

## Impact de l'achat des pertes des GR sur le marché de gros

02/02/2010

### Synthèse

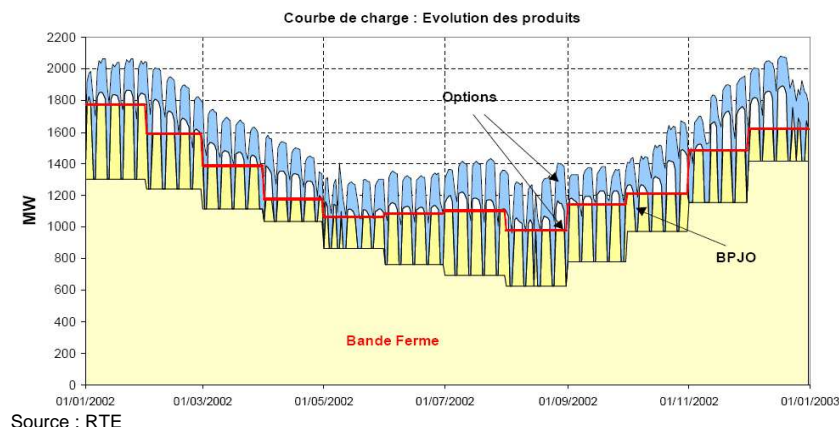
Si 20TWh de pertes des réseaux ne sont plus achetés sur le marché de gros par les fournisseurs, l'effet direct en volume sur le marché de gros français sera de 40TWh et indirectement de 120TWh. Le marché de gros se réduira alors mécaniquement à un périmètre d'échange limité aux produits de maturité inférieure à un an, essentiellement en pointe, et au marché de très court terme. Moins attractif, moins liquide, le marché de gros français qui est un outil indispensable à l'approvisionnement des fournisseurs et au transfert du risque de prix, deviendra plus risqué et donc plus cher. L'augmentation de la prime de risque sur le marché français se propagera à tous les prix français et renchéra les coûts de ce marché, y compris pour les GR qui devront continuer de l'utiliser directement ou indirectement pour leur semi-base et leur pointe.

Le projet de loi NOME envisage de modifier la politique d'achat des pertes des Gestionnaires de Réseau (GR) en leur offrant la possibilité d'accéder directement à la base nucléaire via les fournisseurs. Au lieu de venir du marché de gros, une partie de l'électricité des pertes serait donc fournie par l'accès régulé à la base (ARB).

Après avoir rappelé le montant et le profil des pertes, cette note décrit la relation entre les pertes et le marché de gros et évalue l'impact probable des 20TWh sur sa liquidité et sur son attractivité. En conclusion, elle montre qu'une perte de liquidité entraîne une perte de compétitivité dont l'ensemble des utilisateurs du marché français vont souffrir.

### 1 Les fournisseurs s'adossent au marché de gros pour approvisionner les pertes des réseaux

RTE et ERDF ont recours au marché de gros pour assurer le **sourcing** de leur courbe de charge qui se compose de profils divers, ainsi que l'illustre le schéma suivant :



La diversité de la courbe de charge des GR explique celle des produits qu'ils achètent par appels d'offre. Les GR achètent trois types de produits à terme :

- **des produits fermes** (Base/Pointe),
- **des débits** qui sont des produits payés par le gestionnaire de réseau à un prix contractuel, mais qui lui laissent la possibilité de ne pas soutenir l'énergie (take or pay)<sup>1</sup>
- **des options** (réservation de puissance) faisant l'objet d'un programme de levée en J-2 pour l'ajustement aux besoins.

D'autre part, les GR ont recours au marché spot sur lequel ils ajustent leur dentelle.

<sup>1</sup> Dans ce cas, le vendeur revend l'énergie sur le marché spot, reçoit du GR le prix contractuel et lui reverse le prix du marché spot. Pour le vendeur, les débits sont donc assimilés à un produit ferme.

Le tableau suivant donne la répartition des quantités achetées par RTE entre ces différents produits :

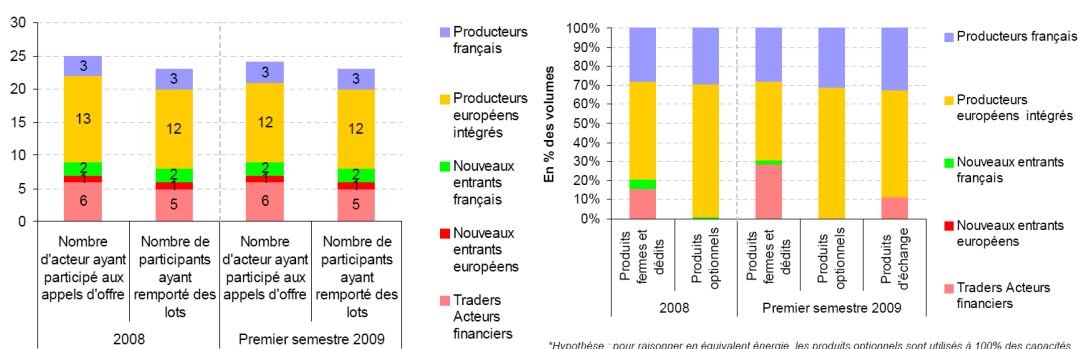
Volume en TWh	Produits fermes	Dédits	Produits optionnels	Echanges
2007	22,0	17,0	18,0	
2008	18,5	15,0	20,5	
S1 2009	4,5	8,5	10,0	0,45

Sources : RTE, ERDF – Analyse : CRE

Les achats par les Gestionnaires de Réseau RTE et ERDF (GR), nécessaires à la compensation de leurs pertes, représentent **33TWh en 2008<sup>2</sup>** (17TWh au premier semestre 2009).

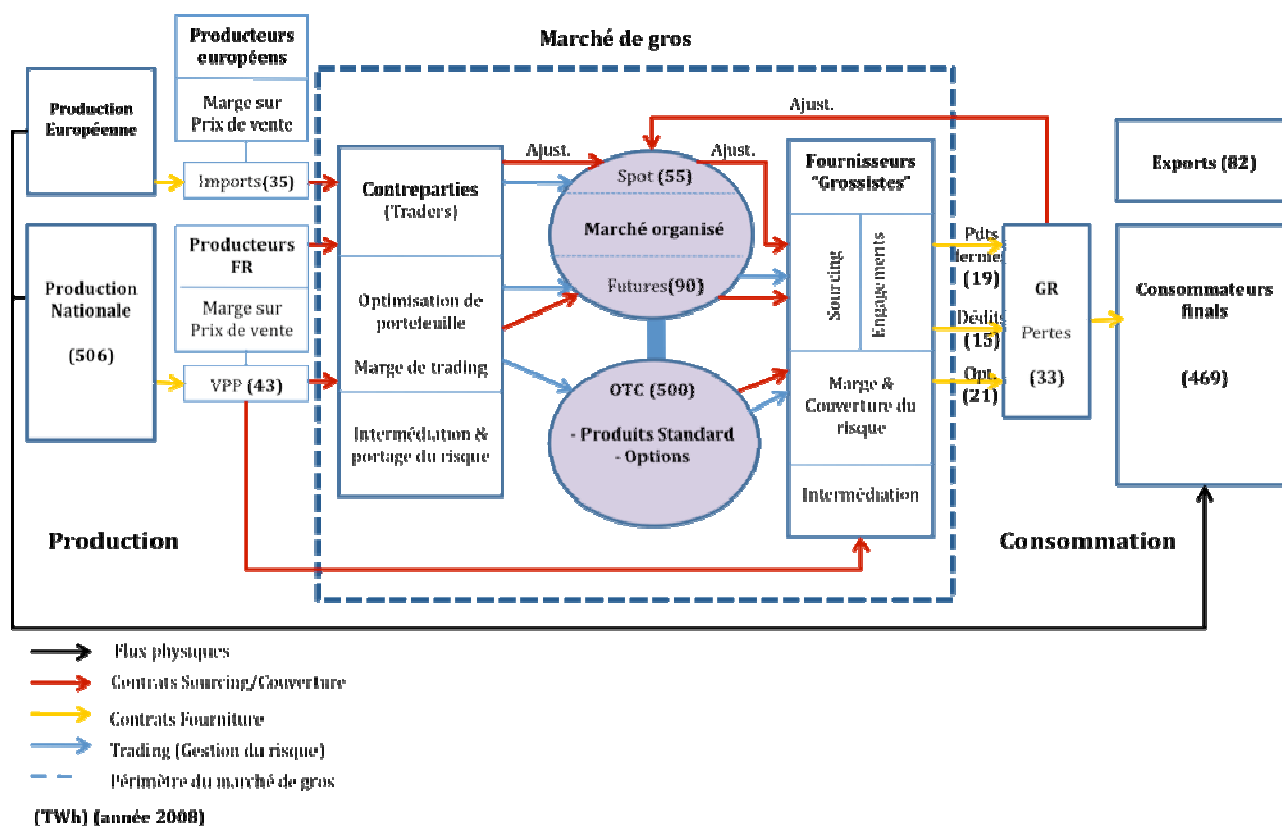
Par sa taille, ce marché intéresse un grand nombre de fournisseurs français et européens qui entrent en concurrence au profit des GR. Il permet l'entrée de fournisseurs sur le marché français qui y gagne en concurrence. Comme l'indique le schéma ci-dessous, **25 fournisseurs** ont participé, en 2008, aux appels d'offres lancés par RTE et ERDF. Parmi eux, 12 producteurs européens ont fourni 50% des produits fermes/dédits et 70% des produits optionnels.

#### Les participants aux consultations et % des volumes par type d'acteur



La plupart des fournisseurs des GR s'adossent au marché de gros pour fournir les quantités vendues et pour gérer leur risque de prix, comme le montre le schéma ci-dessous.

<sup>2</sup> NB : la compensation des pertes des autres GR tel que les ELD/DNN (ES, UEM, Sorégies, ...) est mal quantifiée et s'exerce sous d'autres formes, mais peut être estimée à 500GWh/an. Elle n'est pas étudiée ici, mais représente une animation complémentaire du marché de gros qui contribue aussi à sa liquidité.



Les fournisseurs achètent, via des contrats, sur le marché de gros, les quantités qu'ils s'engagent à fournir aux GR. La différence entre le prix d'achat moyens de ces contrats et le prix moyen de vente aux GR constitue leur marge. Il s'agit d'une véritable activité d'intermédiation puisqu'ils doivent se sourcer sur des contrats plus ou moins standardisés dont les caractéristiques (optionalité, maturité, volumes...) ne correspondent pas toujours à celles des produits vendus aux GR. Ils traitent ces contrats avec des **contreparties intéressées à prendre des positions inverses**, que ce soit sur le marché OTC (en bilatéral ou par l'intermédiaire d'un courtier) ou bien sur le marché organisé, EPD Futures et EPEX Spot<sup>3</sup>. Ces contreparties constituent les teneurs de marché (market makers) situés au cœur du marché : ils cotent en permanence les produits et assurent ainsi la liquidité du marché, en échange d'une marge égale, instantanément, à l'écart entre leurs prix acheteur et vendeur. In fine, en se portant contrepartie des besoins réels des autres acteurs du marché, ils en portent les risques. Il s'agit d'une des activités les plus techniques du marché qui requiert un adossement à des actifs de production, des équipes d'analystes, de modélisateurs et de traders, une infrastructure de marché (notamment en termes de gestion et de limitation des risques et de capitaux propres) et une capacité d'intervention sur plusieurs marchés (ensemble des produits d'énergie et large couverture géographique) afin de constituer des stratégies de portefeuille où l'immunisation des risques s'effectue sur des positions agrégées.

Le marché ne peut fonctionner sans teneurs de marché :

- ils apportent la liquidité nécessaire pour construire ou sortir d'une position en assurant une fourchette achat-vente la plus étroite possible ;
- ils assurent le transfert du risque de prix. Ceci permet à des fournisseurs de petite taille de minimiser leur risque d'intermédiation et de prix.

Ces échanges entre les fournisseurs grossistes et les contreparties traders constituent le cœur du marché de gros français, évalué 640 TWh en 2008, répartis entre 55 TWh sur le marché spot organisé, 90 TWh sur le marché future organisé et le reste (environ 500 TWh) en gré à gré.

## 2 Volumes induits par les pertes sur le marché de gros

Pour quantifier l'effet des pertes sur le marché de gros, il convient de sérier les transactions engendrées par un contrat de fourniture pertes (contrat initial) sur le marché de gros. Au minimum, le fournisseur va acheter via un contrat la quantité du contrat initial à un trader qui, tôt ou tard, revendra cette quantité à une autre contrepartie. 1MWh du contrat initial engendre donc 2MWh au minimum. Dans le cas, fréquent, où les VPP sont utilisées pour approvisionner les pertes, la chaîne devient plus longue. Le fournisseur participe aux enchères VPP, fixe le prix

<sup>3</sup> Les produits standard sur le marché de gros servent de sous-jacent à la confection de produits plus complexes afin de répondre aux besoins des GR.

de celles-ci en vendant un contrat à terme ferme à une contrepartie qui, tôt ou tard, revendra cette position. 1MWh de VPP crée donc un minimum de 2MWh de transaction sur le marché de gros. Lorsque le fournisseur vend tout ou partie de la quantité VPP aux enchères des GR, il sort de sa couverture en rachetant le contrat à terme, ce qui génère à nouveau 2MWh par MWh de pertes. Dans ce cas, en tout, pour 1MWh de pertes fourni par 1MWh de VPP, un minimum de 4MWh s'est échangé sur le marché de gros.

L'évaluation doit prendre en compte d'autres effets :

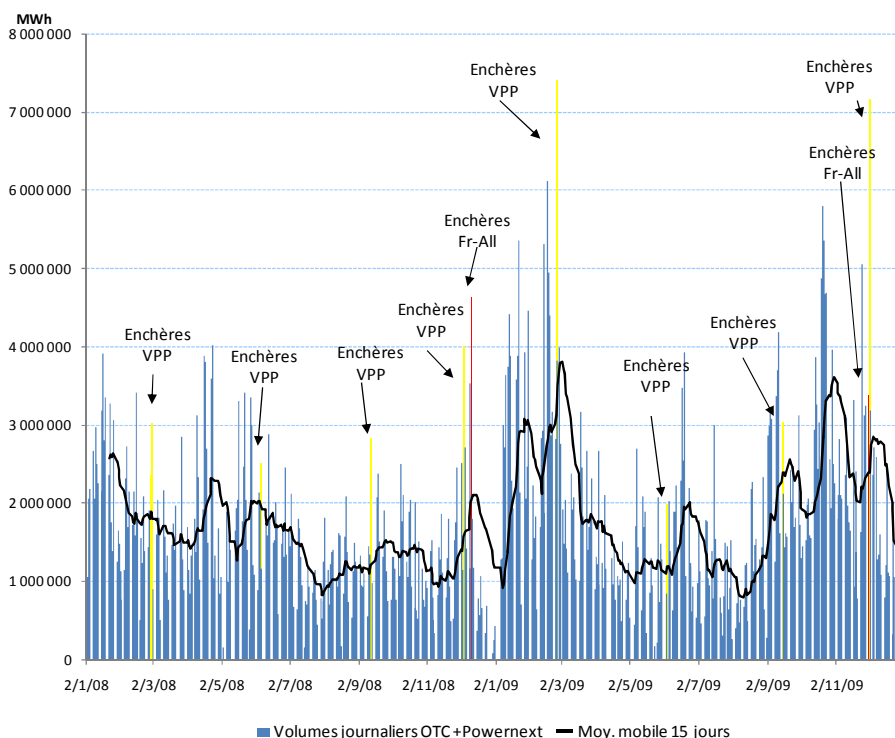
- Les produits « dédits » et les options utilisés par les GR dans les appels d'offre donnent lieu, lorsqu'ils ne sont pas utilisés à une revente sur le marché spot ;
- les maturités des produits ne correspondant pas, d'autres transactions d'ajustement sont nécessaires pour parfaire les couvertures entre le total des engagements et des approvisionnements des fournisseurs ;
- les « chaînes » ou « filières » de transactions peuvent être plus longues que décrites plus haut.

En tenant compte de ses effets additionnels, on peut estimer qu'1MWh de pertes génère directement et au minimum 2MWh sur le marché de gros et, plus généralement, 5 à 6 MWh<sup>4</sup>.

Il convient de noter le rôle clef des VPP dans la fourniture des pertes. Les VPP sont considérés par les acteurs, comme les produits les mieux adaptés à la fourniture des pertes (ces produits peuvent être considérés comme symétriques<sup>5</sup>). La réduction du volume des pertes risque de réduire l'intérêt des VPP qui représentent 43 TWh, générant au minimum 86 TWh sur le marché de gros français.

Comme le montre le graphique ci-dessous, les jours d'enchères VPP (barres jaunes) **les volumes sur le marché de gros sont deux fois supérieurs à la moyenne** (3,3TWh sont échangés contre 1,7TWh en moyenne). C'est le cas aussi les jours d'enchères annuelles de capacité France – Allemagne (barres rouges). Ceci s'explique par le recours à des transactions en chaîne pour couvrir ces quantités, dans l'attente de leur utilisation, notamment aux pertes.

**Volumes journaliers des transactions OTC et Powernext en MWh**



<sup>4</sup> Ces chiffres rejoignent le coefficient multiplicatif du marché de gros en France égal à 3,7 qui correspond aux volumes des transactions sur le marché de gros intermédiaire divisé par la consommation « libre » (soutirages – volumes hors marché). De son côté la CRE calcule sur l'ensemble de la consommation un coefficient de 1,7 qui rapporté à la consommation libre correspond bien à 3,7.

<sup>5</sup> Les produits « Base », dont le prix d'exercice est faible par rapport au prix de marché, sont assimilables à des produits fermes. Les produits « Pointe », dont le prix d'exercice est élevé par rapport au prix de marché, ont une valeur d'optionnalité.

A ce stade, nous avons mis en exergue trois phénomènes interdépendants qui seraient mis en jeu si 20 TWh de pertes devenaient sourcés par l'ARB :

- Une perte directe de concurrence aux appels d'offre des pertes par réduction de la taille et donc de l'intérêt de ce marché, notamment pour les grands acteurs européens,
- Une perte de volume direct minimum de 40TWh sur le marché de gros,
- Une perte de volume indirecte via les VPP de 80TWh supplémentaires sur le marché de gros.

Nous estimons donc à 120 TWh de volumes en moins sur le marché de gros français, l'effet de la réduction envisagée pour le sourcing des pertes. Cette quantité représente 20% environ du total du marché de gros.

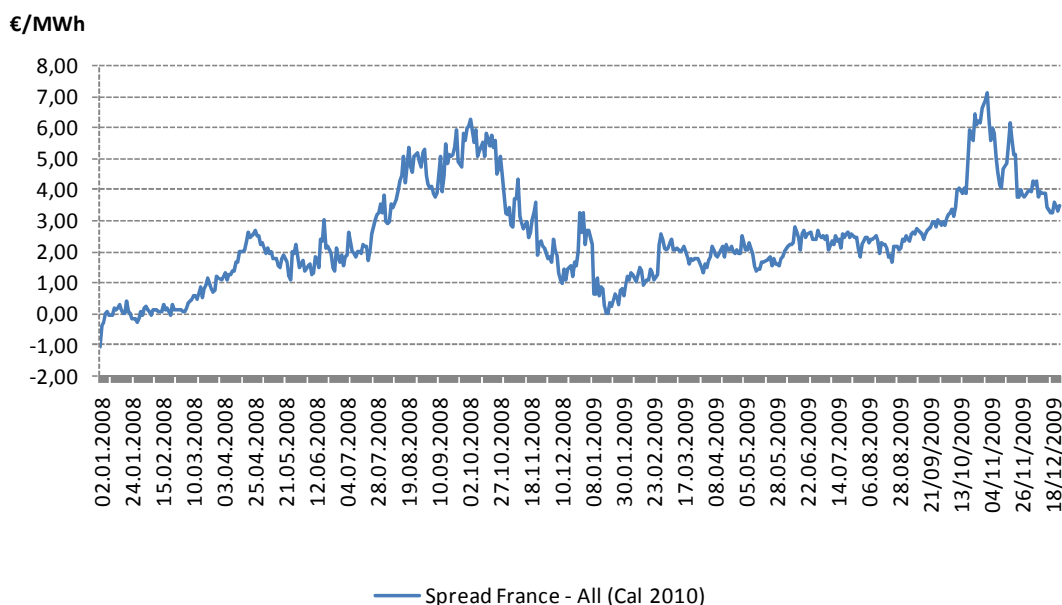
### 3 Effets qualitatifs : la réduction du marché de gros pénaliserait la compétitivité de l'ensemble du marché

Le marché de gros constitue un lieu indispensable de tout marché de marchandises concurrentiel. Outre son rôle évident d'approvisionnement, il permet le transfert des risques entre les différents acteurs. Nous avons ainsi vu que les fournisseurs peuvent, de manière concurrentielle, enchérir aux appels d'offre des GR car ils peuvent trouver un sourcing et une couverture de leur risque de prix sur le marché de gros, grâce à la présence de grosses contreparties européennes. Plus les volumes traités sur le marché de gros augmentent, plus les contreparties s'y intéressent, y offrent des prix compétitifs, et plus les fournisseurs et gros consommateurs y ont recours et plus les volumes augmentent. C'est le cercle vertueux de la liquidité et de la concurrence qui permet au marché de détail d'offrir des prix et des produits meilleurs et mieux adaptés à la demande finale.

Si 120TWh disparaissaient du marché de gros, la conséquence immédiate en serait **une baisse d'activité importante des grosses contreparties européennes qui sont pourtant des animateurs essentiels de la liquidité** du marché de gros. Le marché de gros sera moins concurrentiel et tous ses utilisateurs directs ou indirects, y compris les GR en pâtiront. De manière générale, l'assèchement et la désertion du marché de gros vont avoir **des conséquences sur le niveau et la volatilité des prix qui vont impacter la totalité des acteurs pour la fourniture d'électricité en France**. Les acteurs vont devoir gérer plus de risques dans leurs portefeuilles qu'ils seront obligés de transférer à leurs clients. C'est d'ailleurs ce que l'on remarque déjà lorsque l'on compare le marché de gros français au marché de gros allemand qui est beaucoup plus liquide (pour une consommation comparable).

L'exemple de l'Allemagne est parlant. Alors que le mix énergétique est moins performant, **les prix allemands sont durablement plus faibles que les prix français et moins volatils**. Ce ne sont pas les différences de mix énergétique, mais les différences de structure de marché qui explique que la France présente un niveau de liquidité moindre et donc de risque supérieur. Un marché **moins liquide et plus volatil** implique l'intégration de **primes de risque plus élevées** dans le niveau des prix. En 2008 et 2009, l'écart de prix France/Allemagne sur le produit calendaire 2010 est resté positif et a même dépassé 7€/MWh en novembre 2009.

Evolution du spread France – Allemagne sur le produit calendaire 2010



Une politique visant à sourcer directement une partie des pertes via l'ARB semble facialement bénéfique au coût d'approvisionnement des GR en réduisant le prix du ruban. Mais, qu'en sera-t-il du coût de la semi-base et de la pointe ? Dans un marché rendu moins attractif et moins concurrentiel par sa taille réduite et ses caractéristiques locales, les GR devront payer une prime plus élevée à cause de la moindre concurrence, du manque de profondeur et donc du risque associé à la structure du marché français. Il en sera de même pour les fournisseurs qui répercuteront ces sur-coûts aux clients finals. In fine, les GR risquent de payer en moyenne l'ensemble de leurs pertes plus cher.

## **Conclusion**

**Dans un contexte d'affaiblissement du marché de gros en raison du maintien des tarifs et d'une segmentation du marché par des dispositifs ad hoc dont l'ARB est une nouvelle illustration, nous avons montré que la baisse de liquidité induite sur le marché de gros allait être significative. Cette baisse de liquidité augmentera le coût du risque du marché français et sera donc préjudiciable à tous les acteurs, y compris les GR. Pour cette raison, nous recommandons, a minima, que les gestionnaires de réseaux ne soient pas considérés comme des consommateurs finals dans la loi à venir et que les volumes prévus pour alimenter le mécanisme d'accès régulé à la base soient diminués des 20TWh prévus à cet effet.**