

Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂

4^e trimestre 2013

SOMMAIRE

Introduction	3
Le marché de gros de l'électricité	4
1. Introduction	4
2. Activité sur le marché de gros français	6
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	14
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	22
5. Volumes d'imports/exports.....	26
6. Concentration du marché français de l'électricité	28
Le marché de gros du gaz	31
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	31
2. La formation des prix et les marchés du gaz en Europe	31
3. Activité sur le marché de gros français	36
4. Suivi des infrastructures.....	38
5. Concentration du marché français du gaz	39
Le marché de gros du CO₂.....	43
1. Cadre institutionnel et annonces liées au secteur de l'énergie	43
2. Evolution des prix.....	43
3. Matières premières énergétiques et fondamentaux	47
Glossaires	54
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	54
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	55
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	57
Glossaire propre à l'observatoire du marché du CO ₂	58
Table des figures	60

Introduction

L'observatoire des marchés a pour objectif de présenter à un large public des indicateurs de suivi de l'ouverture des marchés. Il porte sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en France métropolitaine et, depuis 2013, sur le marché de gros du CO₂.

Cet observatoire, actualisé tous les trimestres, est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

Depuis le 1er juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.

Le marché de gros de l'électricité

1. Introduction

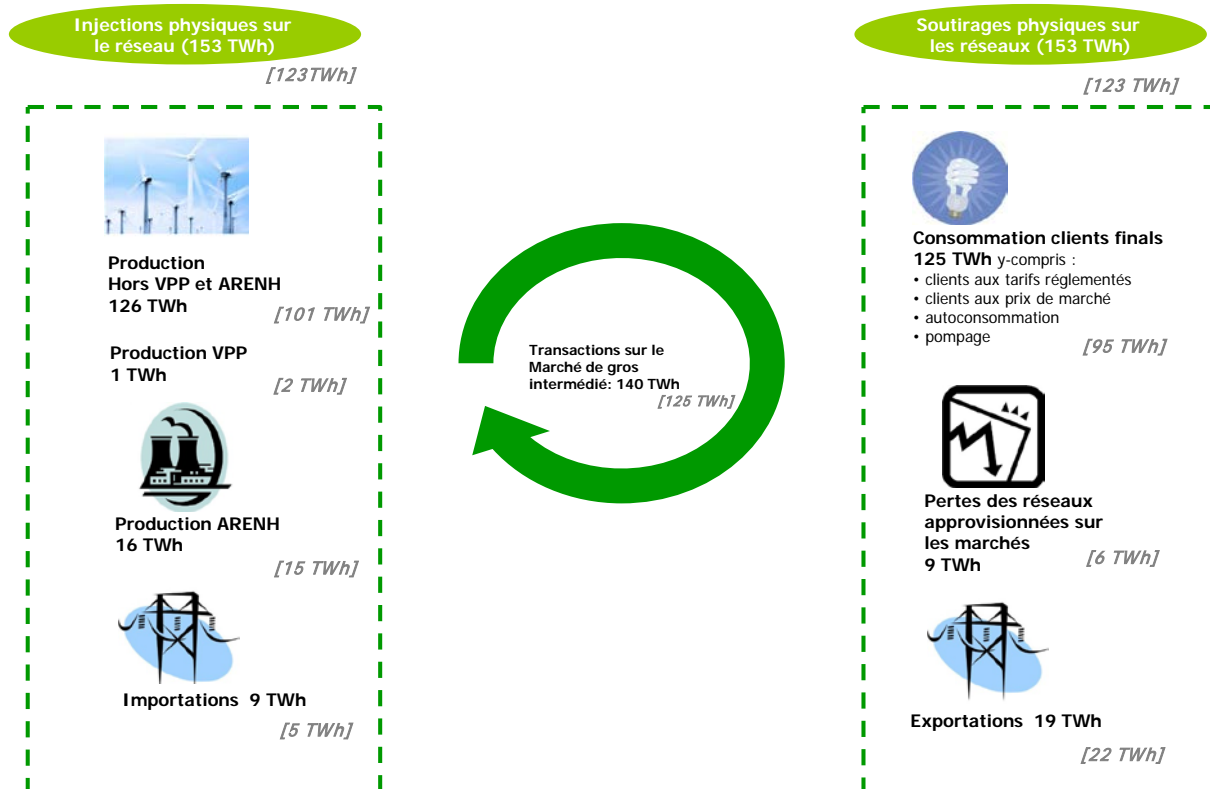
1.1 Les principales dates concernant le marché de gros français

- **Novembre 2000** : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
- **Début 2001** : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
- **Mai 2001** : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
- **Septembre 2001** : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
- **Novembre 2001** : lancement du marché Powernext Day-Ahead
- **Juin 2004** : lancement du marché Powernext Futures
- **Juillet 2004** : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- **Janvier 2006** : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- **Novembre 2006** : démarrage du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
- **Juillet 2007** : lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
- **Avril 2009** : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX SPOT et d'EPD pour les produits à terme
- **Novembre 2010** : extension du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.
- **Décembre 2010** : couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
- **Juillet 2011** : ouverture des droits à l'ARENH
- **Novembre 2011** : les produits *futures* négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
- **Novembre 2011** : arrêt des enchères VPP¹
- **Janvier 2012** : début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
- **Janvier 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
- **Juin 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
- **Juin 2013** : couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT

¹ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

1.2 Bilan du marché de gros français

Le graphique ci-dessous présente les flux d'énergie entre les différents segments amont et aval du marché de gros français au cours du quatrième trimestre 2013. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français.



Source : RTE – données [T3 2013] et T4 2013 - Analyse : CRE

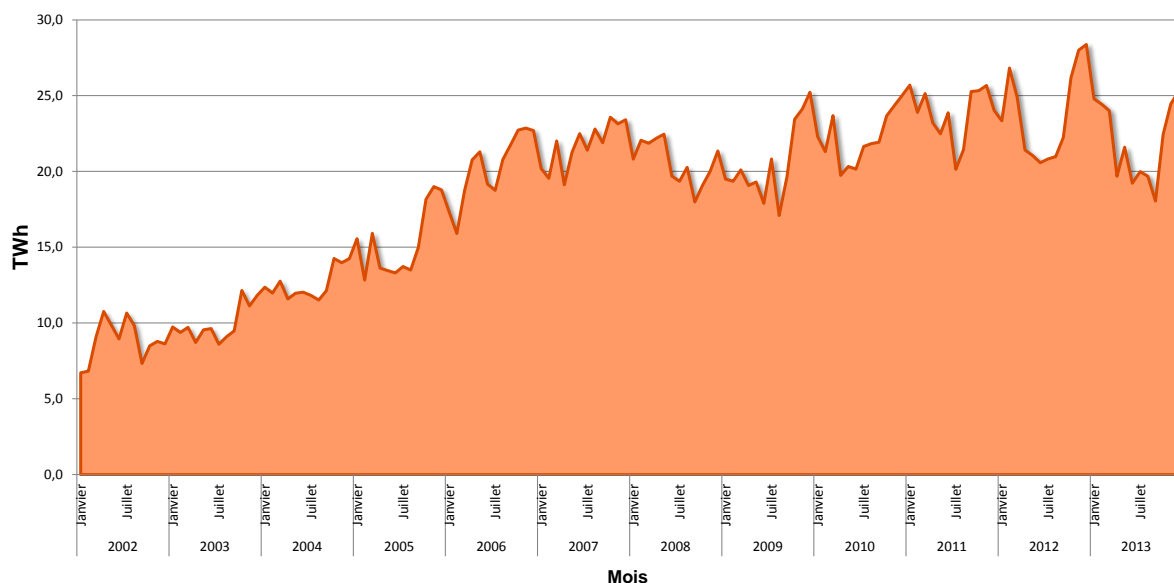
2. Activité sur le marché de gros français

2.1 Activité sur le marché de gré à gré

L'essentiel du commerce de gros de l'électricité s'effectue en gré à gré (OTC), par des transactions directes ou via des intermédiaires (société de courtage et plateformes de négoce). La CRE a rendu publics (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions intermédiées.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès de RTE. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entre acteurs résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH).

Figure 1 Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



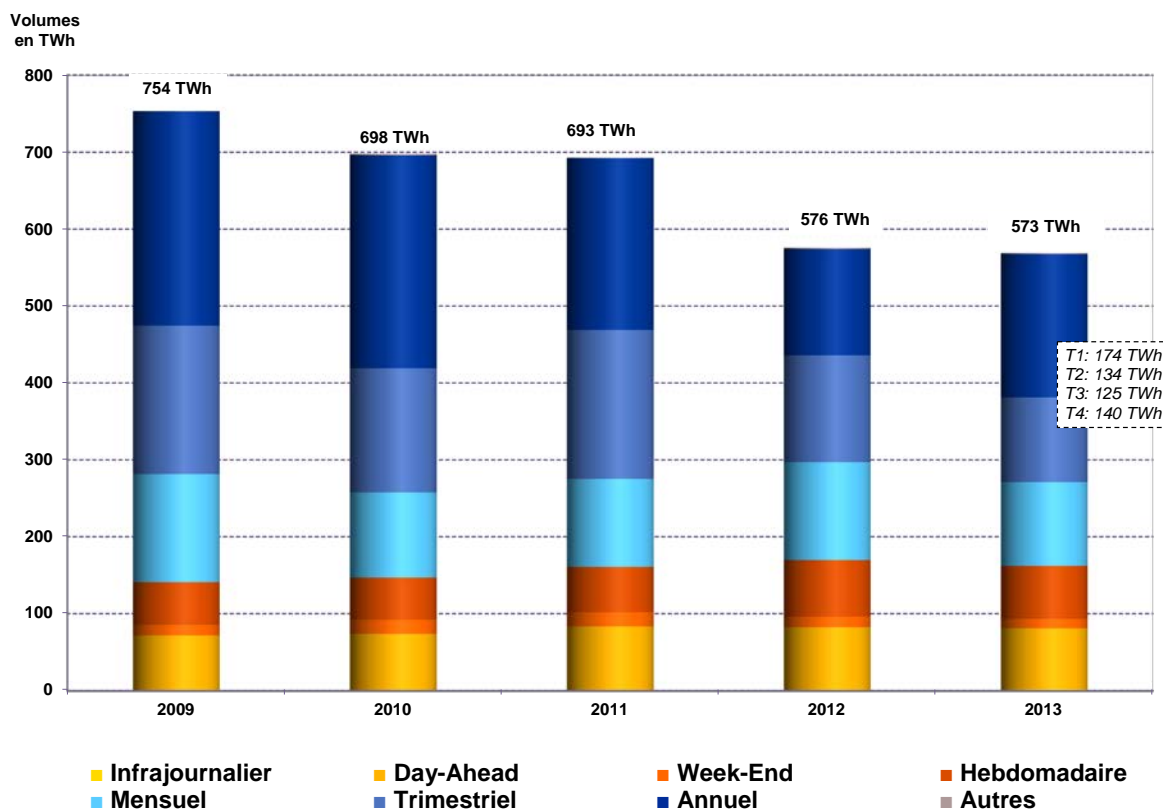
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 72,2 TWh au quatrième trimestre 2013. En hausse de 14,5 TWh par rapport au trimestre précédent et en baisse de 10,4 TWh par rapport à la même période l'année dernière, ce volume a représenté 55% de la consommation nationale, contre 59% au troisième trimestre 2013 et 72% à la même période en 2012.

2.2 Evolution du négoce sur le marché intermédié français

Le marché intermédié français de l'électricité regroupe le négoce effectué sur les marchés organisés et sur les plateformes de courtage (OTC intermédié).

Figure 2 Vue globale du négoce sur le marché de gros français intermédié au quatrième trimestre 2013



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits spot :

Plus de 26 TWh ont été échangés sur le marché spot au quatrième trimestre 2013 : les volumes sont en hausse de près de 7,0 TWh par rapport au trimestre précédent, mais en baisse de 1,9 TWh par rapport à 2012 à la même période.

Le marché de l'intraday a représenté 5,4% du total des volumes échangés sur le spot (contre 5,0% au trimestre précédent), la quasi-totalité des échanges se réalisant sur EPEX SPOT. L'activité est en hausse avec 1,44 TWh échangés (+0,45 TWh par rapport au trimestre précédent) pour un près de 65 000 transactions (contre 44 000 au trimestre précédent). Les échanges cross-borders représentent 64% des volumes et 70% des transactions, des chiffres en baisse par rapport au troisième trimestre 2013 (respectivement 79% et 86%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont progressé par rapport au trimestre précédent (+29%) mais légèrement diminué par rapport au quatrième trimestre 2012 (-6%). Cette évolution est essentiellement le résultat de la hausse des volumes sur le marché EPEX SPOT plus liquide (+3 TWh soit +23% par rapport au trimestre précédent) contre une hausse de 49% sur l'OTC (soit +1,8 TWh). La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX SPOT s'établit à 75% au quatrième trimestre 2013, en légère baisse par rapport au trimestre précédent (78%) et en hausse par rapport même trimestre de l'année 2012 (70%).

Produits à terme² :

Au quatrième trimestre 2013, près de 114 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme³, en hausse de 8% par rapport au trimestre précédent mais en baisse de 26% par rapport au quatrième trimestre 2012. Avec plus de 11 600 transactions, ce nombre est en hausse (+58%) par rapport au trimestre précédent, mais est en baisse vis-à-vis de 2012 à la même période (-23%).

La hausse des volumes sur les marchés à terme par rapport au trimestre précédent est due à l'augmentation de l'activité sur les plateformes de courtage (+7,7% en volumes) et sur EPD France (+12% en volumes). Notons que la très grande majorité des échanges de produits à terme se fait sur les marchés OTC avec près de 96% des volumes échangés au quatrième trimestre 2013. Par ailleurs, on remarque une très forte baisse des volumes via les plateformes de courtages par rapport au même trimestre l'année dernière (-42 TWh, soit -28%) contre une hausse de 37% (+1,3 TWh) en volumes sur EPD France.

La hausse des volumes par rapport au trimestre précédent s'explique par une progression des volumes négociés sur les produits hebdomadaires (+11,35 TWh soit +126%), mensuels (+5,8 TWh soit +32%) et trimestriels (+1,9 TWh soit +8%) ; tandis que ceux des produits annuels se sont réduits de 10,85 TWh, c'est-à-dire une baisse de 20% par rapport au trimestre précédent. Le produit annuel conserve cependant la première place des produits échangés, tout comme les produits trimestriels et mensuels leurs respectives deuxième et troisième place. En quatrième place se trouvent les produits hebdomadaires, dont les volumes sont cependant en hausse de 125% par rapport au trimestre précédent, à 20,4 TWh. Sur le marché OTC, les produits annuels (39% des volumes) arrivent devant les produits trimestriels (22%), mensuels (21%) et hebdomadaires (18%). Sur la bourse, les produits annuels arrivent en tête des échanges (30% des volumes), devant les produits mensuels (27% des volumes), hebdomadaires et enfin trimestriels (respectivement 23% et 20% des volumes sur la bourse).

² L'ensemble des évolutions décrites dans les commentaires qui suivent portent sur les produits à terme de la section *Développement du négoce en France des indicateurs des marchés de gros de l'électricité*.

³ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale une semaine (Produits Hebdomadaires, Mensuels, Trimestriels, Semestriels ou Annuels). Les produits week-end sont inclus dans les produits spot.

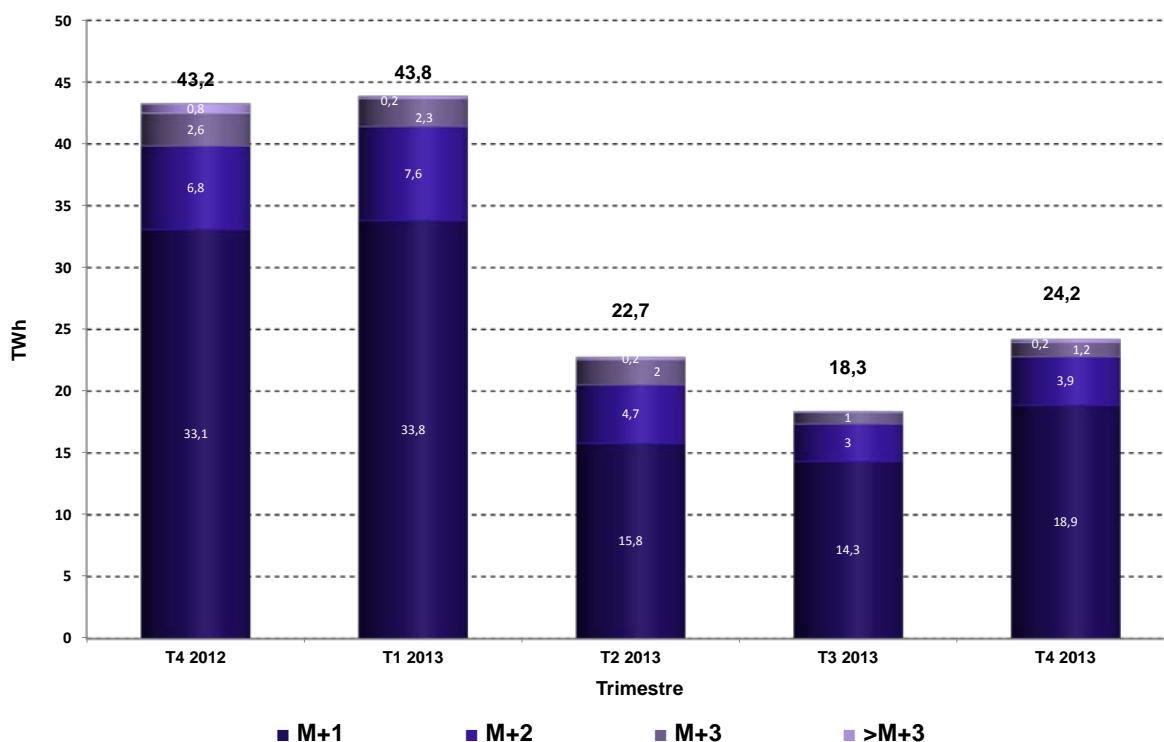
Produits mensuels :

Les volumes échangés sur les produits mensuels ont augmenté au cours du quatrième trimestre 2013 : 2 979 transactions de produits mensuels représentant 24,2 TWh échangés, soit un volume en hausse de 5,8 TWh par rapport au trimestre précédent. Par rapport au T4 2012, cependant, le volume de produits mensuels échangés est en baisse de 44%, une baisse très conséquente mais identique à celle du T3 2013 par rapport au T3 2012.

Derrière la hausse entre le quatrième trimestre 2013 et le trimestre précédent, se trouvent principalement une augmentation des volumes sur les contrats M+1 (+4,54 TWh), et dans une moindre mesure une hausse des volumes sur les maturités M+2 et M+3 (+0,9 TWh et +0,2 TWh respectivement). Le produit M+1 reste la maturité la plus liquide (78% des volumes), devant les contrats M+2 (16% des volumes) et M+3 (5% des volumes).

La forte baisse entre le T4 2013 et le même trimestre l'année dernière, s'explique par des volumes des produits M+1 échangés qui ont chuté de 43%, ainsi qu'aux volumes des produits M+2 et M+3 qui ont chuté respectivement de 42% et de 56% (mais beaucoup moins fortement en termes de volumes).

Figure 3 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits mensuels



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

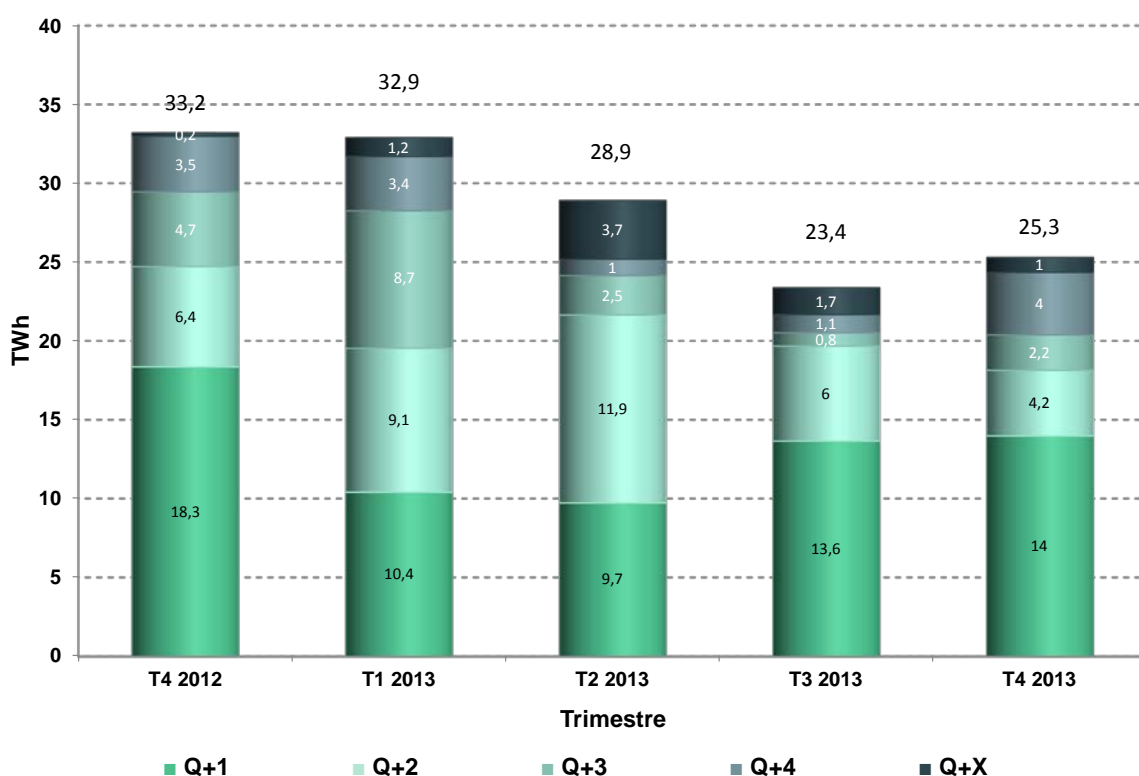
Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au quatrième trimestre 2013 est en hausse. Les volumes échangés se sont élevés à 25,3 TWh pour 1 605 transactions, soit une augmentation en volume de 8% par rapport au trimestre précédent, et une baisse de 24% par rapport à 2012 à la même période.

Cette hausse des volumes vis-à-vis du troisième trimestre 2013 provient de la progression des volumes sur le contrat Q+4 (+2,8 TWh en volumes), et dans une moindre mesure des maturités Q+3 (+1,4 TWh en volumes) et Q+1 (+0,3 TWh en volumes). Ces hausses sont cependant altérées par des volumes en retrait sur la maturité Q+2 (-1,9 TWh). Notons que les produits Q+1 représentent 57% des volumes échangés ce trimestre et les produits Q+2 et Q+4 respectivement 17% et 16% des volumes.

Comparativement à 2012 à la même période, les volumes sont en retrait de 24% sur la maturité Q+1 (soit -4,37 TWh), de 35% sur la maturité Q+2 (-2,2 TWh) et de 53% sur la maturité Q+3 (-2,5 TWh). Pour la maturité Q+4, on observe une hausse de 12% des volumes négociés (+0,4 TWh).

Figure 4 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits trimestriels



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

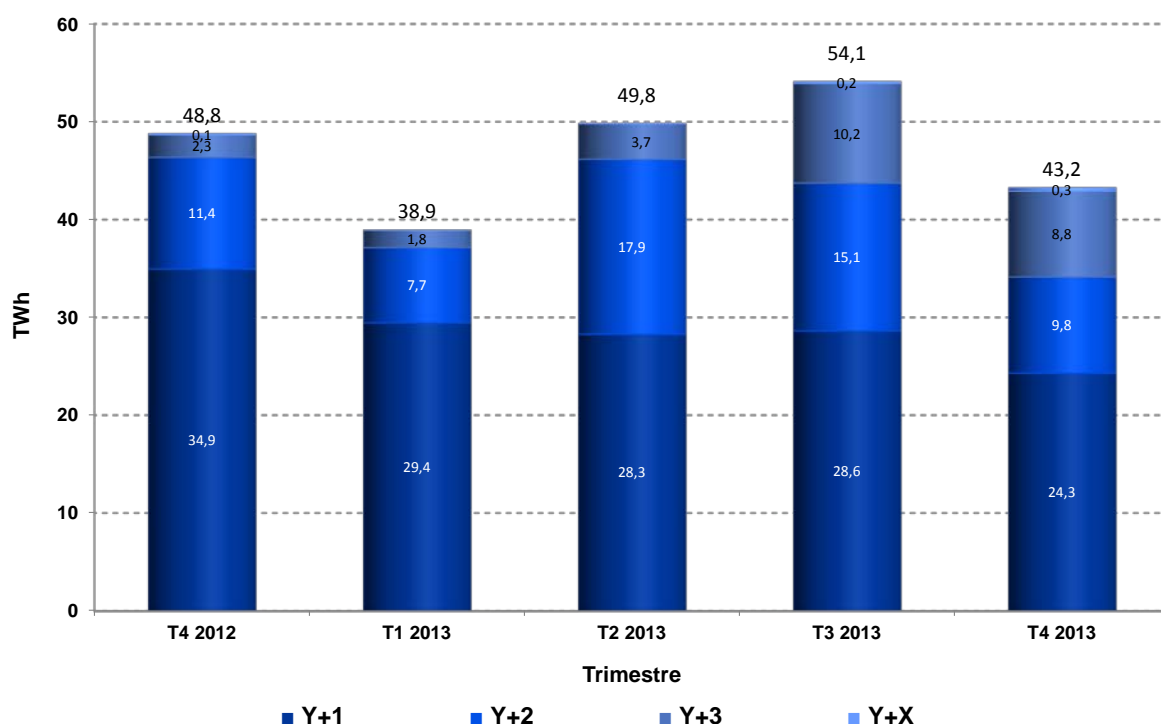
Produits calendaires :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont été en baisse au quatrième trimestre 2013 avec plus de 43 TWh négociés pour 959 transactions, soit -20% et -14% respectivement par rapport au troisième trimestre de 2013. Ces chiffres sont également en retrait, de 11% par rapport au quatrième trimestre 2012 en termes de volumes, et de 1% en nombre de transactions.

La réduction des volumes par rapport au trimestre précédent concerne toutes les maturités : les volumes échangés sur la maturité Y+1 baissent de 4,3 TWh (soit -15%), de 5,3 TWh sur la maturité Y+2 (-35%) et de 1,4 TWh sur la maturité Y+3 (-14%).

En comparaison avec le quatrième trimestre de 2012, l'activité est en net progrès sur le contrat Y+3 (+6,5 TWh, soit +279%), tandis que les volumes diminuent de 10,6 TWh (-30%) sur la maturité Y+1 et de 1,6 TWh (-14%) sur Y+2.

Figure 5 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits calendaires

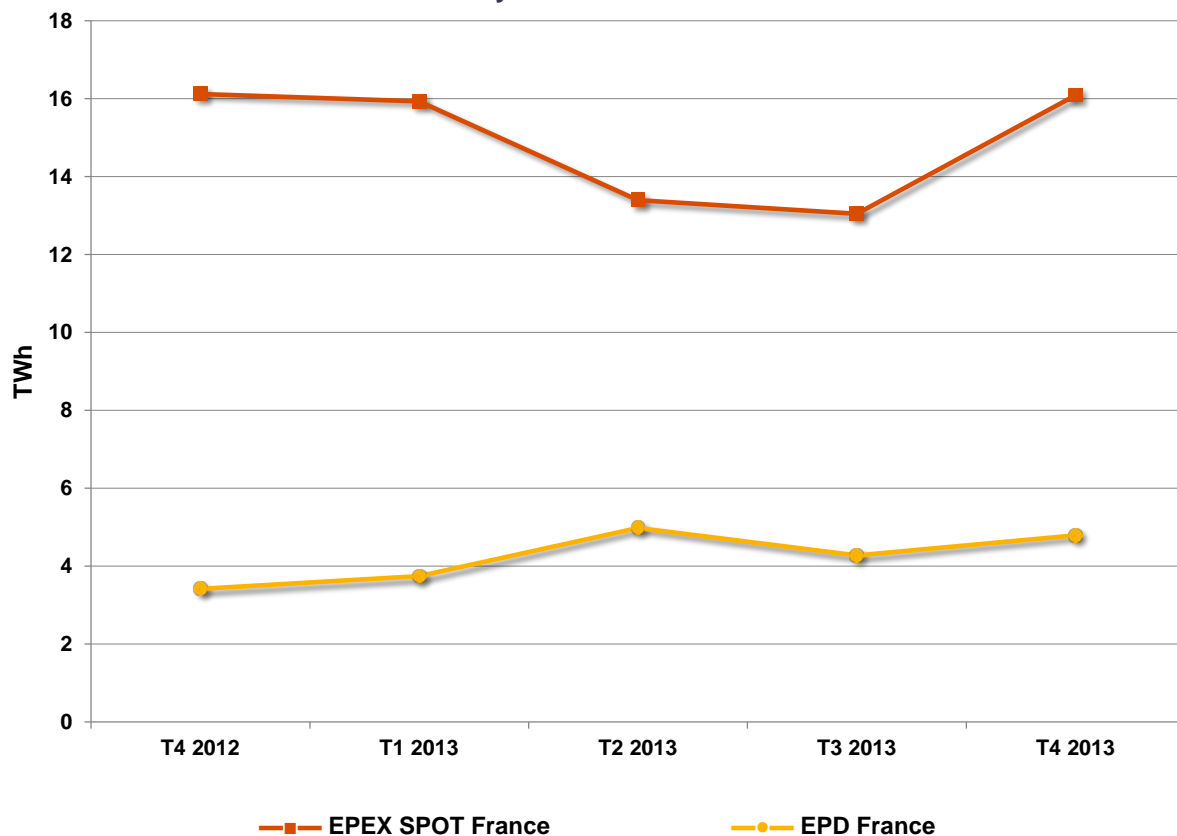


Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

2.3 Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Avec 16,1 TWh échangés, le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX SPOT est en hausse de 23% au quatrième trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, et stable par rapport à la même période l'année précédente. Avec 4,8 TWh négociés sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes sont en hausse par rapport au trimestre précédent (+12%) et plus encore par rapport à la même période en 2012 (+40%).

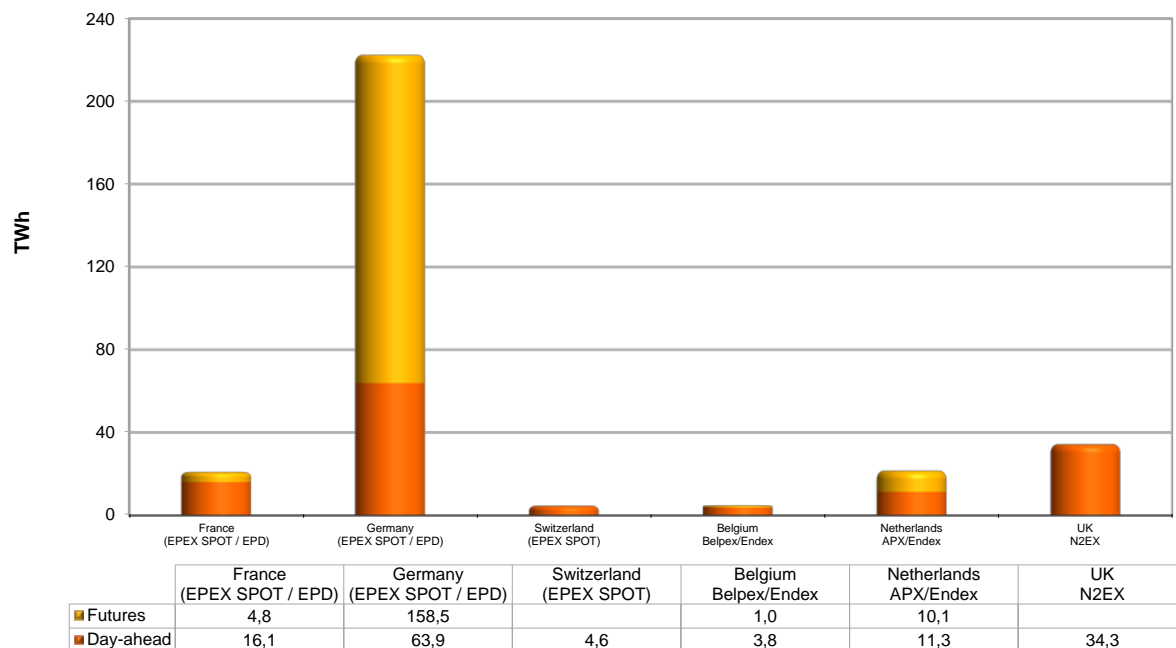
**Figure 6 Volumes trimestriels échangés sur les marchés organisés français
- day-ahead et futures –**



Sources: EPEX SPOT, EPD France

L'activité sur le marché *day-ahead* français se situe en quatrième place par rapport aux autres marchés européens, très largement inférieure à l'activité en Allemagne et nettement devancée par le marché *day-ahead* au Royaume-Uni. Les volumes français talonnés au deuxième trimestre par ceux du marché APX aux Pays-Bas, ont désormais été dépassés par le marché néerlandais. L'activité sur le marché *futures* ayant très fortement chuté depuis 2011, elle s'inscrit à un niveau très inférieur au marché néerlandais dont les volumes ont fortement augmenté depuis le troisième trimestre 2012. Au quatrième trimestre 2013, les volumes des futures français se maintiennent au-dessus de ceux du marché à terme belge.

Figure 7 Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing) – Quatrième trimestre 2013 –



Sources: EPEX SPOT, EPD France, Belpex, ICE Endex, APX, N2EX

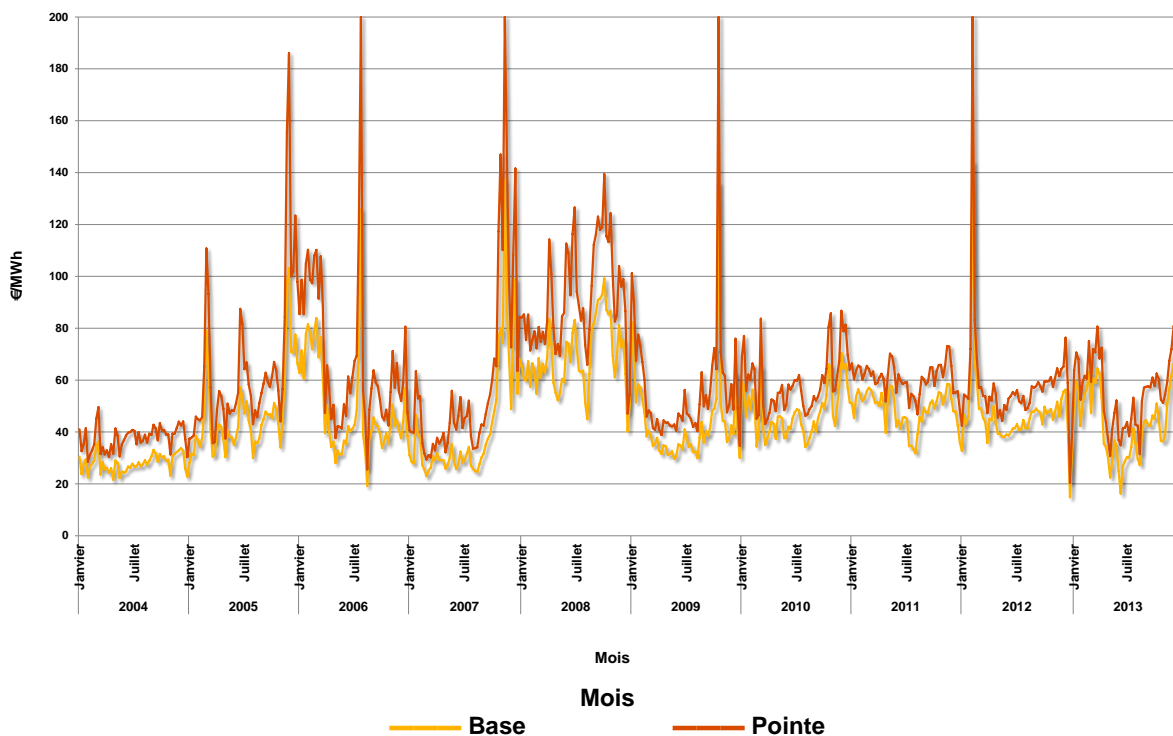
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

3.1 Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX SPOT ont affiché une moyenne de 47,8 €/MWh en base et 60,4 €/MWh en pointe au quatrième trimestre 2013 pour la France, soit des hausses respectives de 27% et 22% par rapport au trimestre précédent. Ces prix sont, par rapport au même trimestre en 2012, en hausse de 3% chacun.

Figure 8 Prix day-ahead France sur EPEX SPOT - moyennes hebdomadaires –

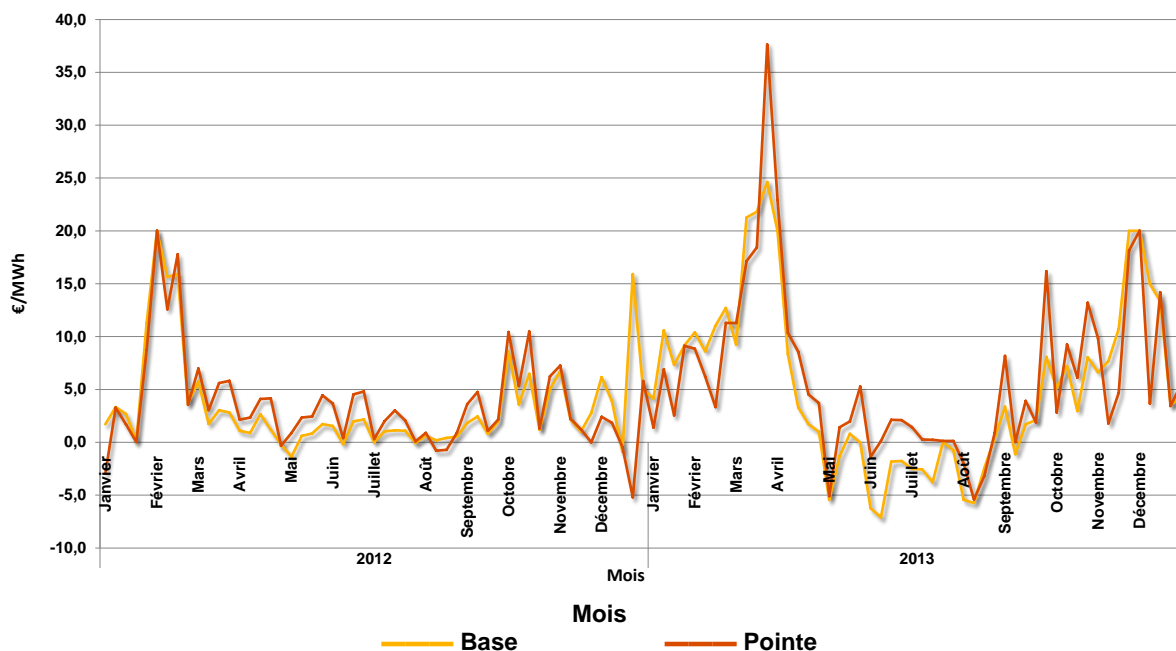


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Sur le marché allemand, le prix spot a baissé de 3% en base mais augmenté de 4% en pointe par rapport au troisième trimestre 2013, s'établissant respectivement à 37,5 €/MWh et 50,7 €/MWh. Ils sont inférieurs à ceux de 2012 à la même période, de 9% en base et de 8% en pointe.

Le différentiel de prix France-Allemagne s'est inversé et fortement accru en moyenne trimestrielle en base, passant de -1,2 €/MWh à 10,2 €/MWh. De même en pointe il passe de 0,7 €/MWh à 9,7 €/MWh. Par rapport à la même période en 2012, les spreads base et pointe ont respectivement augmenté de 111% et 196%.

Figure 9 Différentiels day-ahead France – Allemagne - moyennes hebdomadaires –

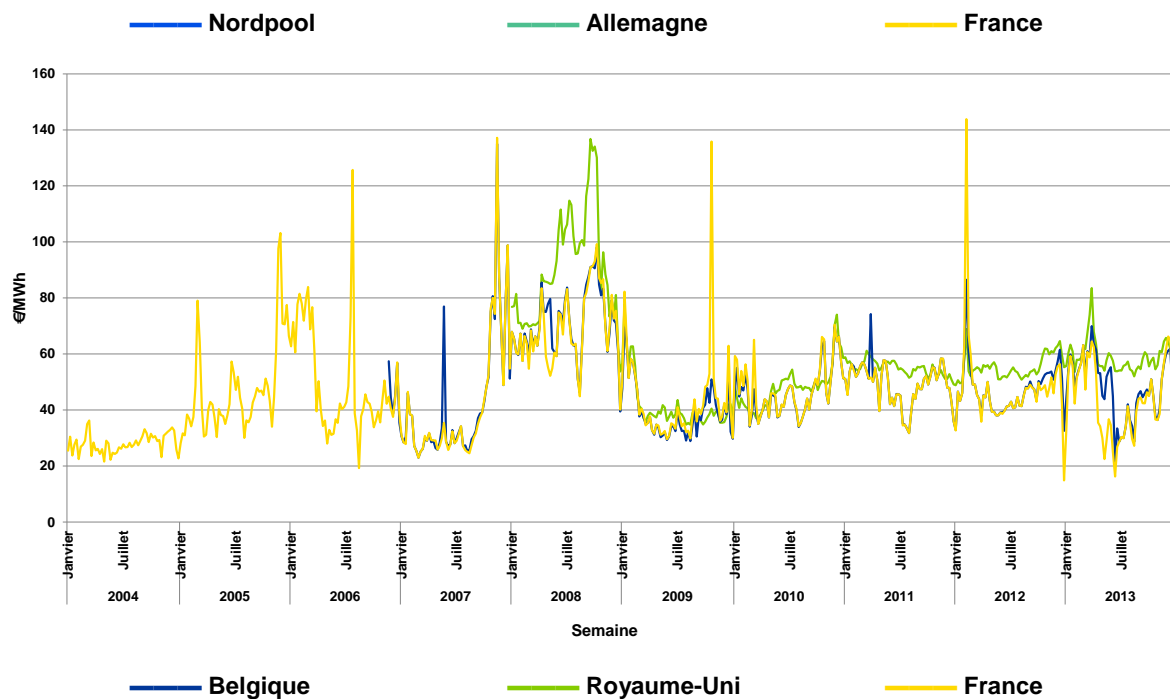
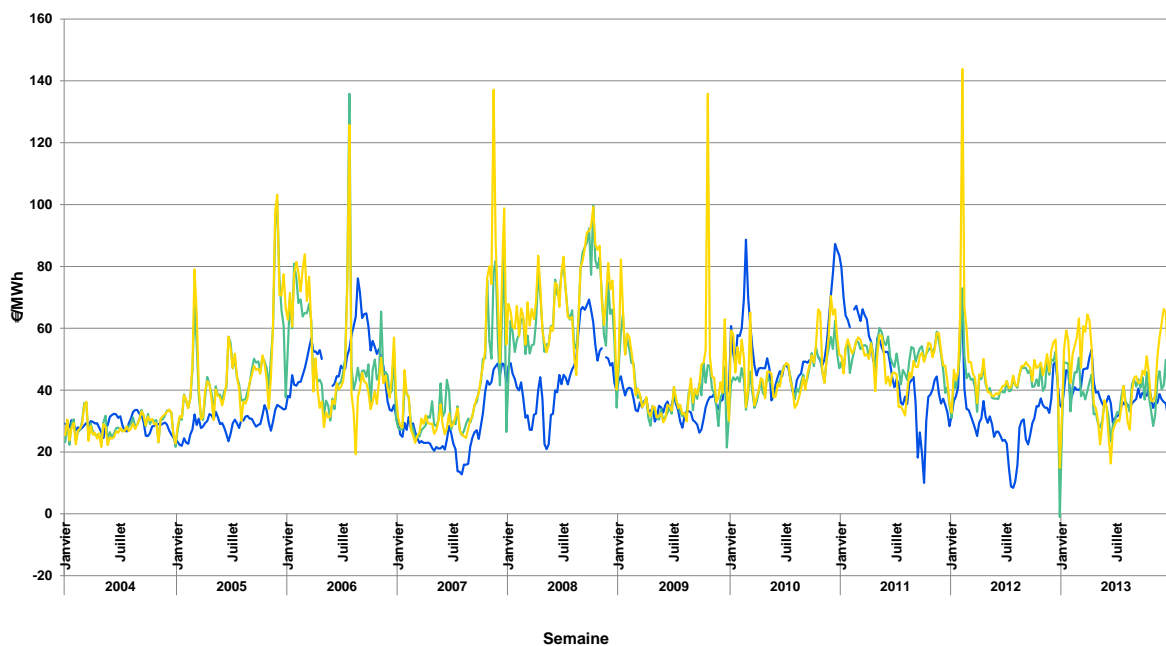


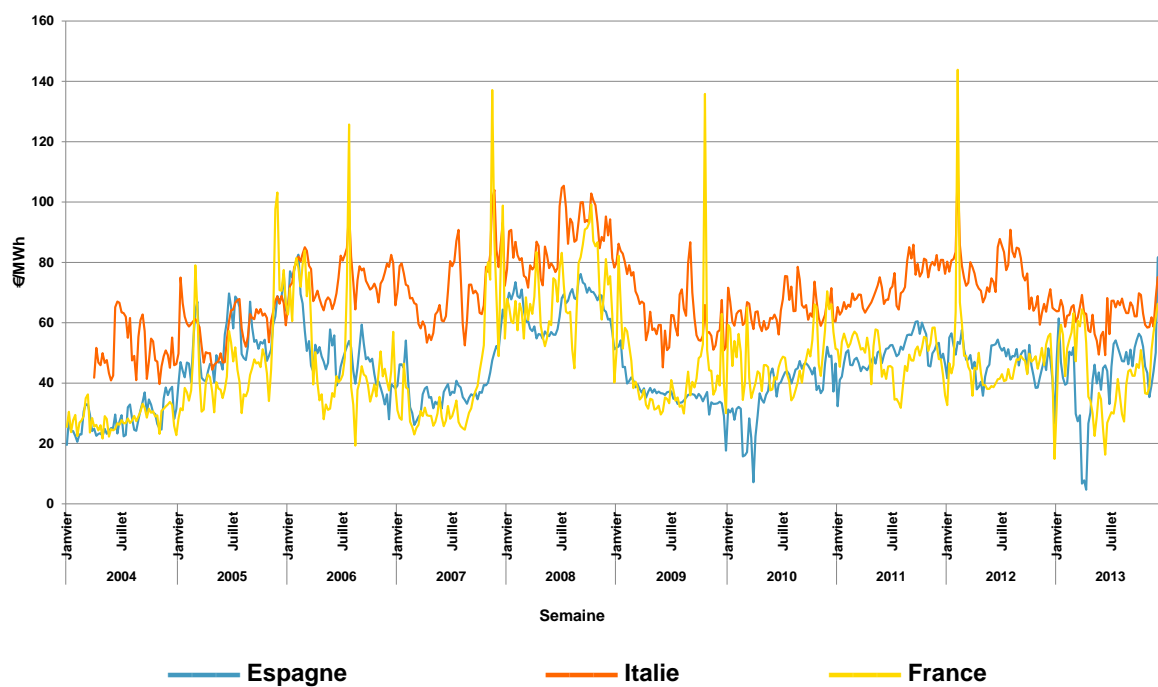
Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Les prix base et pointe belges sont en hausse (+20% en base et +14% en pointe) par rapport au troisième trimestre 2013. Au Royaume-Uni, les prix base et pointe augmentent plus faiblement, de +6% et +5% respectivement. Sur Nordpool, les indices base et pointe sont restés inchangés au quatrième trimestre 2013. Les prix suisses sont eux en augmentation, les indices base et pointe augmentant respectivement de 23% et 21%. En Italie, les prix italiens sont restés stables en base mais ont augmenté de 10% en pointe. Les prix espagnols quant à eux augmentent légèrement : de 5,9% en base et de 4,2% en pointe.

Au quatrième trimestre 2013, les prix moyens français et allemand, qui étaient assez proches aux deux précédents trimestres, divergent fortement du fait de la thermosensibilité de la consommation en France : le spread se positionne en hausse à 10,2 €/MWh en base et 9,7 €/MWh en pointe. Les écarts de prix moyens avec la Belgique s'inversent mais restent faibles, à 0,5 €/MWh en base et 2,8 €/MWh en pointe. Vis-à-vis de la Suisse, les écarts ont peu variés par rapport au trimestre précédent, évoluant légèrement en défaveur de la France à -0,7 €/MWh en base et 0,2 €/MWh en pointe. Les prix ayant été plus stables en Italie qu'en France, les écarts se réduisent à -17,4 €/MWh en base et -14,4 €/MWh en pointe. De même pour le Royaume-Uni, les écarts diminuent à -11,8 €/MWh en base et -7,9 €/MWh en pointe. C'est également le cas en Espagne, où le spread base se réduit à -5,0 €/MWh et le spread pointe s'inverse à 1,8 €/MWh. Enfin, les prix ayant été parfaitement stables sur Nordpool, les spreads base et pointe augmentent d'autant que les prix français, à 11,9 €/MWh et 21,7 €/MWh respectivement.

Figure 10 Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens - moyennes hebdomadaires –





Sources : EPEX SPOT France / Allemagne, Belpex, Omel, NordPool, Ipx, Heren – Analyse : CRE

3.2 Prix futures

Produits calendaires :

Le prix du produit calendaire base en France a augmenté sur T4 2013, tandis que le produit pointe est resté stable. En Allemagne, les prix base et pointe du contrat calendaire Y+1 se sont très légèrement appréciés.

Les prix du *future* annuel Y+1 en base a augmenté de près de 0,9 €/MWh en France et de 0,04 €/MWh en Allemagne, s'établissant respectivement à 43,2 €/MWh et 37,6 €/MWh en moyenne.

En pointe, le prix du contrat Y+1 français a perdu 0,21 €/MWh à 56,2 €/MWh pendant que le prix allemand gagnait plus de 0,7 €/MWh à 48,8 €/MWh.

Figure 11 Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers –



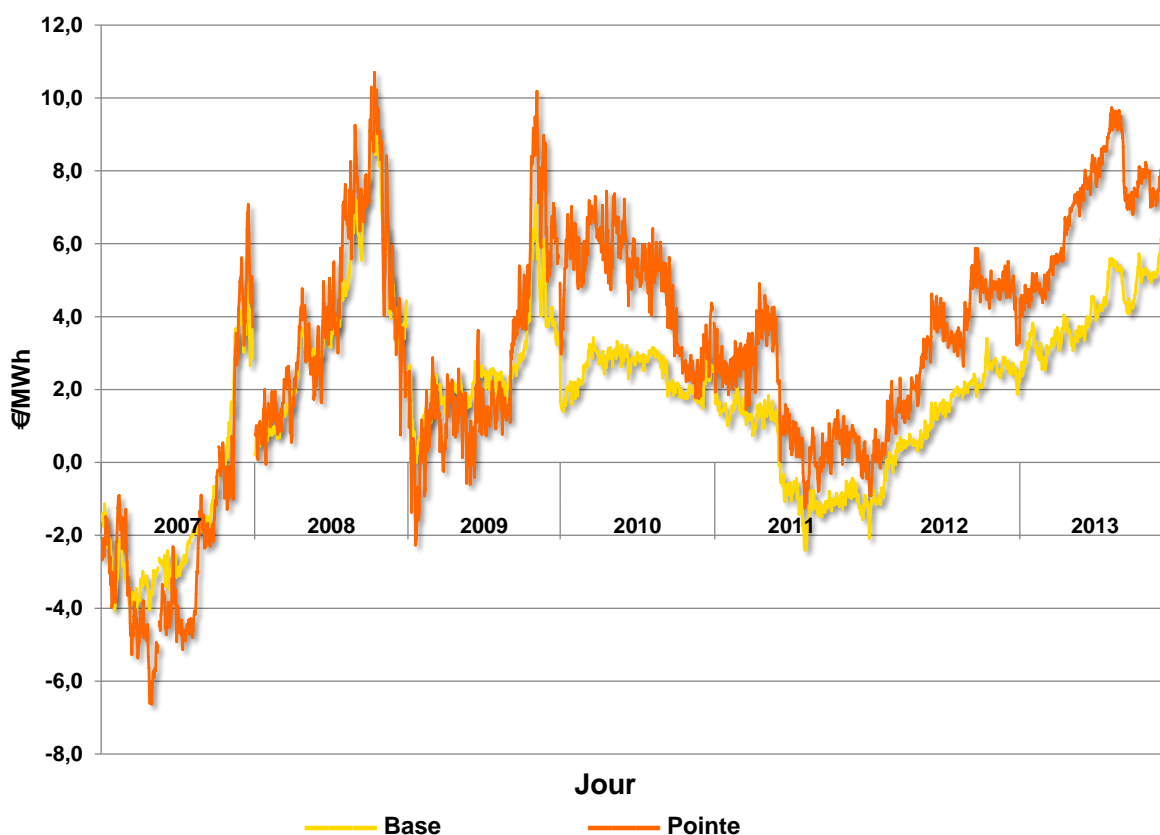
Sources : EPD France / Allemagne

A la suite du pic des prix spot de février 2012, il y a eu une inversion du différentiel des prix entre la France et l'Allemagne, les prix Y+1 base français devenant plus chers que les prix allemands. Cette inversion peut s'expliquer en partie par une perception accrue du risque sur le marché français (notamment en raison de la thermo-sensibilité de la consommation électrique). On observe depuis, à chaque trimestre, une valorisation de plus en plus importante de cet écart de prix à terme entre la France et l'Allemagne (+0,8 €/MWh par rapport au T3 2013). Ce phénomène peut également être attribué à la croissance de la production renouvelable en Allemagne, ainsi qu'à la baisse du cours du charbon.

En base l'écart moyen des prix du Y+1 au quatrième trimestre 2013 est de 5,5 €/MWh, en hausse de 17% par rapport au trimestre précédent.

A l'inverse en pointe, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne se réduit. Il atteint 7,5 €/MWh sur le quatrième trimestre 2013, soit une baisse de plus de 0,9 €/MWh (-11%) par rapport au troisième trimestre 2013.

Figure 12 Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers –



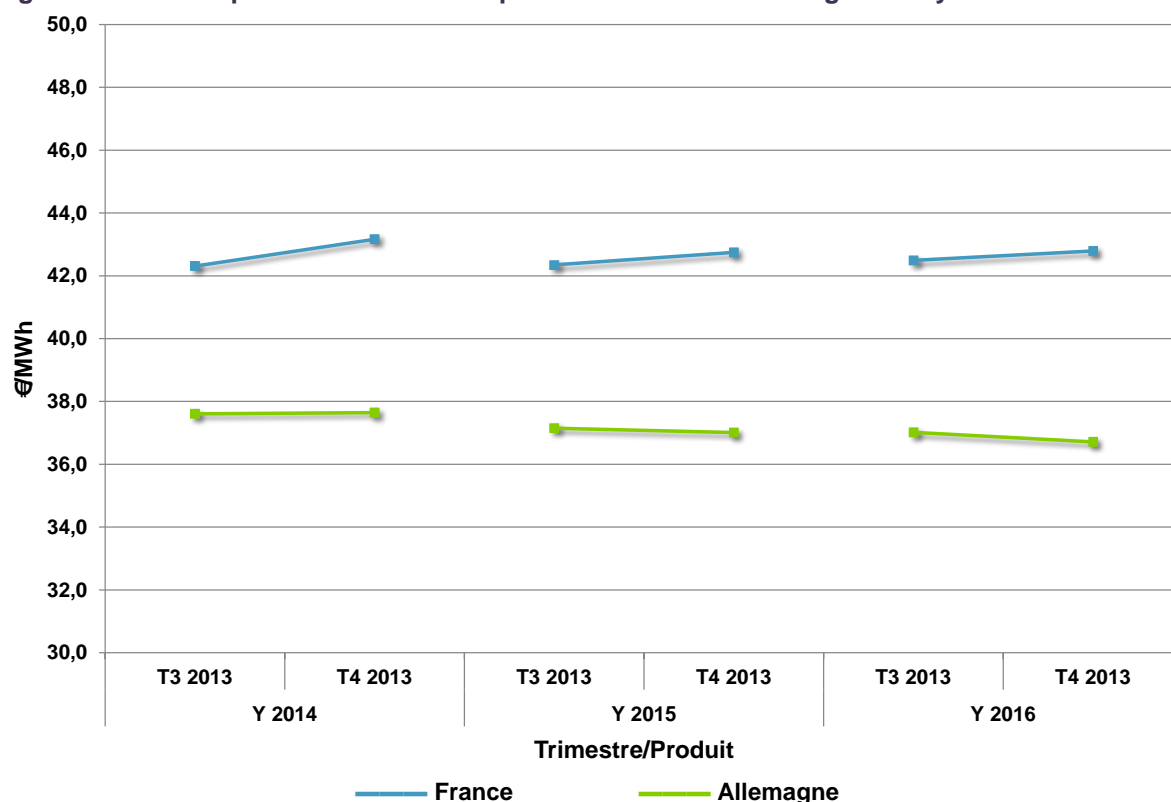
Sources : EPD France / Allemagne

Les prix Y+2 base augmentent de 0,4 €/MWh pour la France et baissent de 0,14 €/MWh pour l'Allemagne. Ils évoluent de manière inverse en pointe, en baisse de 0,19 €/MWh en France et en hausse de 0,75 €/MWh outre Rhin. Il en est de même pour les prix Y+3, en hausse de 0,3 €/MWh en base et en baisse de 1,9 €/MWh en pointe en France, et, à l'inverse en Allemagne, en baisse de 0,3 €/MWh en base et en hausse de 0,65 €/MWh en pointe.

Le différentiel France-Allemagne pour le produit Y+2 base s'étant inversé positivement en Janvier 2012, il tend maintenant à augmenter. Il était de 5,2 €/MWh au trimestre précédent et augmente de plus de 10% au quatrième trimestre 2013 à 5,7 €/MWh. Pour les prix Y+3 base, les prix français continuent à être supérieurs aux prix allemands, l'écart de prix prenant la même tendance à la hausse que pour les maturités Y+1 et Y+2, augmentant de près de 11% au quatrième trimestre 2013 à 6,1 €/MWh.

A l'inverse, les écarts de prix Y+2 et Y+3 en pointe entre la France et l'Allemagne se réduisent respectivement de 10% et 20%, à 8,8 €/MWh et 10,1 €/MWh. Au cours des trimestres précédents, les écarts de prix en pointe avaient eu tendance à augmenter.

Figure 13 Prix des produits calendaires pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles



Sources : EPD France / Allemagne

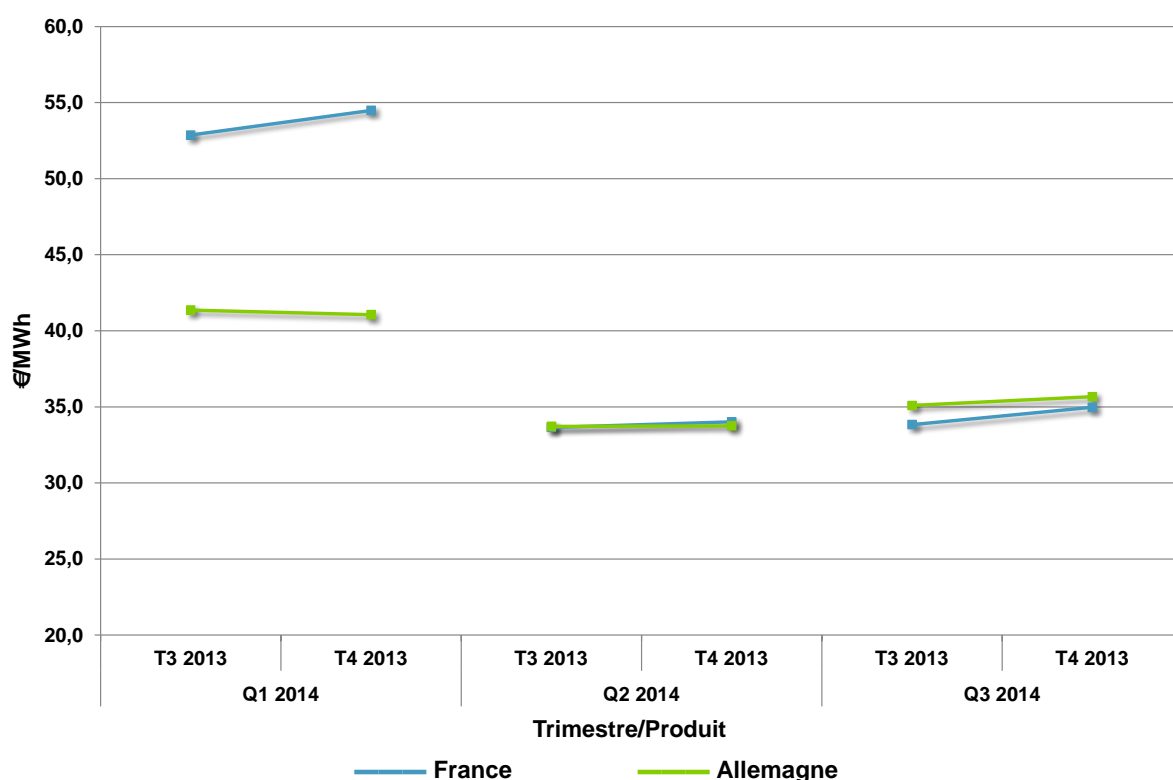
Produits trimestriels :

Au quatrième trimestre 2013, les cours des produits Q1 2014 français et allemands ont divergés, en hausse de 1,6 €/MWh en France et diminuant de 0,3 €/MWh outre-Rhin, l'écart de prix s'accroissant en faveur de l'Allemagne à 13,4 €/MWh. En pointe, l'écart de prix augmente de 25% en faveur de l'Allemagne, à 13,1 €/MWh.

Le cours des produits Q2 2014 s'est apprécié en France de 0,4 €/MWh passant à 34,0 €/MWh, mais reste stable en Allemagne à 33,8 €/MWh. L'écart de prix s'inverse à 0,2 €/MWh en faveur de l'Allemagne (Allemagne moins chère). L'écart de prix entre les produits pointe France et Allemagne s'est réduit de 23% à 4,4 €/MWh.

Les produits Q3 2014 ont évolué à la hausse, de façon plus prononcée que les instruments Q2 2014, s'établissant en base à 35,0 €/MWh en France et 35,7 €/MWh en Allemagne. L'écart de prix se réduit, passant de -1,3 €/MWh à -0,7 €/MWh (France moins chère). De façon similaire, l'écart de prix entre les produits pointe France et Allemagne s'est réduit de 56% euros à 2,3 €/MWh.

Figure 14 Prix des produits trimestriels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles



Sources : EPD France / Allemagne

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

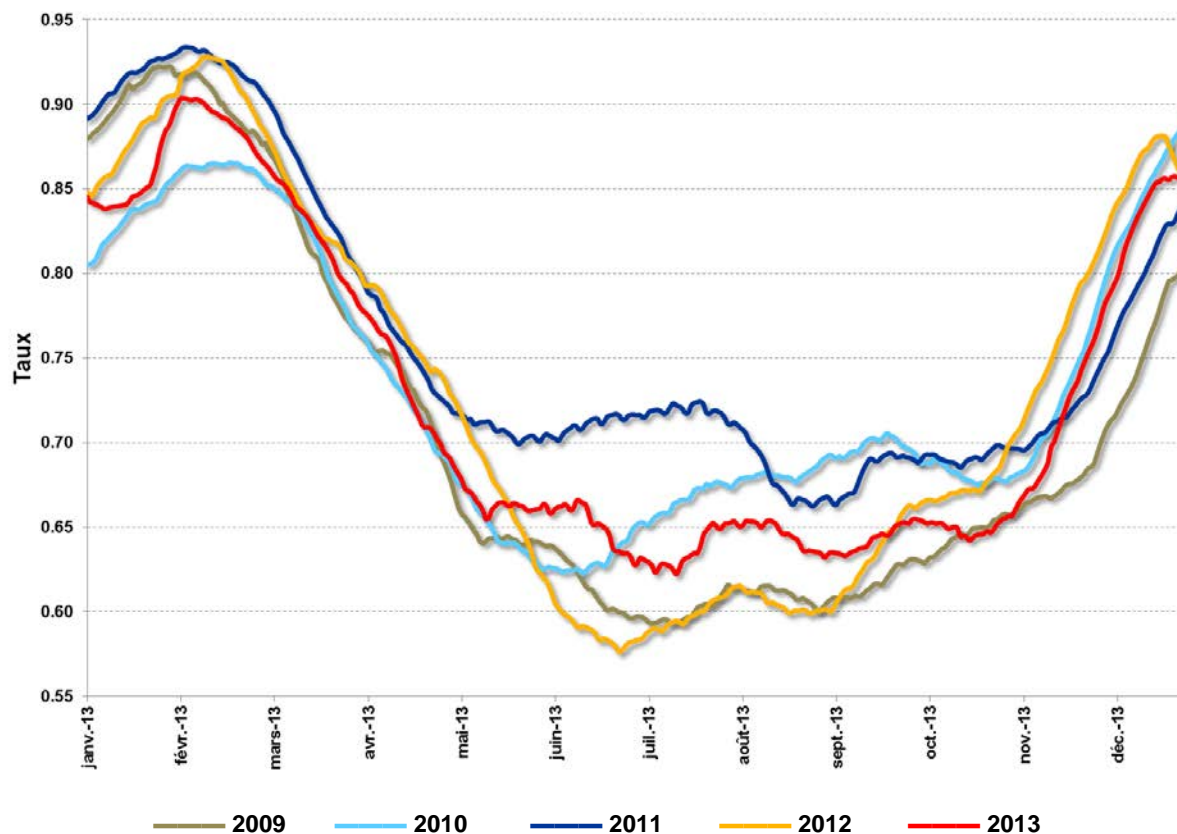
En moyenne trimestrielle, les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2014 ont augmenté de 2% au T4 2013 (cf. partie précédente) par rapport au T3 2013, suivant une hausse de 1,1% du gaz et de 3% pour le CO₂ et ce malgré une baisse de 5% pour le charbon.

Cette hausse des prix à terme de l'électricité au T4 2013 pour livraison en 2014 met fin à plusieurs mois de baisses successives du produit calendaire 2014, néanmoins cette hausse ne permet pas au produit Y+1 de retrouver son niveau de l'année passée avec une baisse effective de 5% par rapport au T4 2012. Cette baisse d'une année sur l'autre est concomitante à l'évolution à la baisse des prix du charbon et du gaz (respectivement de 18 % et 0,7%) par rapport à T4 2012. Le prix du CO₂, quant à lui, a connu une baisse de 36% par rapport à T4 2012.

Sur le spot, le prix moyen de l'électricité constaté au quatrième trimestre a augmenté de 27%. Cette hausse est concomitante avec la hausse du prix des combustibles : +8% pour le charbon et +3% pour le gaz. La hausse de prix s'observe aussi pour le CO₂ avec 3% d'augmentation sur le spot au T4 2013. La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître également une hausse prix de l'électricité au cours du T4 2013 (+3%) malgré une baisse du prix du charbon (-10%) et une stagnation du prix du gaz. Le CO₂ a lui baissé de 35%.

En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire augmente au quatrième trimestre 2013 par rapport au T3 2013, avec 72,6% contre 64,1% (soit une hausse de 13,2%) suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. Ce taux de production nucléaire est cependant en baisse de 4,3% par rapport au même trimestre de l'année dernière (avec un taux de production de 76%). Cette baisse est la conséquence directe de la dégradation du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 82,3% au T4 2012 à 79% en 2013 au quatrième trimestre. Notons que le taux de disponibilité du nucléaire au T4 2013 est en hausse vis-à-vis de T3 2013 (avec 68,3%).

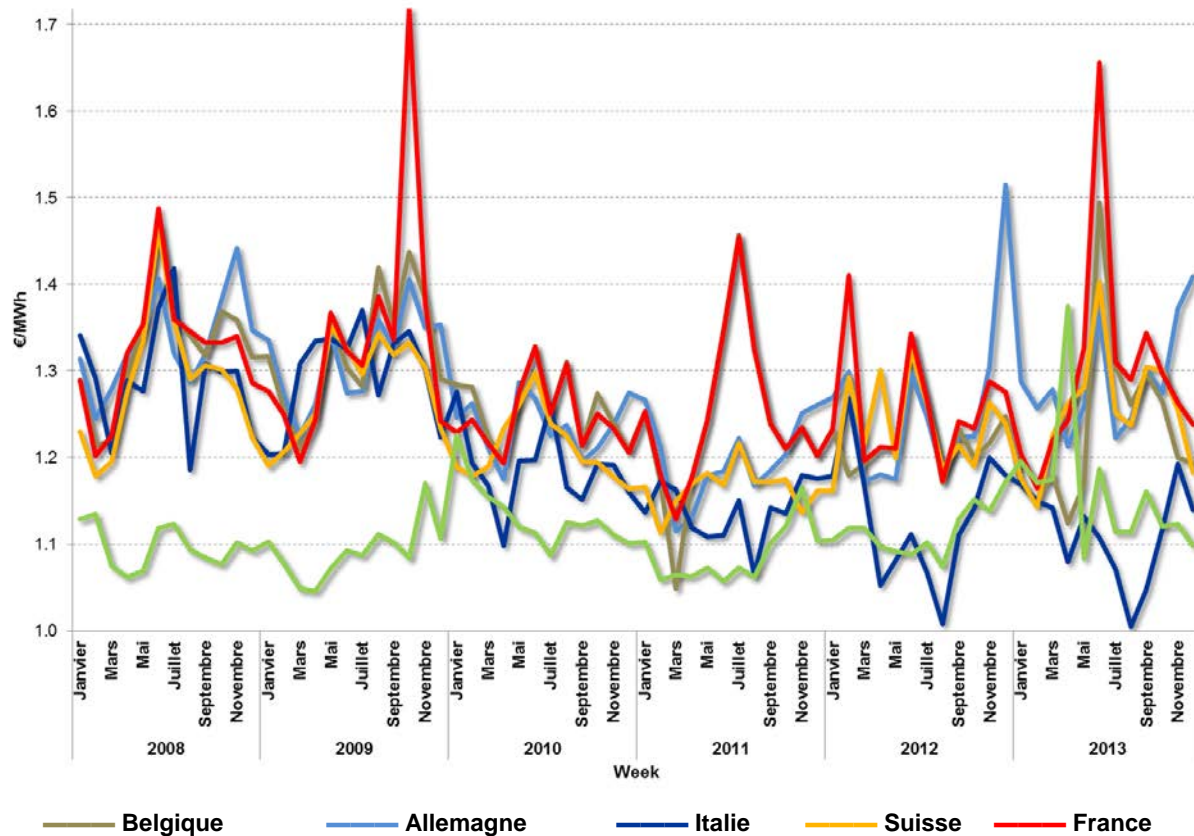
Figure 15 Taux de production du parc nucléaire - moyenne mobile sur 30 jours –



Source : RTE , Analyse CRE

Le ratio Pointe/Base est en baisse au quatrième trimestre 2013 par rapport au T3 2013 (-3,7% avec respectivement 1,266 contre 1,314), ce qui se traduit par une diminution de la divergence observée entre prix base et pointe en T4 2013. Cet écart s'explique par une augmentation du prix spot base plus rapide que celle du prix spot pointe sur la période considérée (+27 % pour la base, +22% pour la pointe par rapport au T3 2013).

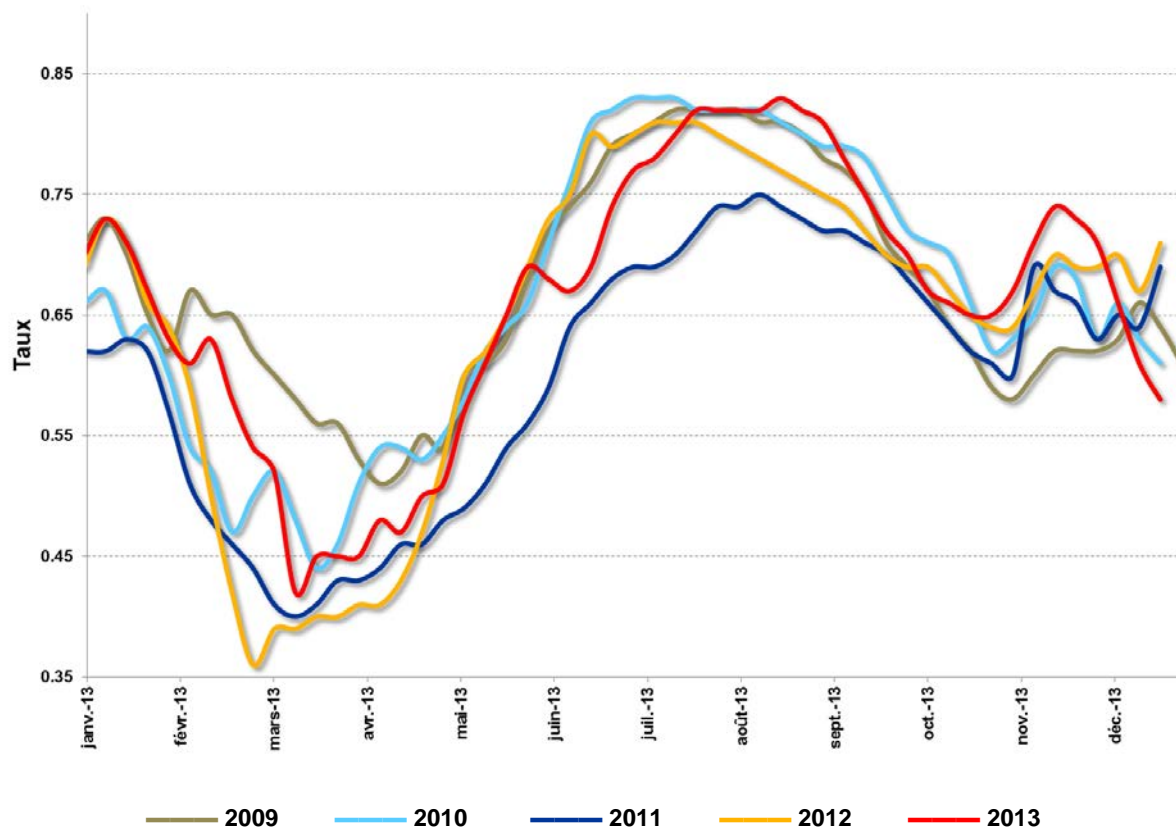
Figure 16 Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX SPOT, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques a largement diminué au cours du quatrième trimestre 2013 atteignant fin décembre 58% contre 70% début octobre. Le niveau est particulièrement bas fin décembre par rapport au niveau enregistré l'année dernière à la même période (70%), cependant en moyenne sur le trimestre, les niveaux d'une année sur l'autre ont été très proches, avec un taux de remplissage moyen de 67% au cours du T4 2013 et de 68% au cours du T4 2012.

Figure 17 Stocks hydrauliques



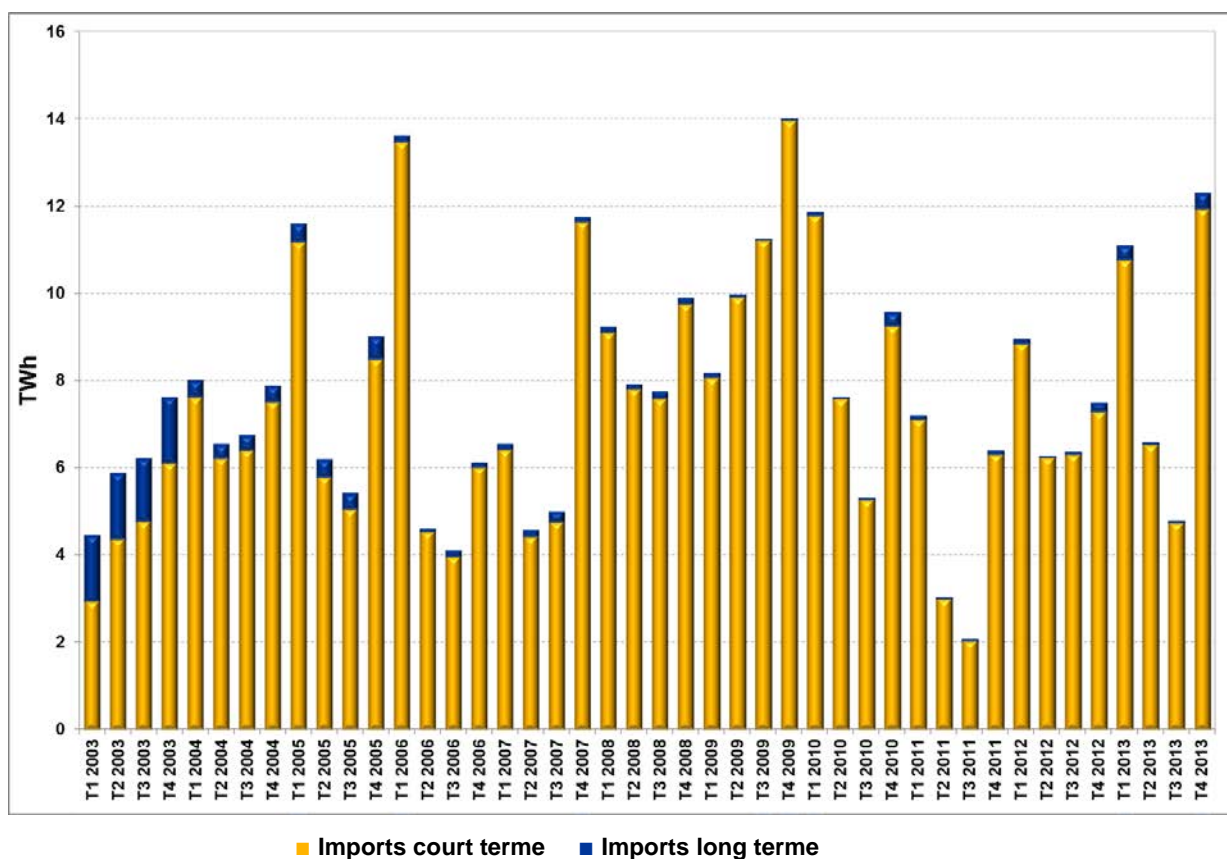
Source : RTE, Analyse CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont presque triplé au T4 2013 par rapport au T3 2013 (respectivement 12,3 TWh et 4,8 TWh). En effet, la consommation française a augmenté de 33% au T4 (131,6 TWh contre 98,9 TWh) alors que la production n'a augmenté que de 19 % (129,1 TWh contre 108,5 TWh).

Les importations ont également augmenté de 64,2% par rapport au même trimestre de l'année 2012 passant de 7,5 TWh en T4 2012 à 12,3 TWh en T4 2013. A noter que la production française a été 2% plus faible au T4 2013 qu'au même trimestre 2012 alors que la consommation n'a presque pas évolué (+0,3%) d'une année sur l'autre.

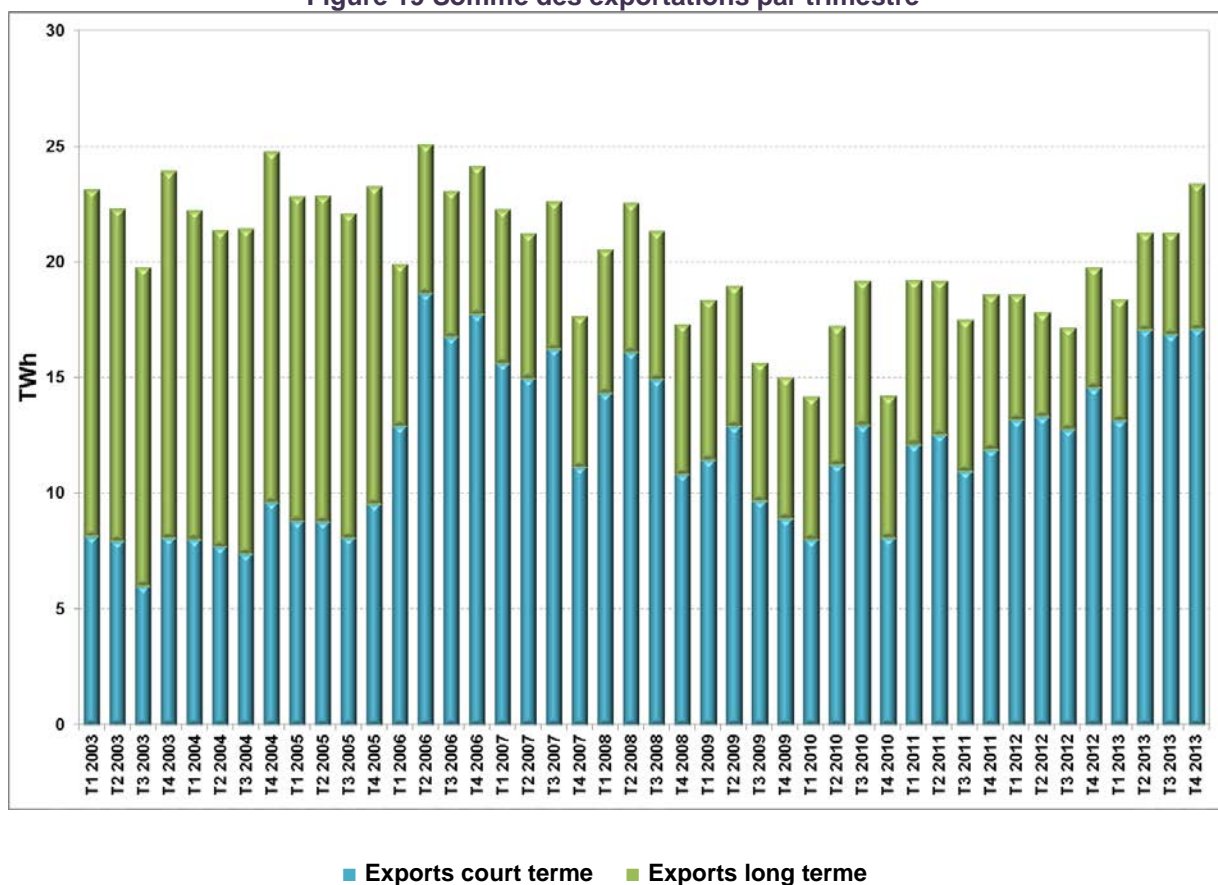
Figure 18 Somme des importations par trimestre



Source : RTE, Analyse CRE

Les exportations ont augmenté en volumes en T4 2013 par rapport au T3 2013 (+10%) avec notamment une meilleure disponibilité du nucléaire ce trimestre. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au quatrième trimestre 2013 affichent un niveau supérieur passant de 19,7 TWh en T4 2012 à 23,3 TWh en T4 2013, soit une augmentation de 18,2%.

Figure 19 Somme des exportations par trimestre



Source : RTE, Analyse CRE

Le solde net exportateur français s'élève à 11,1 TWh au quatrième trimestre 2013, en baisse de 33 % par rapport au T3 2013 (solde net exportateur de 16,5 TWh) et de 9,8 % par rapport au T3 2012 (solde net exportateur 12,3 TWh).

6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 4^{ème} trimestre 2013, sur les 185 responsables d'équilibre présents sur le marché, 20 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France, 20 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP et 17 des droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), tandis que 27 effectuaient des ventes à des consommateurs. 83 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 101 avaient notifié des échanges de blocs dont 93 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

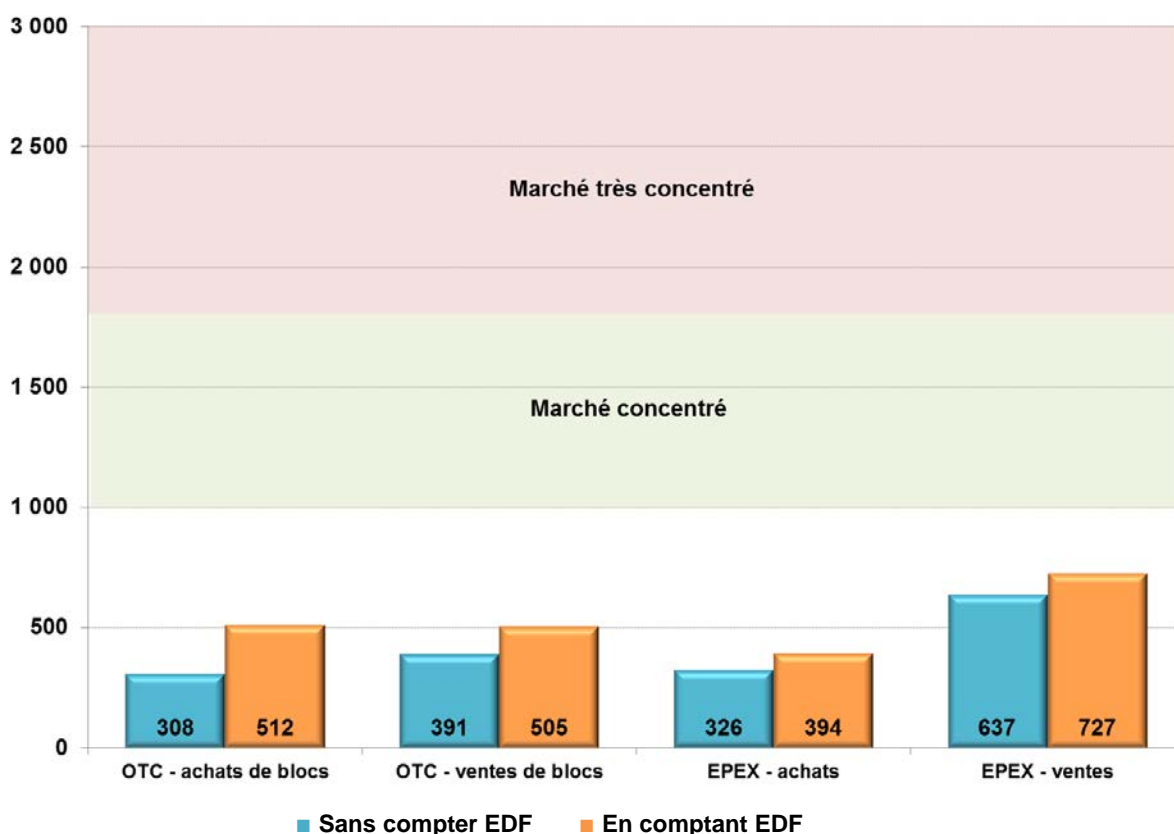
Les graphiques de l'analyse qui suit donnent les indices de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁴ pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est calculé sur la base des livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Les indices HHI permettent de caractériser le degré d'ouverture des marchés de l'électricité et la place occupée par EDF, ancien fournisseur historique d'électricité en France, sur les nouveaux segments du marché. L'étude traite à la fois du marché global, EDF compris, mais également du marché des nouveaux entrants, EDF non compris. C'est pourquoi, on distinguera le cas du marché français avec ou sans prise en compte d'EDF.

6.1 Concentration des différents segments du marché de gros français

Au 4^{ème} trimestre 2013, les achats et les ventes sur les marchés OTC et sur EPEX SPOT sont restés des segments de marché peu concentrés, avec ou sans le groupe EDF.

Figure 20 Indice de concentration HHI - livraisons sur le marché de gros en T4 2013 –



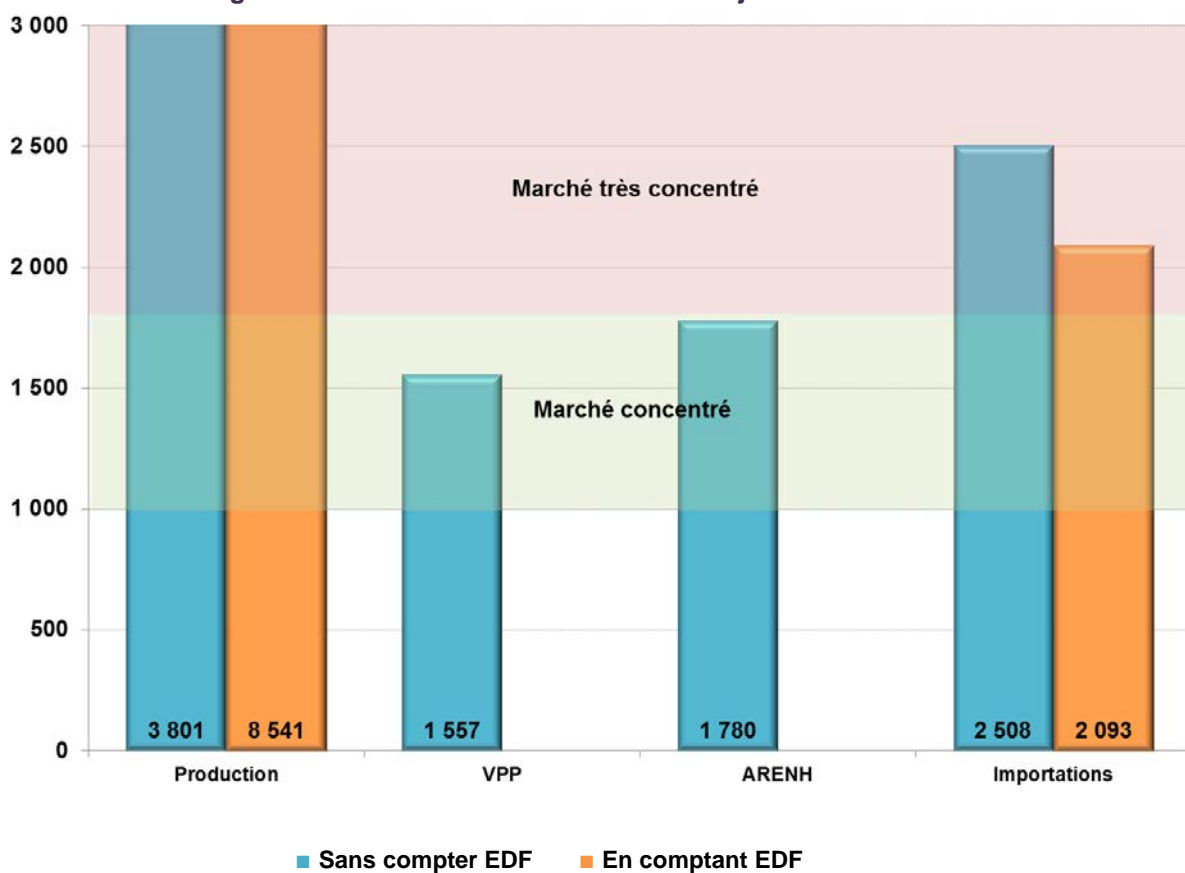
Source : RTE, Analyse CRE

⁴ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800. Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

6.2 Concentration des différents segments en amont et en aval du marché de gros français

Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages). Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de responsables d'équilibre actifs dans le secteur de la production d'électricité en France. Le segment des VPP apparaît comme un segment de marché moyennement concentré alors qu'au trimestre précédent, il était très concentré. Quant à lui, le segment de l'ARENH reste un segment moyennement concentré même si le niveau de concentration augmente depuis le T3 2013. Concernant les importations, elles apparaissent comme un segment de marché très concentré, que le groupe EDF soit pris en compte ou non, alors que ce segment était moyennement concentré au trimestre précédent.

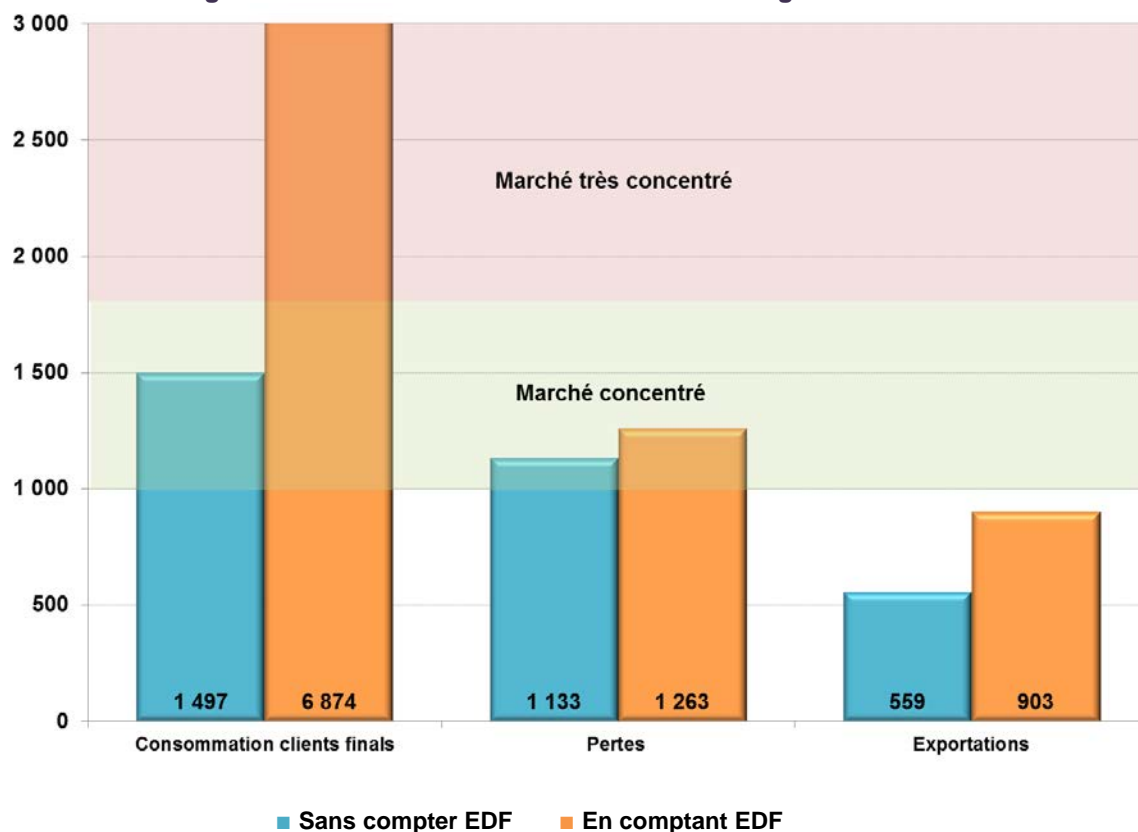
Figure 21 Indice de concentration HHI – injections en T4 2013 –



Source : RTE, Analyse CRE

Les ventes aux clients finals sont quant à elles un segment particulièrement concentré lorsque le groupe EDF est pris en compte, mais apparaissent comme un segment de marché beaucoup moins concentré lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes se situe dans la zone de moyenne concentration, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Quant aux exportations, elles apparaissent comme un segment de marché peu concentré, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Figure 22 Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2013 –



Source : RTE, Analyse CRE

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

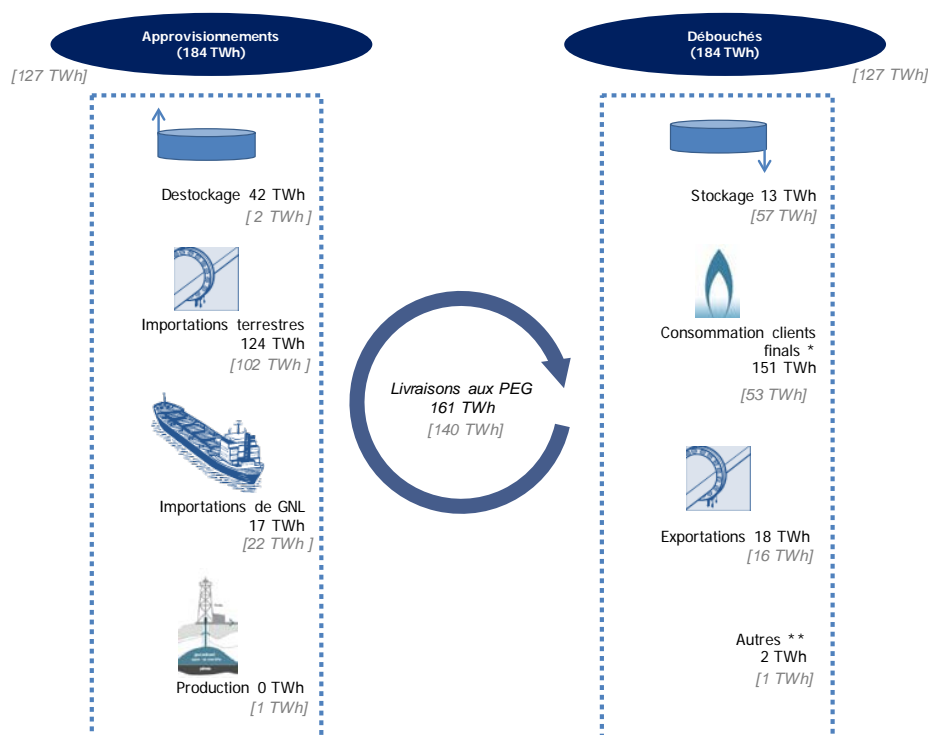
- **2004** : premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
- **Janvier 2005** : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
- **Avril 2007** : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
- **2008** : possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
- **Novembre 2008** : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*
- **Janvier 2009** : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
- **Décembre 2009** : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz)
- **Novembre 2010** : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
- **Décembre 2010** : Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
- **Janvier 2011** : GRTgaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
- **Mai 2011** : Powernext lance un produit *Spread* PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Juillet 2011** : Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Décembre 2011** : TIGF devient membre de *Powernext Gas Spot* afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG TIGF
- **Février 2012** : Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
- **Février 2013** : *Powernext Gas Futures* lance des produits *TTF* et *spread PEGNord / TTF*
- **Avril 2013** : Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion
- **Avril 2013** : Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B
- **Mai 2013** : Powernext et EEX lancent PEGAS, une coopération permettant les participants de négocier les produits gaz des deux marchés organisés sur une plateforme commune.
- **Octobre 2013** : Powernext lance un contrat à terme *Front Month* sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud.

2. La formation des prix et les marchés du gaz en Europe

2.1 Structure de l'approvisionnement français

La quasi-totalité de la consommation de gaz en France est assurée par des importations. L'équilibre des flux gaziers sur le système français entre l'amont et l'aval est illustré par le diagramme ci-dessous.

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T3 2013] et T4 2013

* Inklus les clients aux tarifs réglementés et les clients aux prix de marché

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

Avec l'arrivée de l'hiver, la consommation française a fortement augmenté par rapport au trimestre précédent. Cependant, elle reste à des niveaux comparables à ceux constatés au 4^{ème} trimestre 2012 (153 TWh).

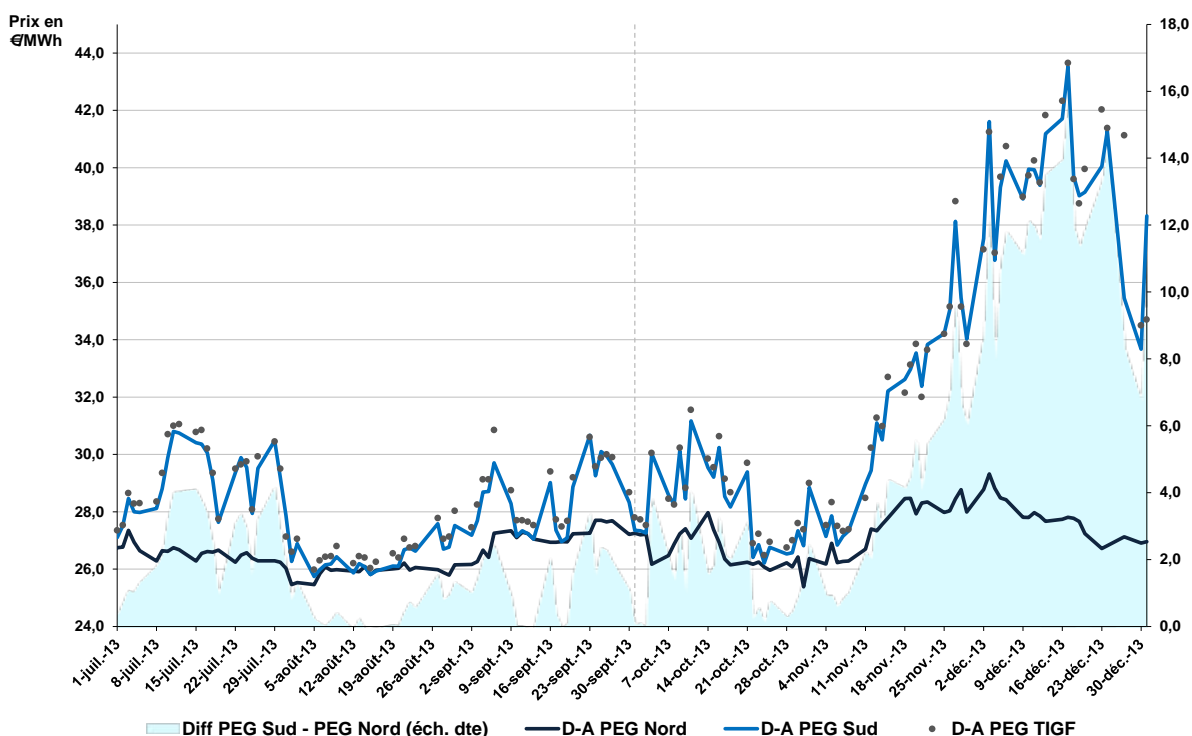
Les stockages français ont commencé leur période de soutirage de l'hiver 2013/2014, avec 29 TWh nets soutirés au 4^{ème} trimestre 2013 contre 55 TWh nets injectés durant le trimestre précédent. Les importations ont augmenté de 22% par rapport au trimestre précédent malgré un bilan trimestriel très faible pour le GNL, qui atteint son niveau le plus bas en 5 ans (17 TWh). La production du gaz de Lacq s'est arrêtée progressivement au cours du trimestre, l'exploitation commerciale de ce gisement arrivant à sa fin.

L'année 2013 clôture avec une consommation de 497 TWh, soit une hausse de 1,4% par rapport à l'année précédente. Les importations terrestres affichent une légère hausse par rapport à l'année précédente (+1,4%), tandis que les importations de GNL reculent de 19,1% et se situent à leur plus bas niveau en 5 ans (86 TWh). Les exportations françaises ont également nettement reculé en 2013 (-26,8%), notamment à Oltingue.

2.2 Prix *day-ahead* en France et comparaison européenne

Alors que les prix *day-ahead* au PEG Nord restent relativement stables par rapport au trimestre précédent (+3%), ceux au PEG Sud ont très fortement augmenté à partir du mois de novembre. L'écart de prix entre le PEG Nord et le PEG Sud s'est situé en moyenne à 5,65 €/MWh au 4^{ème} trimestre 2013, contre 1,44 €/MWh au trimestre précédent. Cet écart a atteint un record historique de 15,7 €/MWh le 17 décembre et dépassé à plusieurs reprises le niveau de 10,0 €/MWh. Les prix *day-ahead* au PEG TIGF ont globalement suivi la tendance des prix au PEG Sud.

Prix day-ahead sur les marchés de gros français



Source : Pownext EOD et Heren pour le PEG TIGF

Les niveaux des prix spot constatés au PEG Sud à partir du mois de novembre sont apparus dans un contexte de forte tension dans l'approvisionnement de la zone Sud caractérisé par :

- des niveaux d'émission particulièrement bas aux terminaux de Fos, suite notamment à des défaillances dans l'arrivée du GNL algérien et des prix asiatiques très élevés ;
- une vague de froid affectant particulièrement le sud de la France et l'Espagne. La hausse de consommation en Espagne et les tensions sur le marché du GNL, qui ont fortement affecté les approvisionnements de ce pays, se sont traduites par des exportations importantes sur la frontière espagnole;
- des restrictions importantes sur les capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud, afin de favoriser les soutirages du stockage salin, en lien avec les niveaux très faibles d'émissions à Fos qui ont provoqué une congestion interne dans le réseau de GRTgaz⁵ ;
- des maintenances en sortie du PITS Sud-Atlantique.

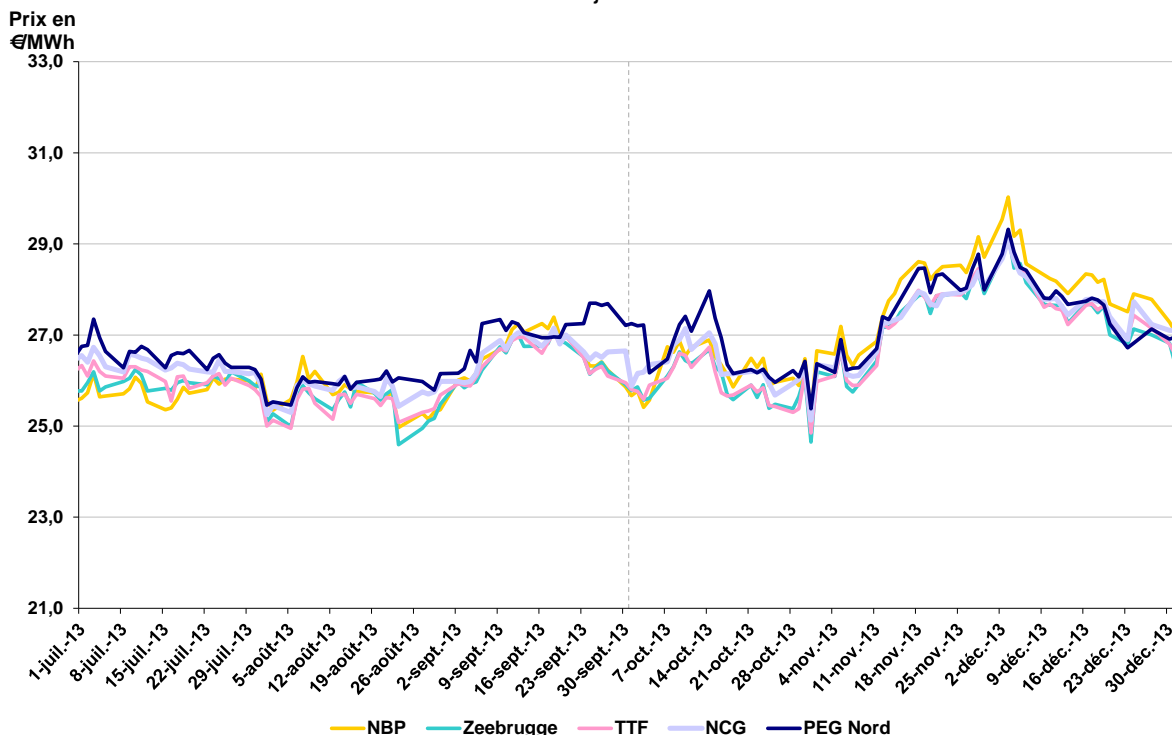
Au regard de cette situation de tension, la CRE a publié un communiqué de presse le 5 décembre 2013⁶ rappelant aux acteurs de marché leurs obligations, au titre du règlement REMIT⁷, quant à la publication d'informations privilégiées susceptibles d'influencer de façon sensible les prix de gros, et notamment, concernant l'épisode en question, les informations relatives à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL.

⁵ ShipOnline du 29 novembre 2013 : http://www.grtgaz.com/fileadmin/newsletter/shiponline/shiponline_76_site.html

⁶ <http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/tensions-sur-le-marché-du-gaz-la-cre-rappelle-leurs-obligations-aux-acteurs-de-marché/tensions-sur-le-marché-du-gaz-la-cre-rappelle-leurs-obligations-aux-acteurs-de-marché>

⁷ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

Prix *day-ahead* sur les principaux marchés de gros européens – données journalières –



Source : Pownext EOD PEG Nord et Heren

Suivant la même tendance que le PEG Nord, le prix *day-ahead* sur les principales places de marché européennes (NBP, Zeebrugge, TTF et NCG) ont légèrement augmenté au 4^{ème} trimestre 2013 (+4%) et se sont situés en moyenne à 27,1 €/MWh. Ainsi, après un été où leur niveau était relativement élevé (+8% par rapport à la même période en 2012), les prix spot européens atteignent un niveau similaire à celui constaté au 4^{ème} trimestre 2012 (27,2 €/MWh).

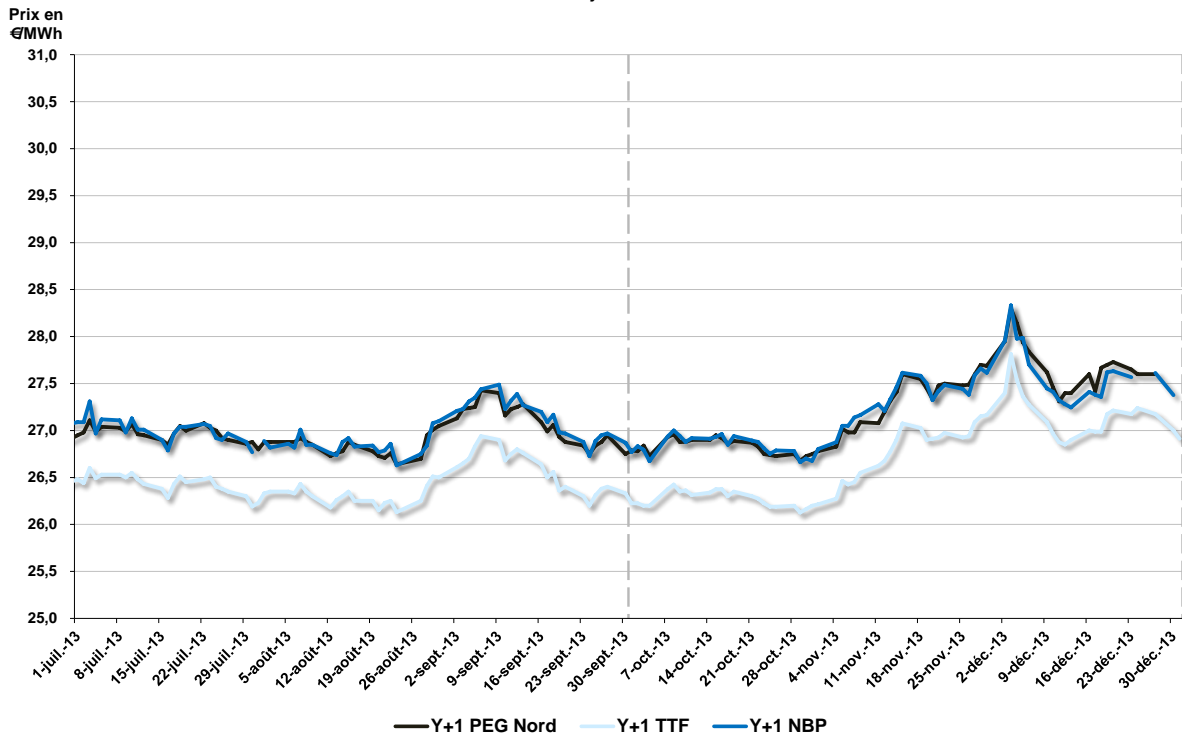
Une déconnexion a été constatée à la fin du mois de septembre et les premiers jours du mois d'octobre entre les prix *day-ahead* au PEG Nord et les autres hubs européens, le prix au PEG Nord étant plus élevé d'environ 1,4 €/MWh. Ces écarts peuvent être attribués à des maintenances sur les points d'entrée de Dunkerque (arrivée du gaz norvégien) et à Obergaibach (interconnexion avec l'Allemagne).

2.3 Prix à terme en Europe

Les prix des produits annuels à livraison 2014 ont globalement augmenté en Europe (+1,1%) au 4^{ème} trimestre 2013. Au PEG Nord, ces produits se maintiennent à des niveaux proches à ceux du NBP (27,3 €/MWh). En revanche, les prix au TTF se maintiennent environ 2% en-dessous des prix français. La tendance des prix Y+1 a été haussière au mois de novembre, les prix au PEG Nord atteignant un pic de 28,3 €/MWh le 3 décembre 2013 pour ensuite reculer et se stabiliser autour de 27,5 €/MWh à partir de mi-décembre. Les variations des prix à terme durant en fin d'année peuvent être attribuées en partie aux incertitudes autour des capacités de production du champ de Groningue (Pays-Bas) pour les années à venir.

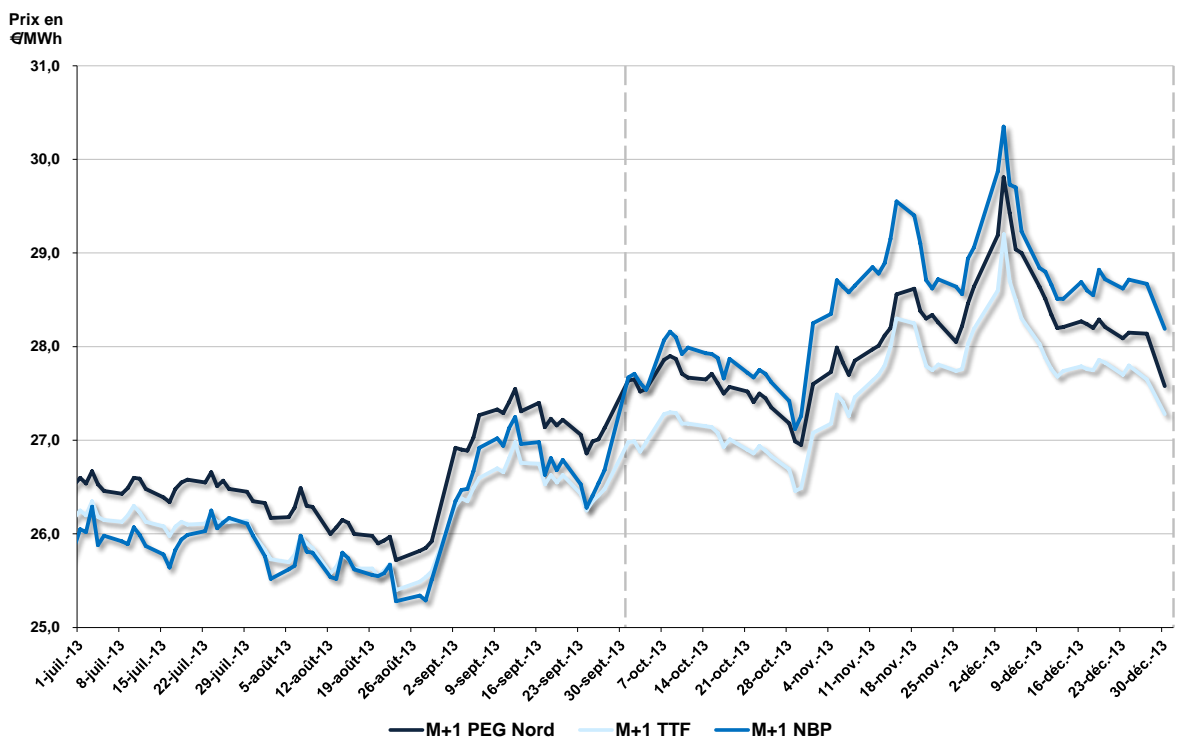
Les prix des produits M+1 en Europe ont suivi également une tendance à la hausse au cours du 4^{ème} trimestre 2013. En moyenne trimestrielle, ils se sont situés à 28,0 €/MWh, soit une augmentation de 6,7% par rapport au trimestre précédent. Ils se maintiennent cependant à des niveaux similaires à ceux du 4^{ème} trimestre 2012 (27,6 €/MWh). La tendance haussière des prix au mois de novembre peut s'expliquer par un début d'hiver relativement froid et par l'influence de la courbe plus lointaine. En revanche, la déconnexion constatée des prix M+1 du NBP est liée principalement aux incertitudes concernant l'approvisionnement du Royaume-Uni, notamment en GNL, et à des tensions de court terme (maintenances ou indisponibilités imprévues).

Prix du contrat *year-ahead* sur les marchés européens
- données journalières -



Source: Powernext PEG Nord Settlement Price et Heren

Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés européens
- données journalières -



Source: Powernext PEG Nord Settlement Price et Heren

3. Activité sur le marché de gros français

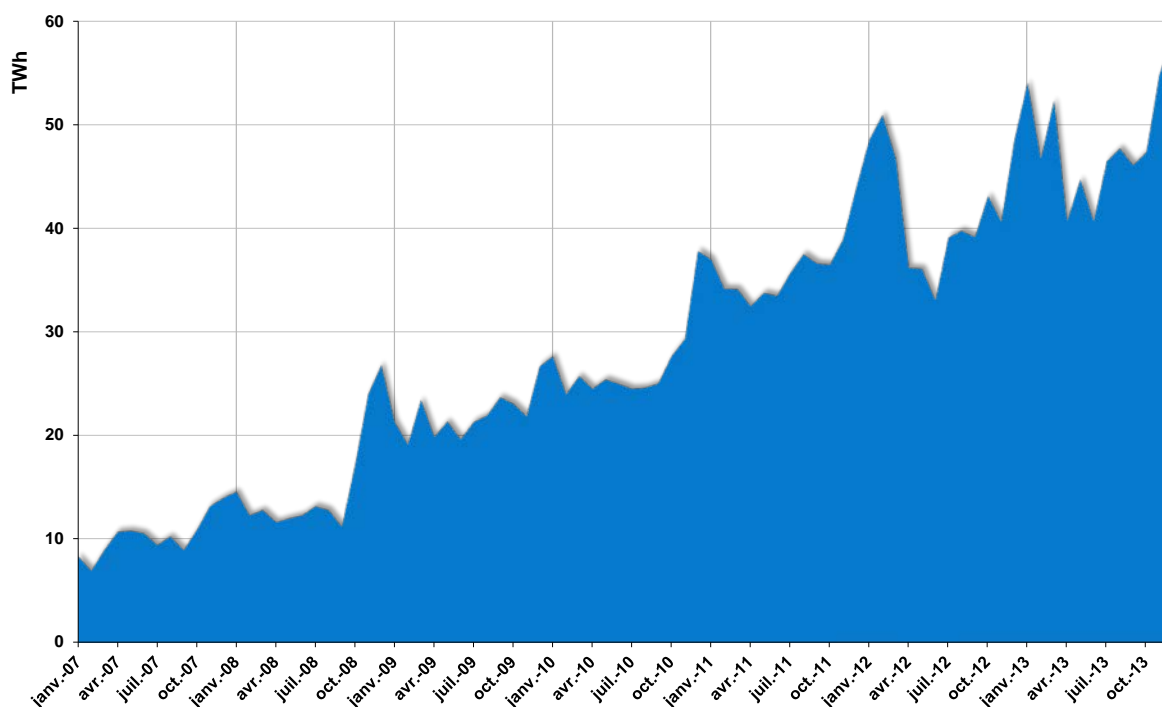
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des sociétés de courtage, le reste étant échangé sur les marchés organisés (plateformes de trading). La CRE rend publics (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

Les livraisons résultant de ces transactions se matérialisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels permettant l'échange de gaz au niveau de chaque zone d'équilibrage. Les livraisons observées sur les PEG résultent :

- des transactions OTC conclues entre les acteurs ;
- des transactions boursières conclues entre les acteurs ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs aux PEG, résultantes des livraisons physiques issues des échanges sur le marché de gros.

Livraisons de gaz aux PEG



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent toutes les livraisons issues des échanges de gaz entre les acteurs du marché de gros, y compris l'approvisionnement des opérateurs de réseau pour des besoins opérationnels

Les livraisons de gaz aux PEG ont totalisé 161 TWh au 4^{ème} trimestre 2013, soit une hausse de 14% par rapport au trimestre précédent. Ces volumes présentent une augmentation de 21% par rapport au 4^{ème} trimestre 2012 (133 TWh).

Au total sur l'année 2013, le volume échangé aux PEG a été de 581 TWh, soit une augmentation de 16% par rapport à 2012 et de 34% par rapport à 2011.

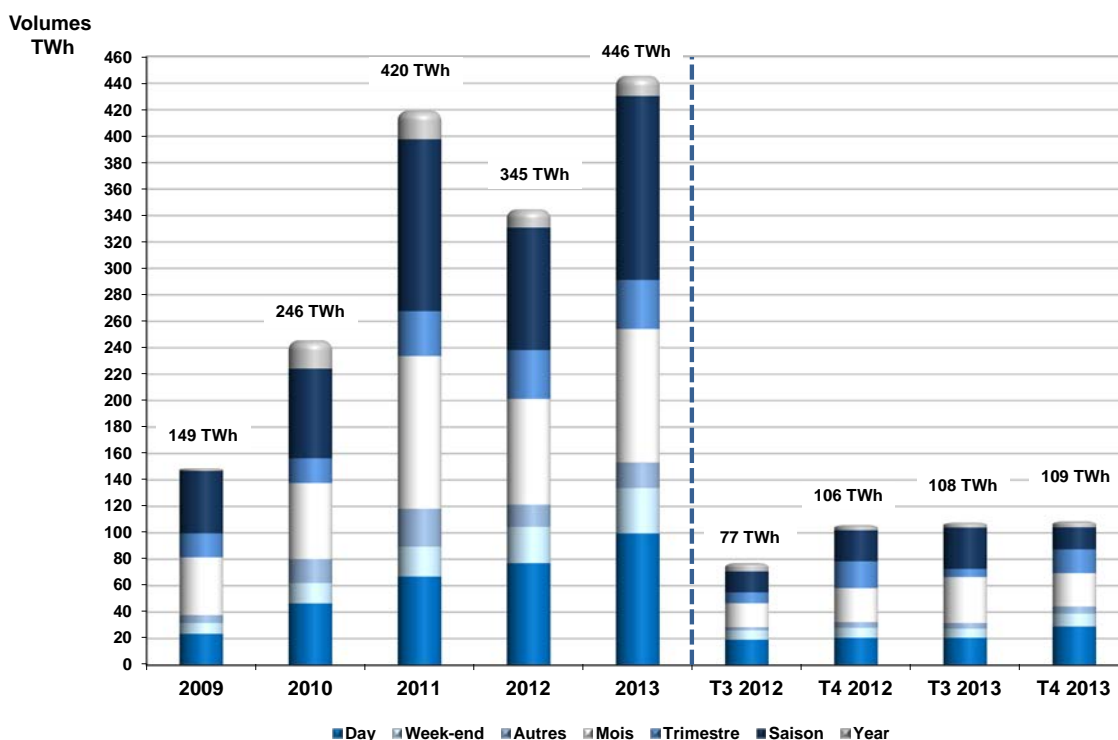
3.1 Evolution du négoce sur le marchés intermédiés français

Au 4^{ème} trimestre 2013, les volumes échangés sur les marchés intermédiaires en France (109 TWh) restent stables par rapport au trimestre précédent (+1%) et par rapport au 4^{ème} trimestre 2012 (+3%) :

- Les échanges sur les marchés à terme⁸ ont totalisé 64,3 TWh, soit une baisse de 15% par rapport au trimestre précédent qui s'explique par une diminution des échanges sur des produits *mensuels* (-9,7 TWh) et *saisonniers* (-14,7 TWh). La baisse des volumes échangés sur ces produits a été plus importante que la hausse constatée sur les produits *trimestriels* (+12 TWh) ;
- Les échanges sur le marché à terme ont diminué de 12% par rapport au 4^{ème} trimestre 2012. Cette diminution est constatée sur l'ensemble des produits à l'exception des produits *annuels* ;
- Les échanges sur le marché spot⁹ ont totalisé 44,4 TWh, soit une hausse de 40% par rapport au trimestre précédent et de 36% par rapport au 4^{ème} trimestre 2012.

La part du spot dans les échanges sur les marchés intermédiaires en France a nettement augmenté au 4^{ème} trimestre 2013 et atteint 41%. Celle-ci représentait 29% au trimestre précédent et 31% au 4^{ème} trimestre 2012.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

3.2 Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

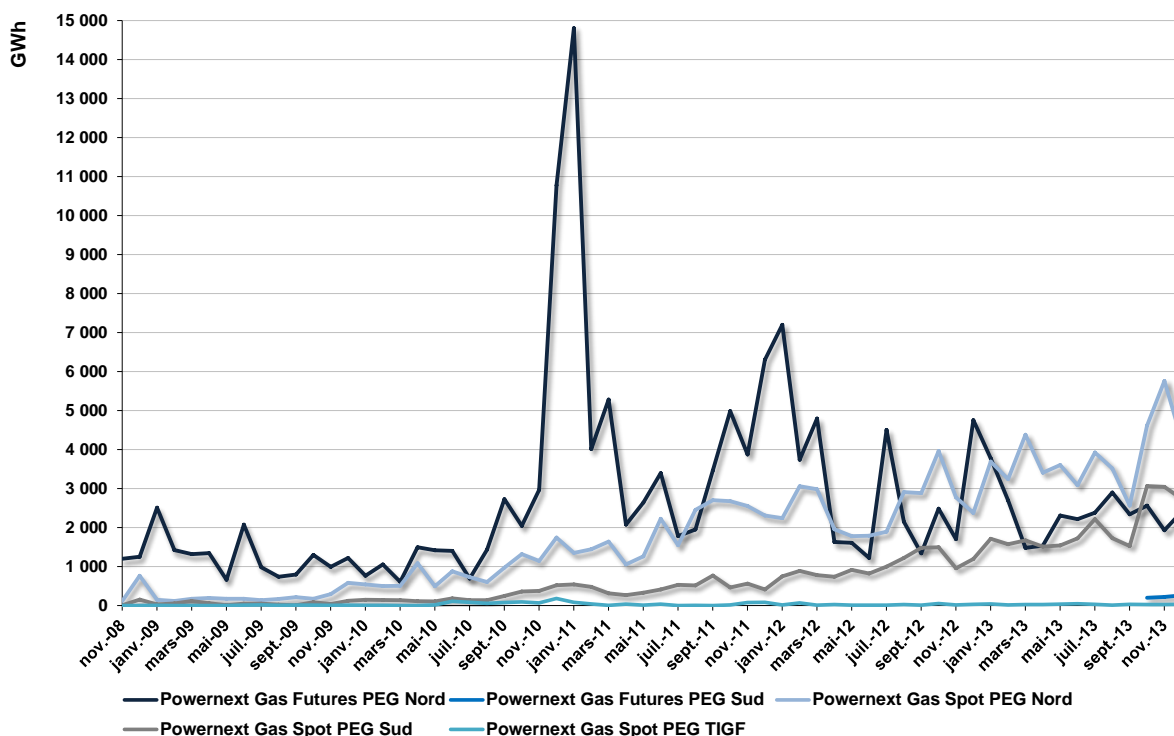
Le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* au 4^{ème} trimestre 2013 s'est situé à 23 TWh, soit une hausse de 50% par rapport au trimestre précédent et de 81% par rapport au 4^{ème} trimestre 2012. 22 196 transactions ont été effectuées au cours du trimestre, contre 14 880 au trimestre précédent et 11 085 au 3^{ème} trimestre 2012.

Sur *Powernext Gas Futures*, le volume négocié s'est situé à 8 TWh, soit un niveau similaire à celui du trimestre précédent et une baisse de 15% par rapport au 4^{ème} trimestre 2012. Au total, 323 transactions ont été conclues sur ce marché au 4^{ème} trimestre 2013, contre 245 au cours du trimestre précédent et 319 au 4^{ème} trimestre 2012.

⁸ Produits de type *Mois*, *Trimestre*, *Saison* et *Année*.

⁹ Produits de type *Day*, *Weekend* et *Autres*.

Volume mensuel échangé sur le marché organisé français depuis sa création – toutes maturités confondues –



Source : Powernext – Analyse : CRE
(Données novembre 2008 : du 26 au 30 novembre)

4. Suivi des infrastructures

Le 4^{ème} trimestre 2013 a été marqué par des niveaux très faibles d'émissions depuis les terminaux méthaniers français. Les émissions ont totalisé 17 TWh, soit le niveau le plus bas en 5 ans. L'arrivée du GNL en France, particulièrement au sud aux terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer, a été affectée par des indisponibilités inattendues dans la production algérienne (notamment sur les installations de Skikda) et par une demande très importante en Asie, où les prix atteignaient des niveaux proches des records historiques (de l'ordre de 48 €/MWh), et en Amérique du Sud. Seulement 140 GWh/j ont été émis quotidiennement au PITTM de Fos au T4 2013 contre 230 GWh/j au T4 2012.

Cette situation a provoqué des tensions importantes dans l'approvisionnement du sud de la France, au même moment que la consommation augmentait significativement du fait d'une vague de froid qui affectait particulièrement cette zone et la péninsule ibérique, ce qui impliquait par ailleurs des exportations élevées vers l'Espagne. Bien que ces niveaux de consommation ne soient pas exceptionnels, la situation à Fos a créé des congestions physiques au sein du réseau de GRTgaz. Ces congestions ont mené GRTgaz à prendre des mesures particulières¹⁰, notamment celle de réduire la capacité interruptible disponible sur la liaison Nord-Sud afin d'inciter des soutirages des stockages salins, au sud-est du pays. Cette situation a accentué les tensions sur les marchés, où les prix spot ont atteint des niveaux record.

A noter que le faible niveau de stock dans Saline n'a pas permis à GRTgaz de commercialiser son service de JTS-hiver sur 31 journées gazières entre novembre et décembre (ce service permet d'acheminer jusqu'à 20 GWh/j supplémentaires de la zone Nord vers la zone Sud).

Les flux entrants à Obergailbach ont été en augmentation au T4 2013 (30 TWh) par rapport au T3 2013 (25 TWh). Cette augmentation traduit la meilleure disponibilité de la liaison franco-allemande après les fortes maintenances lors du T3.

L'interconnexion de Dunkerque alimentant la France via les champs d'exploitation norvégiens a connu un taux d'utilisation de 91% de la capacité rendue disponible par GRTgaz et Gassco.

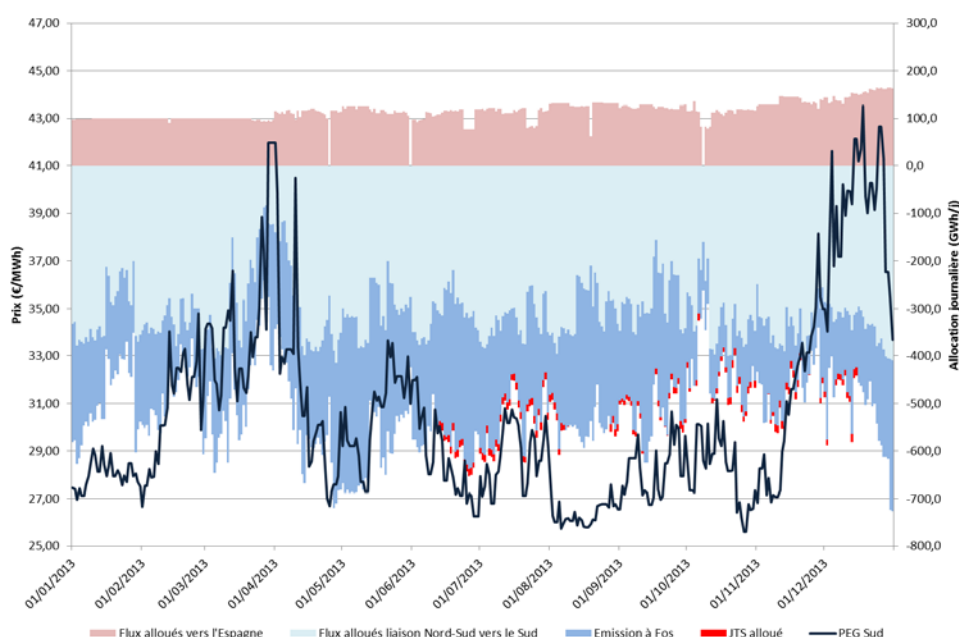
¹⁰ ShipOnline du 29 novembre 2013 : http://www.grtgaz.com/fileadmin/newsletter/shiponline/shiponline_76_site.html

L'interconnexion de Taisnières H alimentant la France depuis la Belgique a connu un taux d'utilisation de 62% de la capacité disponible au T4 2013 contre 86% au T3 2013. Ce chiffre traduit la plus grande disponibilité des capacités durant le T4 et explique l'alignement des prix du PEG Nord avec ses homologues européens. 33 TWh ont transité depuis la Belgique lors du T4 contre 27 TWh au T3.

L'interconnexion avec l'Espagne a été utilisée à des niveaux record en moyenne au quatrième trimestre dans le sens France vers Espagne (80% en novembre, 90% en décembre). Alors que depuis le 1^{er} avril 2013 et l'augmentation des capacités disponibles en sortie vers l'Espagne, la moyenne des flux journaliers sortants étaient de 116 GWh/j, depuis novembre environ 143 GWh ont été alloués en moyenne par jour vers l'Espagne et onze journées de décembre ont même connu des allocations supérieures à 160 GWh/j.

La liaison Nord Sud, qui assure pour une part importante l'approvisionnement du sud de la France, a été complètement saturée malgré une disponibilité supérieure. Ainsi, au quatrième trimestre 2013, le taux d'utilisation journalier des capacités disponibles PEG Nord vers PEG Sud s'élève à 99 % et environ 330 GWh/j ont transité quotidiennement vers le Sud.

Différentiel PEG Sud – PEG Nord vs. Principaux flux en zone Sud



Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

En ce qui concerne les stockages, la campagne de soutirage a démarré moins fort au T4 2013 avec un soutirage net de 29 TWh contre 31 TWh au T4 2012. Les stocks français se sont situés à un niveau d'environ 78 TWh au 31 décembre 2013, contre 83 TWh en 2012. La situation des stockages en France était contrastée. Si la zone Nord a connu un début d'hiver doux, le froid en zone Sud et la faible émission au PITTM Fos ont conduit à une sollicitation importante des stockages Salins du Sud-Est (le niveau de gaz en stock était de seulement 6,8 TWh au 15 décembre 2013 contre 8,7 TWh au 15 décembre 2012).

5. Concentration du marché français du gaz

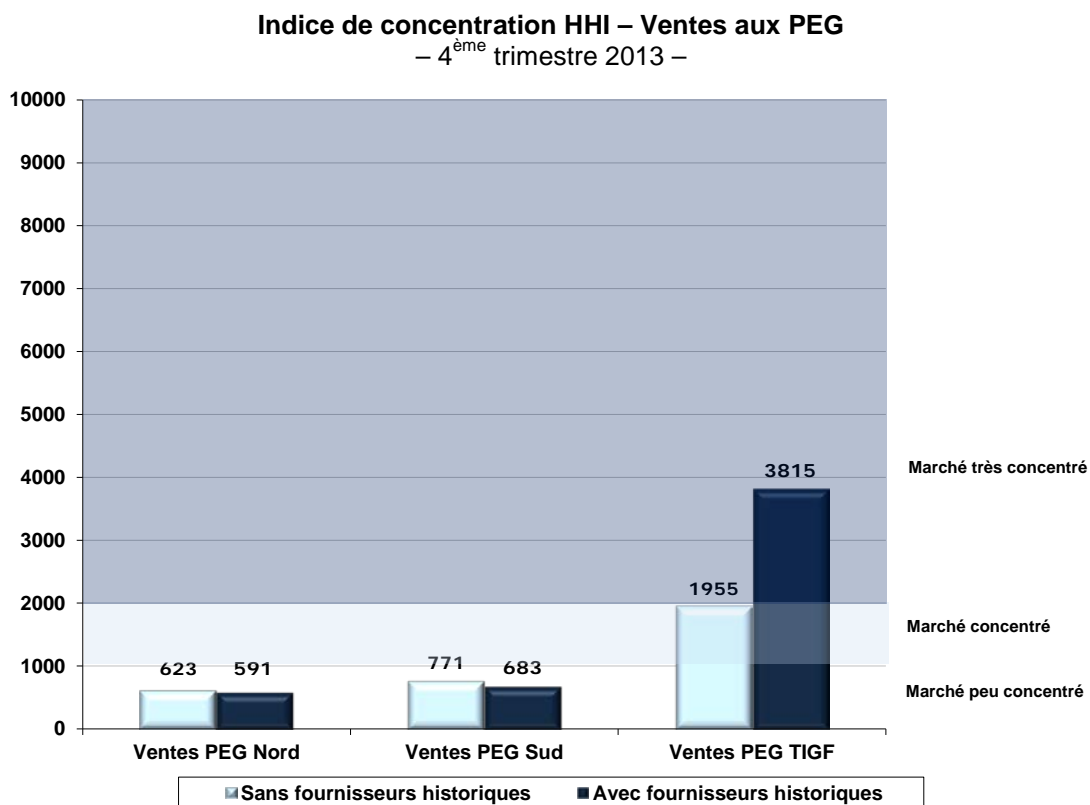
Au total, 122 expéditeurs sont actifs sur le marché français, dont 46 sont présents sur *Powernext Gas Spot* et 42 sur *Powernext Gas Futures*.

5.1 Concentration aux PEG

Les graphiques suivants donnent l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est calculé sur la base des enlèvements et des livraisons nominés aux PEG, regroupant ainsi l'ensemble des échanges sur le marché français.

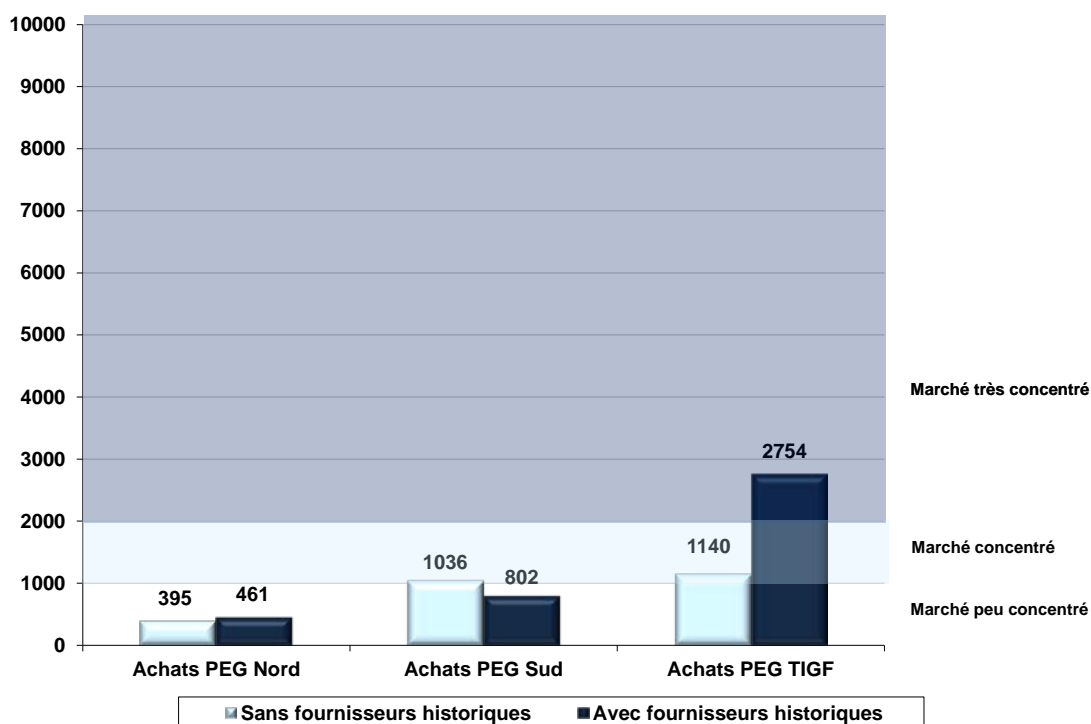
Au 4^{ème} trimestre 2013, le niveau de concentration du marché a diminué considérablement au PEG Nord, particulièrement du côté des ventes. Au PEG Sud, la concentration des achats s'accroît

légèrement alors que celle des ventes diminue. Enfin, la concentration au PEG TIGF a augmenté du fait notamment d'une liquidité toujours insuffisante et d'une part de marché importante des acteurs historiques.



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – 4^{ème} trimestre 2013 –



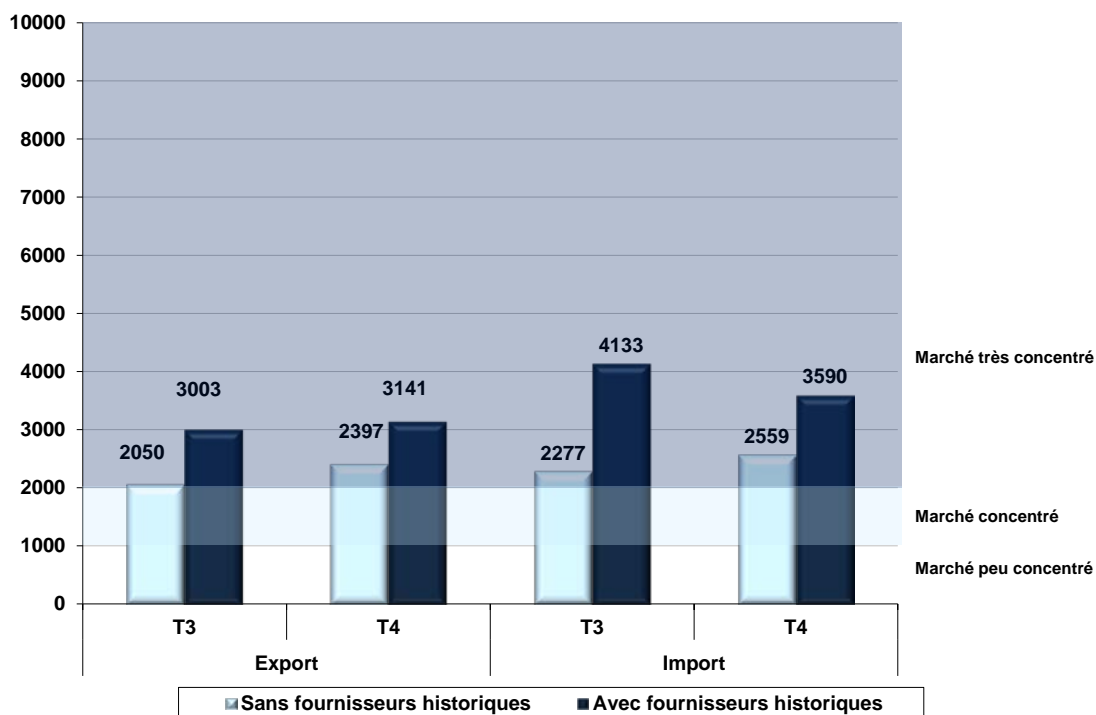
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

5.2 Concentration à l'import et à l'export

Les graphiques suivants montrent la concentration du marché français à l'import (interconnexions et points d'interface avec les terminaux méthaniers) et à l'export (interconnexions).

Le niveau de concentration des importations et des exportations en France a globalement augmenté au 4^{ème} trimestre 2013. Le poids des fournisseurs historiques recule cependant du côté des importations. Les importations restent plus concentrées que les exportations.

Indice de concentration HHI – importations/exportations – 4^{ème} trimestre 2013 –



Sources: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE
 Note : La méthode de calcul des HHI import/export a changé au T3 2013.
 La nouvelle méthode se base uniquement sur les flux commerciaux et ne tient pas compte des flux physiques des gestionnaires des réseaux de transport

Le marché de gros du CO₂

1. Cadre institutionnel et annonces liées au secteur de l'énergie

1.1 Phase III du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (2013-2020)

La Phase III du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (SCEQE)¹¹ est caractérisée par la mise aux enchères d'environ 50% des quotas d'émission, soit environ un milliard de quotas par an.

Au quatrième trimestre 2013, les enchères de quotas ont eu lieu sur la plateforme commune EEX pour 26 des 28 Etats-Membres, ainsi que sur les plateformes individuelles EEX pour l'Allemagne et ECX pour la Grande-Bretagne à raison de plusieurs fois par semaine. La Pologne a continué ses enchères individuelles hebdomadaires sur la plateforme commune EEX, en attendant de développer sa propre plateforme.

1.2 Annonces liées au secteur

Au quatrième trimestre 2013, il y a eu plusieurs annonces spécifiques au marché SCEQE.

28 octobre: treize ministres européens de l'Environnement ont signé le document « *Going for Green Growth* »¹² qui demande à l'Union européenne de s'accorder sur des objectifs énergétiques et climatiques ambitieux à l'horizon 2030 et de réformer la structure du SCEQE.

18 novembre : le calendrier des enchères 2014 a été publié par les plateformes ICE et EEX¹³. Environ 930 millions de quotas devraient être mis aux enchères en 2014.

10 décembre : vote du Parlement européen en séance plénière en faveur de la mesure de « *backloading* ».

13 décembre : vote du Conseil européen en faveur de la mesure de « *backloading* ».

18 décembre : la Commission européenne a autorisé une partie des Etats-membres à allouer des quotas d'émission gratuits pour l'année 2013, correspondant à 23% des allocations gratuites pour 2013¹⁴.

8 janvier 2014: le Comité européen pour le changement climatique a voté en faveur de la modification du règlement des enchères, afin de mettre en œuvre la mesure de « *backloading* ». 900 millions de quotas doivent être mis en réserve entre 2014 et 2016.

2. Evolution des prix

2.1 Prix spot

Les prix spot EUA ont augmenté au quatrième trimestre 2013 et ont affiché une moyenne de 4,75 €/tCO₂, soit une hausse de 3% par rapport au troisième trimestre 2013 (à 4,60 €/tCO₂) et une baisse de 35% par rapport au quatrième trimestre 2012 (à 7,33 €/tCO₂).

Les prix du carbone sont à des niveaux de prix très bas en raison du prolongement de la crise économique et du surplus de quotas accumulé depuis 2010. La mise aux enchères hebdomadaire de

¹¹ Voir la Directive 2009/29/CE et le règlement n°1031/2010 relatif à la mise aux enchères de quotas

¹² Voir le lien

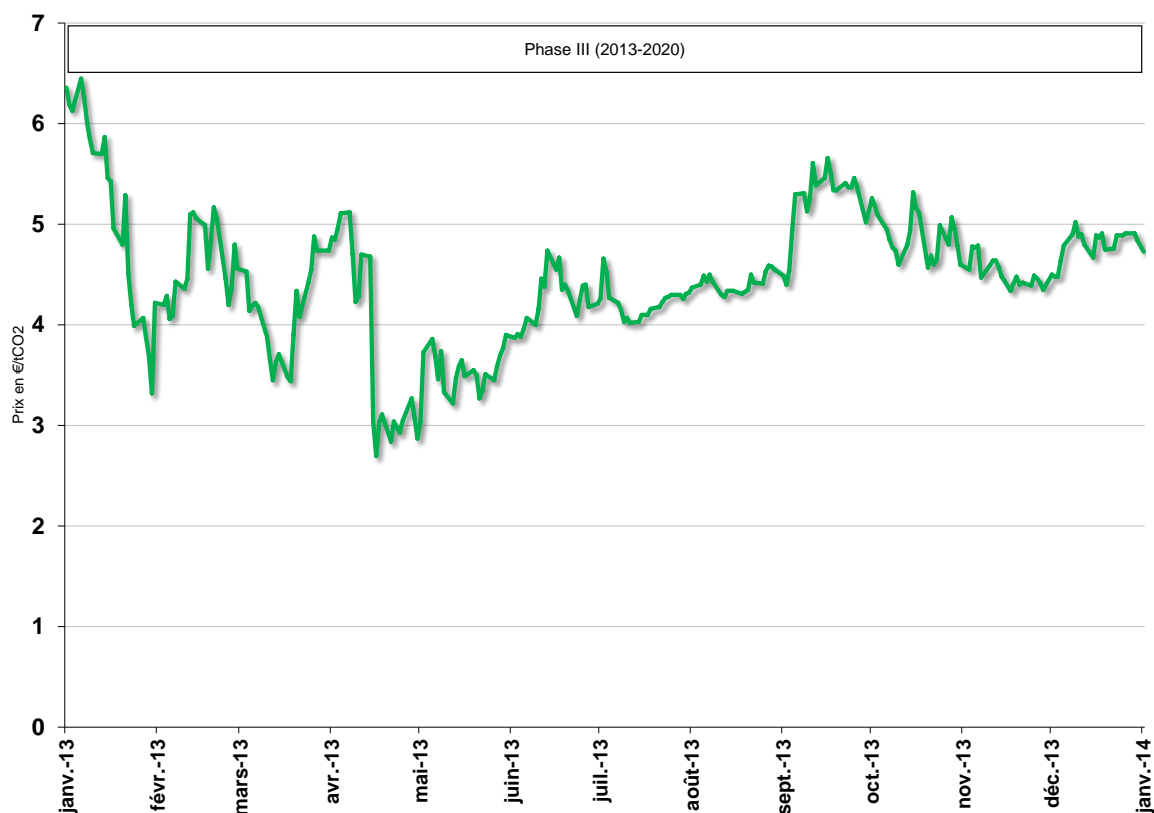
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/253029/Green_Growth_Group_Joint_Pamphlet.pdf

¹³ Voir le lien http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2013111801_en.htm

¹⁴ Voir le lien http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2013121801_en.htm

quotas sur le marché dans le cadre de la Phase III accentue à court-terme le volume de quotas en circulation.

Evolution du prix EUA spot depuis 2005

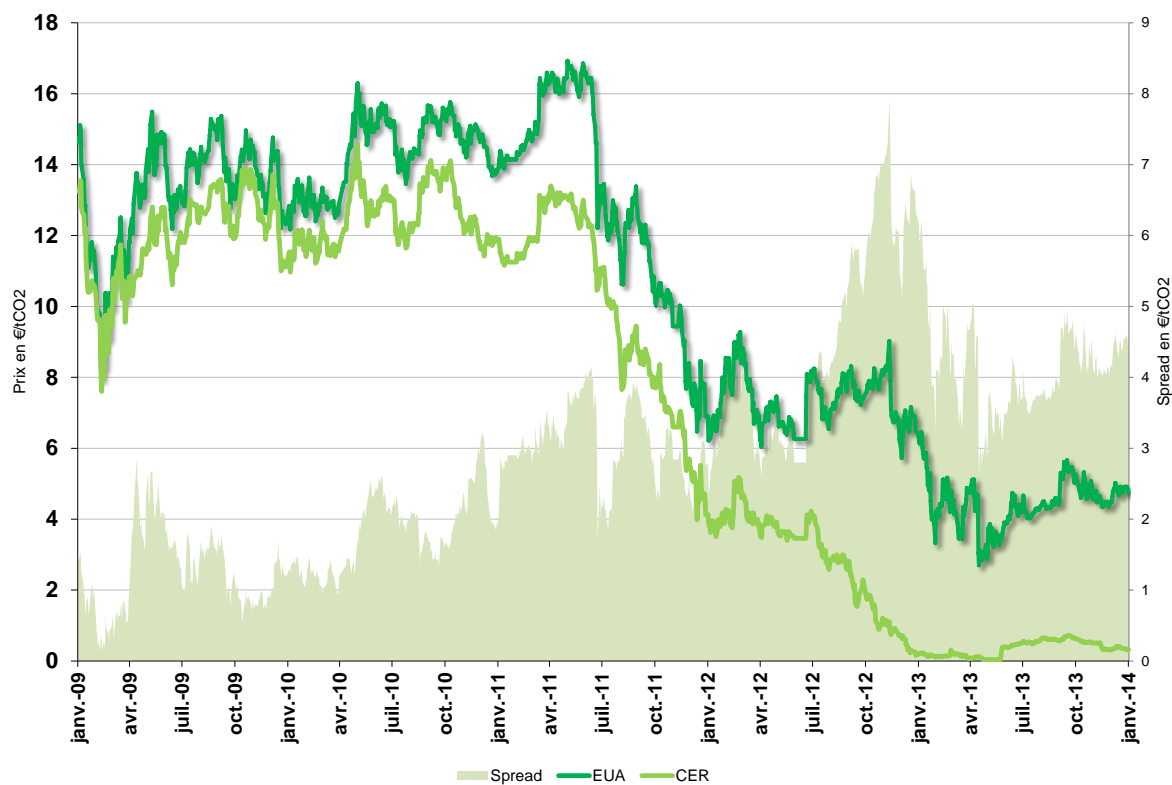


Sources : ECX

Le prix spot du quota européen CER (Certified Emission Reduction) a baissé au quatrième trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, en passant de 0,60 €/tCO₂ à 0,45 €/tCO₂. Par comparaison, le cours du CER était de 0,90 €/tCO₂ au quatrième trimestre 2012.

L'écart entre les prix spot EUA et CER a augmenté de 7% au quatrième trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, passant de 4,01 €/tCO₂ à 4,30 €/tCO₂. Pour rappel, les CER et EUA peuvent être restitués de façon interchangeable dans les limites du plafond prévu pour les unités CER par le SCEQE.

Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

2.2 Prix futurs

Pendant le quatrième trimestre 2013, les prix des produits à terme ont suivi une tendance très similaire aux produits spot, tant pour les produits EUA que CER.

Evolution des prix depuis 2011



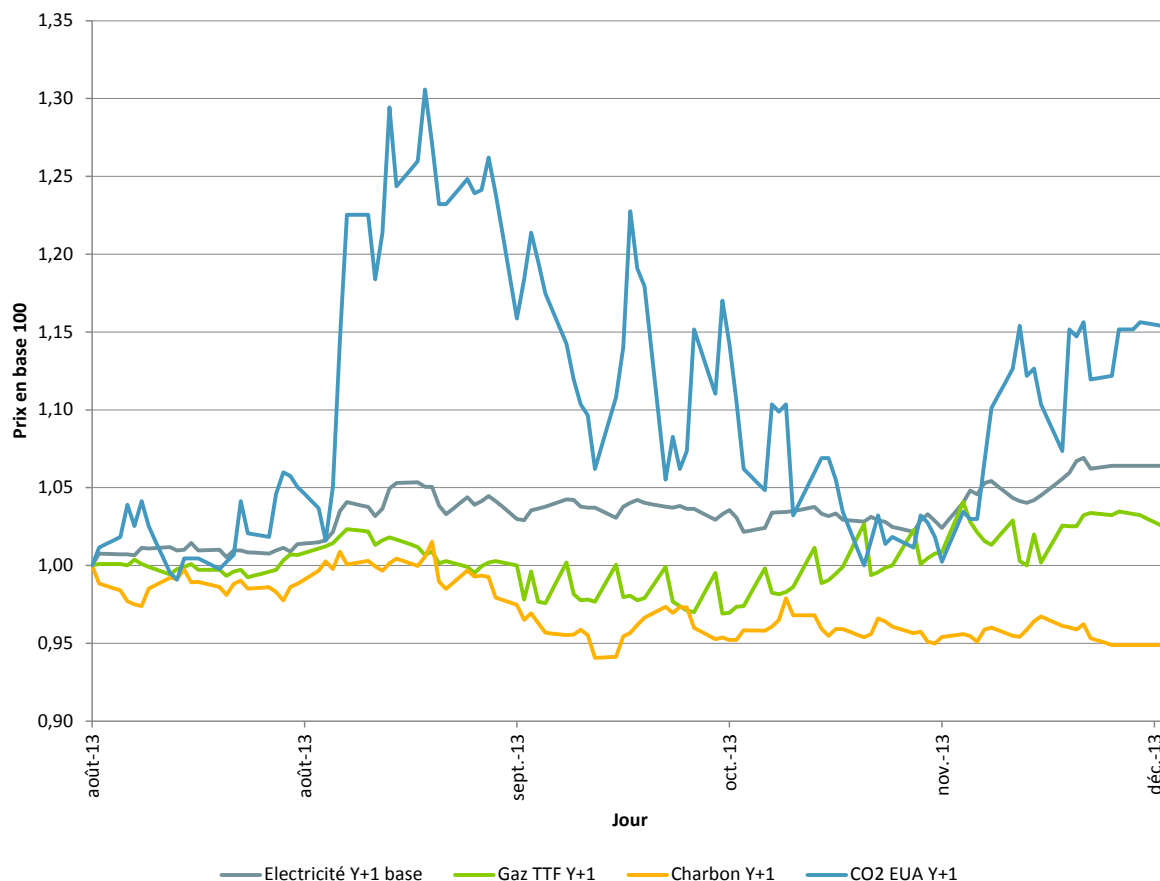
Sources : Bluenext (jusqu'au 5 déc. 2012), ECX

3. Matières premières énergétiques et fondamentaux

3.1 Matières premières énergétiques

Au quatrième trimestre, on observe de nouveau une forte différenciation de la variation des cours du carbone par rapport aux autres matières premières énergétiques. En prenant le 1^{er} août 2013 comme point de référence (base 100), le cours du carbone a augmenté de 14%, tandis que les prix de l'électricité et du gaz ont augmenté respectivement de 6 et 2% et que le charbon a diminué de 5%.

Prix CO₂ versus prix de l'électricité, charbon et gaz en base 100



Sources : EPD, Heren, EEX, ECX

Fondamentaux

Depuis 2011, dans un contexte de prix bas pour le charbon par rapport au gaz en Europe, il est devenu plus rentable pour les énergéticiens de produire de l'électricité à partir du charbon. La marge variable court terme théorique réalisée par les détenteurs respectifs d'une centrale à charbon et au gaz est représentée ci-dessous par les clean dark et clean spark spreads. Au quatrième trimestre, la marge théorique de la production à partir de charbon est de 15,35 €/MWh tandis qu'elle est de -13,69 €/MWh pour la production à partir de gaz.

Les clean dark et spark spreads



Sources : NBP, EPD (base Y+1), EEX, ECX (Y+1). A noter : les facteurs des clean dark et sparks spreads ont été modifiés et le graphique ci-dessus est différent des précédentes publications.

Formule de calcul des clean dark et spark spreads

<i>Clean Dark Spread (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$</i>	<i>Clean Spark Spread (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$</i>
<ul style="list-style-type: none"> p_E prix Y+1 base Allemagne (€/MWh) p_C prix Y+1 charbon (€/MWh) p_{CO_2} prix Y+1 CO₂ (€/MWh) α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon¹⁵ β le facteur d'émission charbon¹⁶ 	<ul style="list-style-type: none"> p_E prix Y+1 base Allemagne (€/MWh) p_G prix Y+1 gaz (€/MWh) p_{CO_2} prix Y+1 CO₂ (€/MWh) γ le rendement gaz¹⁷ δ le facteur d'émission gaz¹⁸

Le creusement de l'écart entre clean dark et spark spread depuis 2011 est notamment lié à un prix bas du charbon en Europe par rapport au prix du gaz, résultant de la moindre demande américaine de charbon, elle-même conséquence de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis.

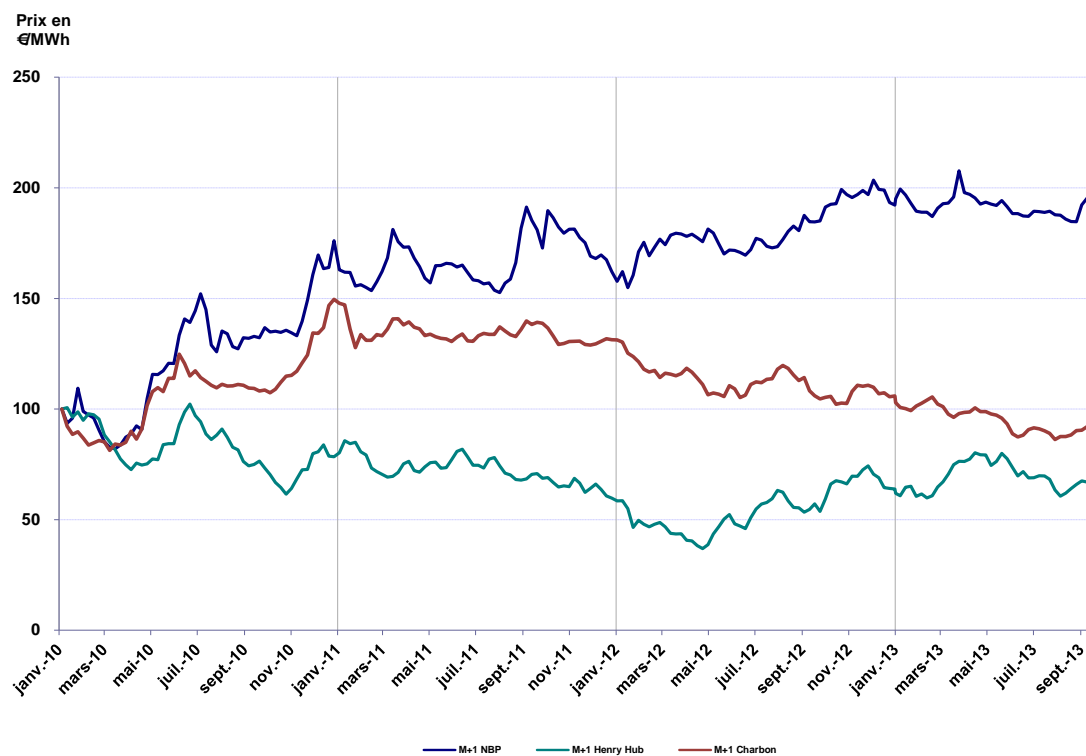
Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en janvier 2010)

¹⁵ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 35 % pour les centrales à charbon. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

¹⁶ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon

¹⁷ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

¹⁸ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO₂ / MWh pour les centrales à gaz



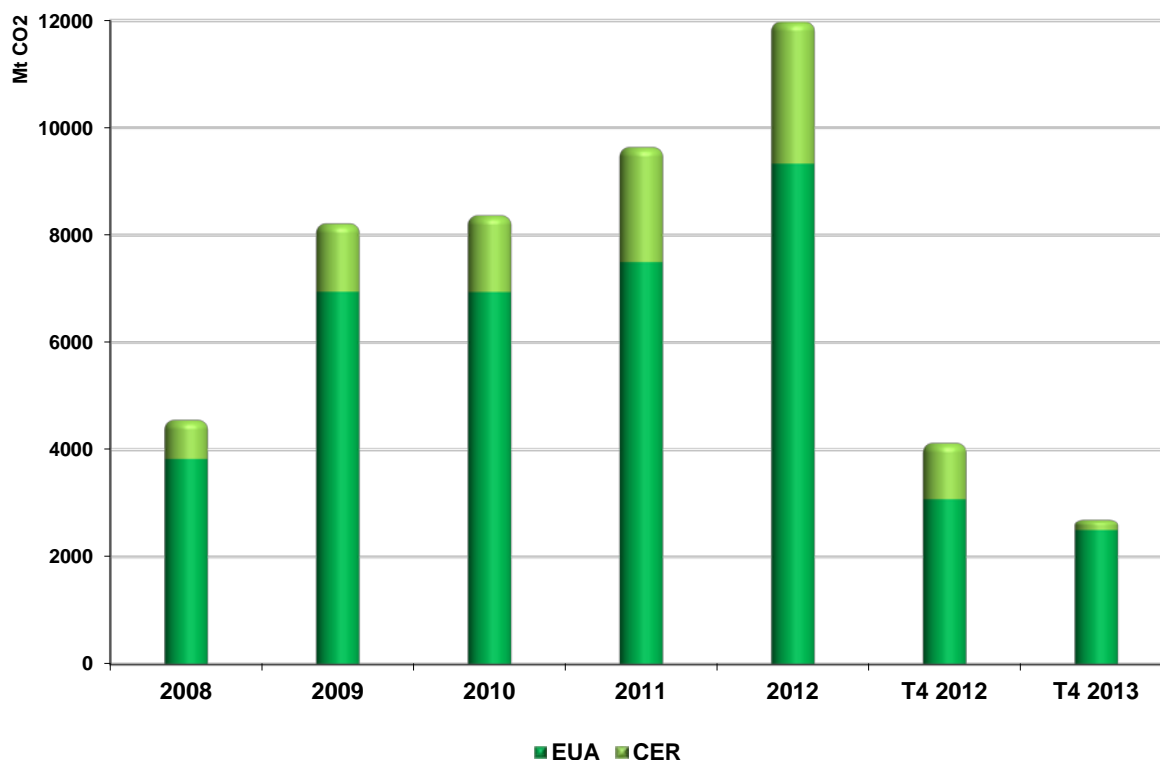
Sources : NBP, Henry Hub, EEX

3.2 Volumes sur le marché de gros

Volumes totaux EUA et CER

Les volumes totaux EUA et CER échangés sur bourses et brokers ont tous les deux augmenté au quatrième trimestre 2013 par rapport au troisième précédent. En effet, le volume des EUA a augmenté de 36% (à 2 501 Mt) tandis que le volume des CER a augmenté de 59% (à 188 Mt). Les volumes EUA et CER ont par ailleurs respectivement baissé de 19% et de 82% par rapport au quatrième trimestre 2012.

Volumes annuels EUA et CER depuis 2008

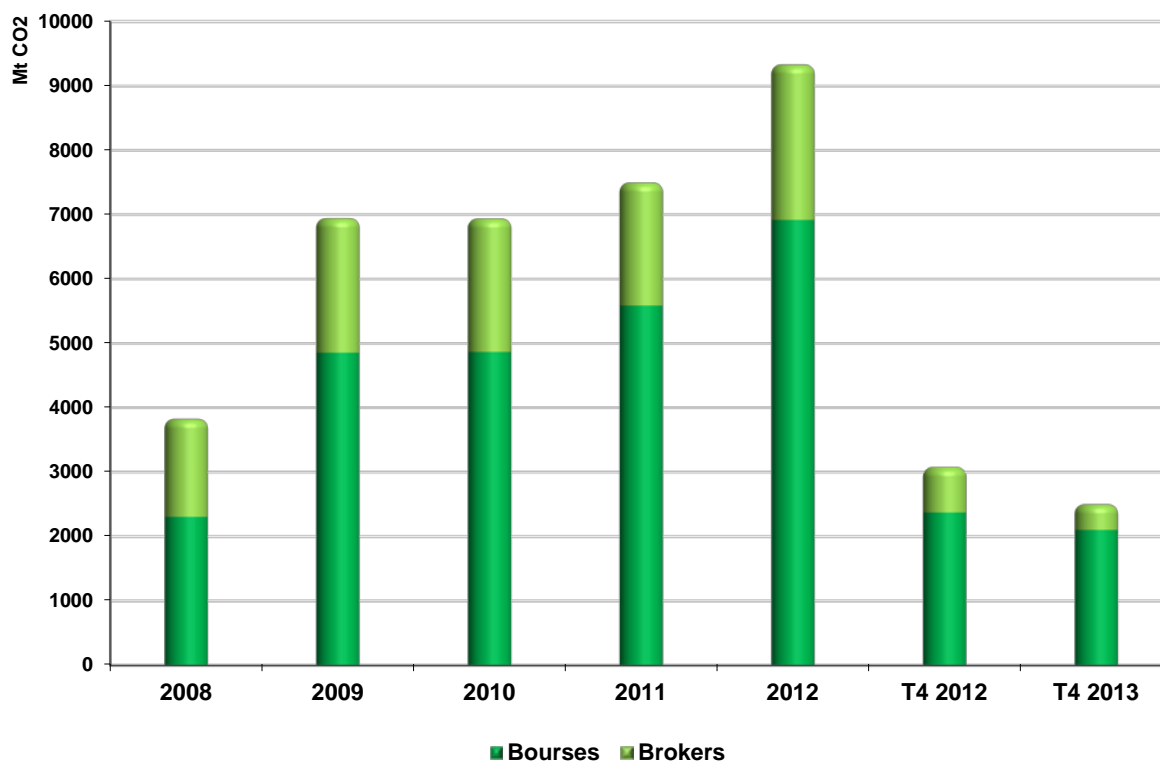


Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Volumes EUA

Au quatrième trimestre 2013, les volumes EUA sur bourses (2 104 Mt) ont augmenté de 31% par rapport au troisième trimestre 2013 et ont baissé de 11% par rapport au quatrième trimestre 2012. Les volumes EUA sur brokers (379 Mt) ont fortement augmenté par rapport au troisième trimestre 2013 (+73%) et ont baissé par rapport au quatrième trimestre 2012 (-44%). Les bourses et brokers représentent respectivement 84% et 16% des volumes EUA totaux échangés au quatrième trimestre 2013.

Volumes annuels EUA

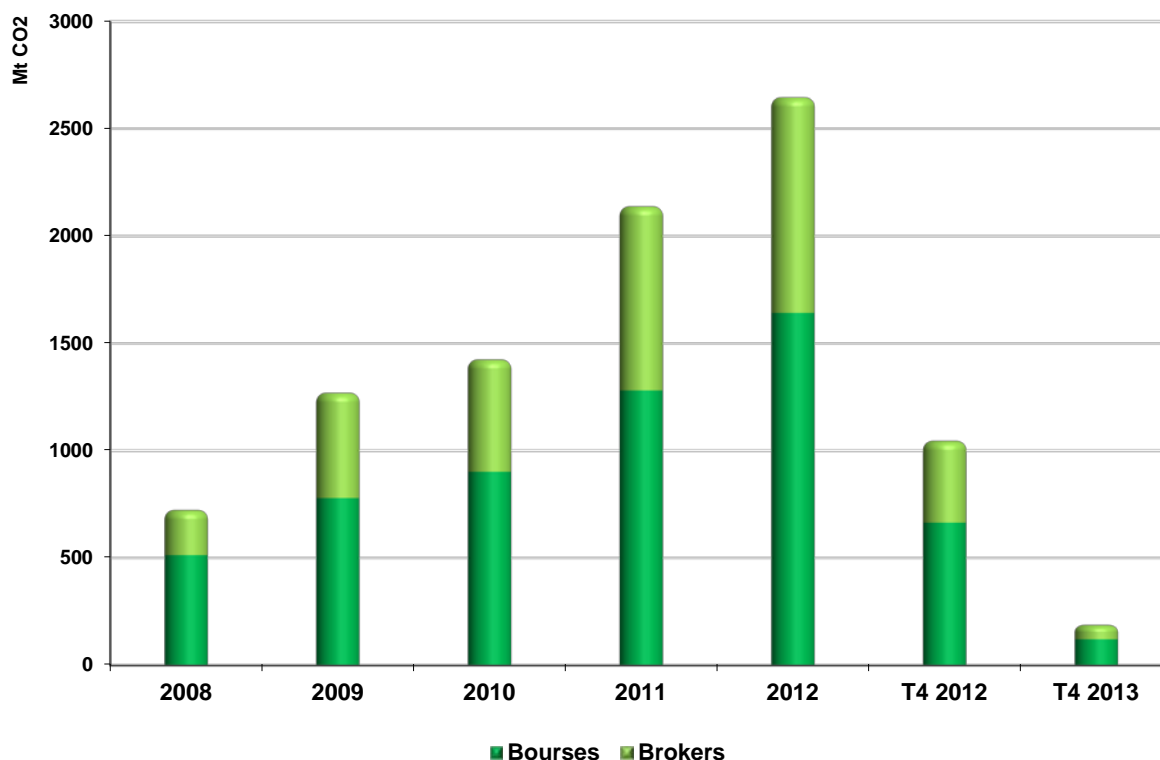


Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Volumes CER

Sur le marché des CER, les volumes échangés sur bourses (121 Mt) ont augmenté de 61% par rapport au troisième trimestre 2013 et ont baissé de 82% par rapport au quatrième trimestre 2012. Les volumes CER sur brokers (67 Mt) ont augmenté de 56% par rapport au troisième trimestre 2013 et ont baissé de 82% par rapport au quatrième trimestre 2012. Les bourses et brokers représentent respectivement 64% et 36% du marché en volume au quatrième trimestre 2013.

Volumes annuels CER



Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

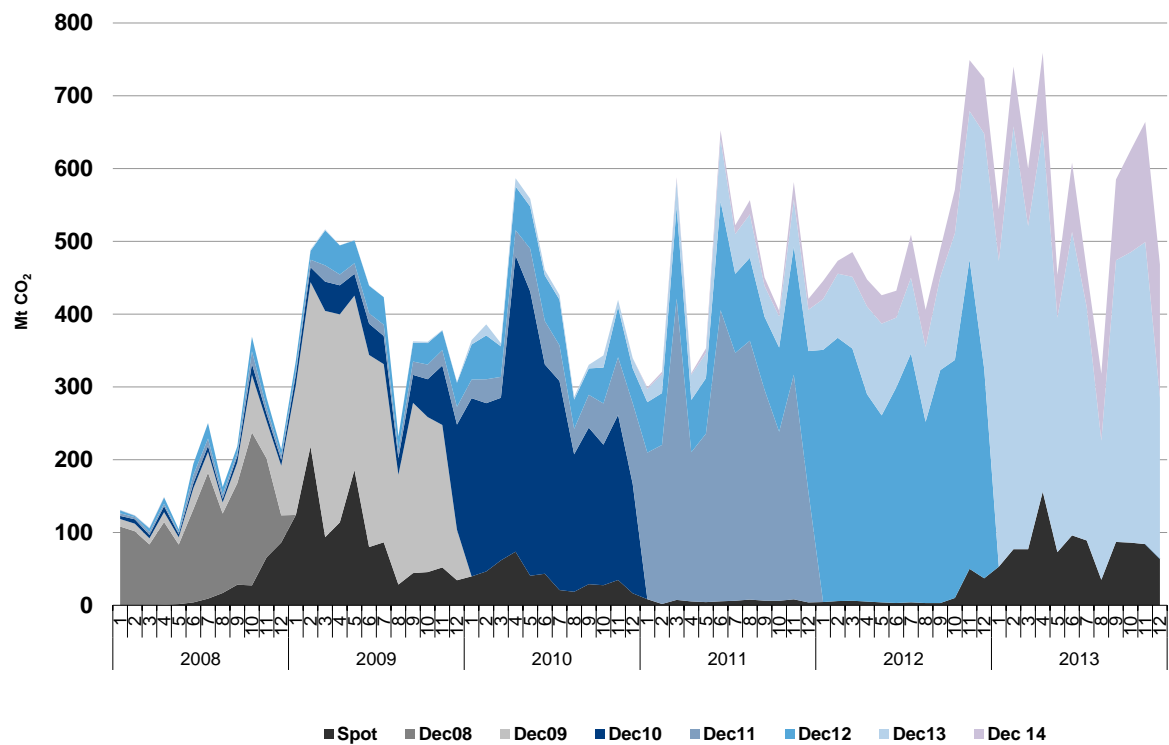
Volumes EUA spot

Au cours du quatrième trimestre 2013, environ 234 Mt d'EUA spot ont été échangés sur les bourses. Les volumes spot ont augmenté par rapport au troisième trimestre 2013 (11%), et ont été multipliés par plus de 10 par rapport au quatrième trimestre 2012.

Volumes EUA futurs

Au quatrième trimestre 2013, les volumes des produits EUA sur bourses s'effectuent de nouveau essentiellement sur le marché à terme, principalement des produits futurs Y+1. Près de 1 035 Mt de produits Déc. 2013 ont été échangés au quatrième trimestre 2013, en hausse de 15% par rapport au troisième trimestre 2013 et une hausse de 48% par rapport au quatrième trimestre 2012. Les volumes échangés sur les produits Dec. 2014 (Y+2) étaient de 488 Mt au quatrième trimestre 2013, soit presque deux fois plus qu'au troisième trimestre 2013 et plus de deux fois plus qu'au quatrième trimestre 2012.

Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : Bluenext (jusqu'à décembre 2012), ECX, EEX

Glossaires

Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

Entreprise Locale de Distribution (ELD) : distributeur non nationalisé qui assure la distribution de gaz ou d'électricité sur un territoire déterminé.

Livraison sur le marché de gros : déclaration journalière d'un acteur, auprès d'un Gestionnaire de Réseau de Transport, des échanges de gaz ou d'électricité devant avoir lieu le lendemain avec chacune de ses contreparties. Chaque livraison peut résulter d'une ou plusieurs transactions préalablement conclues sur le marché de gros.

Mise en service : cas d'un client s'installant sur un site. Deux cas sont possibles :

- **Mise en service sur un nouveau site** : le client arrive sur un site nouvellement construit, auquel cas une pose du compteur puis une mise en service de l'installation doivent être opérées. Par exemple, un mécanicien s'installe dans un garage nouvellement construit.
- **Mise en service sur un site existant** : le client arrive sur un site suite au départ d'un autre client, auquel cas la pose du compteur a déjà été effectuée. La mise en service doit être ensuite opérée afin que le client nouvellement arrivé puisse être alimenté en énergie.

Nombre de sites : par convention, les données pour un mois M (ou un trimestre T) incluent :

- les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T)
- les changements de fournisseurs réalisés au cours du mois M (du trimestre T).

Les données en nombre de sites sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Produit *forward* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marché de gré à gré).

Produit *future* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marchés organisés).

Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

Produit *day ahead* : contrat passé la veille pour livraison le lendemain.

Site : lieu de consommation de gaz ou d'électricité d'un même client. Un site peut comprendre plusieurs points de livraison (compteurs). Plusieurs sites peuvent dépendre d'un même client.

Site en offre de marché : site ayant signé un contrat hors tarifs réglementés avec son fournisseur historique ou un fournisseur alternatif.

Transaction sur le marché de gros : conclusion d'un contrat entre deux acteurs du marché de gros portant sur la livraison de gaz ou d'électricité sur une période déterminée à un prix donné. Le nombre de transactions sur un marché de gros traduit son niveau d'activité, ou liquidité.

Ventes brutes mensuelles : Les ventes brutes d'un fournisseur sont égales à la somme :

- du nombre de sites mis en service (en offre de marché ou au tarif réglementé)
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Les entreprises dont l'activité est suivie à travers l'observatoire sont :

- des responsables d'équilibre si les sites alimentés sont en contrat d'accès au réseau,
- des fournisseurs si les sites alimentés sont en contrat unique.

Nombre de sites : pour le dénombrement des sites, les sites ayant plusieurs fournisseurs sont affectés au portefeuille de leur fournisseur principal (Responsable d'Equilibre pour les clients en CARD et CART).

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

- **PWX** : bourse française Powernext, non obligatoire (www.powernext.fr).
- **EEX** : bourse allemande European Energy Exchange, non obligatoire (www.eex.de).
- **APX** : bourse néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les imports et les exports aux Pays-Bas (www.apx.nl).
- **Omel** : pool espagnol, quasi obligatoire (www.omel.es).
- **NordPool** : bourse scandinave, non obligatoire (une des bourses électriques les plus anciennes d'Europe, www.nordpool.no).

Produits de gros :

- **Day ahead** : contrat passé la veille pour livraison le lendemain
- **Future** : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée, nécessitant le versement d'une prime et d'un dépôt de garantie. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.
- **Base** : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Base sont calculées sur 28 jours i.e. sur les jours ouvrés ainsi que les week-ends).
- **Pointe (Europe continentale)** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement).

Segments du marché de détail : le marché de détail est divisé en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- **Petits sites non résidentiels** : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : la puissance souscrite des sites résidentiels est inférieure ou égale à 36 kVA. La segmentation non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

Segments du marché de gros :

- **Production**
 - **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)
 - **Achats et ventes en gros (OTC)**¹⁹ : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm

¹⁹ « Over the Counter » ou de gré à gré

- **Achats et ventes sur Pownext**, la bourse française de l'électricité : www.pownext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **TaRTAM** : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF** :
- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
 - **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

Zones non interconnectées (ZNI) : zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent GDF Suez, Tegaz, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Les entreprises dont l'activité est suivie à travers l'observatoire sont :

- les expéditeurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de transport
- les fournisseurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de distribution (résidentiels et non résidentiels).

Consommation : la consommation annualisée pour les sites transport est calculée à partir de la consommation relevée en 2007 et, pour les sites multifournisseurs, la part de la consommation affectée à chaque fournisseur s'effectue au prorata des capacités de transport souscrites.

La consommation annualisée des sites distribution est la consommation annuelle de référence (CAR) de chaque site mise à jour au 1er avril 2008.

Nombre de sites : un site multifournisseur est affecté au fournisseur dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

Segments de marché : le marché est divisé en 3 segments :

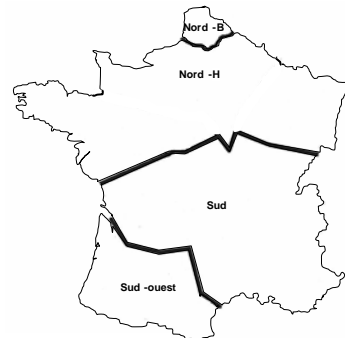
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

« **Take-or-Pay** » : clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition auprès de l'acheteur et qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimal d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

Zone Nord-B/Nord-H : la zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz-B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour "Bas pouvoir calorifique"). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz-H, qui est identique au gaz distribué sur le reste du territoire et qualifié de gaz-H pour "Haut pouvoir calorifique".



Gas release : pour introduire de la concurrence dans le sud de la France, un programme de cession temporaire de gaz ou gas release a été mis en place en 2005 pour une durée de trois ans.

Gaz de France remet sur le marché 15 TWh par an au point d'échange «sud», soit au total, sur toute la durée du programme, 45 TWh à travers des appels d'offres et des négociations de gré à gré. Pour sa part, Total remet sur le marché, au point d'échange de gaz «sud-ouest», 1,1 TWh par an, pour une durée de trois ans ce qui représente sur toute la durée du programme 3,3 TWh.

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

Glossaire propre à l'observatoire du marché du CO₂

Backloading : gel d'une partie des quotas de la Phase III envisagé par la Commission européenne pour pallier le surplus de quotas du marché européen du carbone.

Banking : possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début d'une période de conformité précédente.

BlueNext : bourse du carbone implantée à Paris (www.bluenext.eu).

Borrowing : emprunt d'un quota qui représente la possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début de la période de conformité suivante (les quotas pour l'année N sont livrés sur les registres avant le 28 février alors que les quotas doivent être restitués le 30 avril de l'année N, au titre des émissions de l'année N-1).

CER : *Certified Emission Reduction*, unités de réduction d'émissions certifiées provenant des projets déployés dans le cadre du mécanisme de développement propre (MDP). Un certain nombre de pays et des entreprises font usage de crédits de projets du MDP et les projets d'application conjointe pour être en conformité avec leurs objectifs de Kyoto.

CITL : *Community Independent Transaction Log*, plateforme de comptabilisation gérée par la Commission européenne qui intègre quotidiennement les informations qui lui sont transmises par les registres nationaux.

Dioxyde de carbone ou gaz carbonique (CO₂) : principal gaz à effet de serre, issu principalement de la combustion des énergies fossiles.

ECX : *European Climate Exchange*, bourse du carbone implantée à Londres (www.theice.com)

Effet de serre : à l'origine processus naturel, il permet à la température de basse atmosphère de se maintenir à 15°C en moyenne. Il est lié à la présence dans l'atmosphère de certains gaz (gaz carbonique, méthane..) qui piègent le rayonnement émis par la Terre et renvoie une partie de ce rayonnement en direction du sol. Du fait de la production trop importante par l'homme de gaz à effet de serre, les températures sont en sensible augmentation.

ERU : *Emission Reduction Unit*, crédits carbone générés par des projets de Mise en Œuvre Conjointe (MOC), selon les règles définies lors du Protocole de Kyoto. Les entreprises tombant sous le coup du SEQUE peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

EUA : *European Union Allowance*, quota d'émission européenne qui autorise le détenteur à émettre en gaz à effet de serre l'équivalent d'une tonne de dioxyde de carbone.

EU ETS : voir SEQUE

GES : gaz à effet de serre. Gaz contribuant à l'effet de serre (voir Effet de serre). Tous les GES n'apportent pas à la même contribution à l'effet de serre. Afin de comparer les émissions des différents gaz à effet de serre, on exprime leurs effets en équivalents tonne de dioxyde de carbone.

MDP : mécanisme de développement propre, un des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto qui permet aux pays développés de financer des projets de réduction d'émissions ou de séquestration de gaz à effet de serre dans les pays en développement et de se voir octroyer des unités de réduction d'émissions certifiées (CER) qu'ils pourront comptabiliser pour remplir leurs propres engagements de réductions d'émissions. Les projets MDP visent à favoriser le transfert de technologies respectueuses de l'environnement et à promouvoir le développement durable des pays en développement.

Mise en réserve : voir *set aside*

Permis d'émission : voir quotas d'émission

Paquet énergie - climat : ensemble de textes législatifs européens adopté fin 2008, relatifs à l'énergie et au changement climatique.

Phase III : troisième phase du SEQE couvrant la période 2013-2020 au cours de laquelle des changements significatifs en termes de conduite des enchères auront lieu.

Protocole de Kyoto : traité international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il fixe des engagements chiffrés de réduction ou de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les pays industrialisés concernés pour la première période dite d'engagement, soit 2008-2012 (- 5,2% par rapport à 1990). Pour y parvenir, ces pays sont tenus d'élaborer des politiques et mesures nationales de lutte contre le changement climatique.

Quotas d'émission : unité de compte du système d'échange de quotas ou permis d'émission. Il s'agit d'une quantité d'émission de GES (exprimée en tonnes équivalent CO₂) à ne pas dépasser sur une période donnée, qui est délivrée à un pays ou un acteur économique par une autorité administrative (organisation intergouvernementale ou agence gouvernementale).

SEQE : le Système d'Echange de Quotas d'Emission, aussi appelé EU ETS (*European Union Emission Trading System*), est un mécanisme de l'Union européenne visant à réduire l'émission globale de CO₂ et atteindre les objectifs de l'Union européenne dans le cadre du protocole de Kyoto. C'est le plus grand système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans le monde.

Table des figures

Figure 1 Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	6
Figure 2 Vue globale du négoce sur le marché de gros français intermédié au troisième trimestre 2013	7
Figure 3 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits mensuels	9
Figure 4 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits trimestriels	10
Figure 5 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits calendaires	11
Figure 6 Volumes trimestriels échangés sur les marchés organisés français - day-ahead et futures –	12
Figure 7 Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing) – Troisième trimestre 2013 –	13
Figure 8 Prix day-ahead France sur EPEX SPOT - moyennes hebdomadaires –	14
Figure 9 Différentiels day-ahead France – Allemagne - moyennes hebdomadaires –	15
Figure 10 Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens - moyennes hebdomadaires –	16
Figure 11 Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers –	18
Figure 12 Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers –	19
Figure 13 Prix des produits calendaires pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles	20
Figure 14 Prix des produits trimestriels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles	21
Figure 15 Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 jours –	23
Figure 16 Ratio Pointe/Base – prix spots moyens	24
Figure 17 Stocks hydrauliques	25
Figure 18 Somme des importations par trimestre	26
Figure 19 Somme des exportations par trimestre	27
Figure 20 Indice de concentration HHI - livraisons sur le marché de gros en T3 2013 –	28
Figure 21 Indice de concentration HHI – injections en T3 2013 –	29
Figure 22 Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2013 -	30