

# Rapport sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques

Juin 2008



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE



# SOMMAIRE

<b>Préambule par Andris Piebalgs</b>	3
<b>Synthèse</b>	4
<b>Introduction</b>	5
<b>1. Contexte</b>	5
1.1. Rôle des interconnexions	5
1.2. Années 2005 et 2006 : un tournant majeur dans la gestion des interconnexions	5
1.3. Année 2007 : un consensus croissant autour d'un mécanisme-cible	7
<b>2. Objectifs du rapport</b>	8
<b>Partie 1 - Bilan de la gestion des interconnexions en 2007</b>	10
<b>1. Indicateurs globaux</b>	10
1.1. Valeurs comparées des capacités d'interconnexion	10
1.2. Niveau d'utilisation des capacités d'interconnexion	10
1.3. Indicateur d'imperfection des marchés	12
1.4. Rente de congestion	13
1.5. Concurrence sur les interconnexions	14
<b>2. Analyse des mécanismes d'allocation des capacités de long terme</b>	14
2.1. Valorisation des capacités de long terme	14
• Enchères annuelles	15
• Enchères mensuelles	17
2.2. Utilisation des capacités de long terme	19
2.3. Retour d'expérience sur les marchés secondaires	20
• Reventes de capacités	21
• Transferts de capacités	22
<b>3. Analyse des mécanismes d'allocation des capacités journalières</b>	22
3.1. Valorisation des capacités journalières vendues par enchères explicites	22
3.2. Utilisation des capacités journalières vendues par enchères explicites	25
3.3. Retour d'expérience sur le couplage des marchés trilatéral	28
3.4. Estimation de la « perte sociale » liée à l'absence de méthodes implicites	29
3.5. Couplage de marché et pics de prix	30
<b>4. Capacités infra-journalières</b>	32
4.1. Bilan des échanges infra-journaliers en 2007	32
4.2. Cas de l'interconnexion France-Espagne	32
<b>5. Echanges d'ajustement</b>	33
5.1. Bilan des échanges d'ajustement en 2007	34
5.2. Potentiel de développement des échanges d'ajustement	36
<b>6. Gestion des capacités par les gestionnaires de réseaux</b>	36
6.1. Evolution des capacités	36
• Evolution des capacités nettes proposées deux jours en amont de la livraison (CNP J-2)	37
• Evolution des capacités proposées aux enchères de long terme	41

6.2. Réductions de capacités et coûts de « redispatching » .....	44
6.3. Annulations d'enchères .....	47
6.4. Coût de l'absence de « netting » sur l'interconnexion avec la Belgique .....	48

## **Partie 2 - Mécanismes cibles et prochains développements**.....49

<b>1. Allocation des capacités de long terme</b> .....	49
1.1. Mécanisme cible .....	49
1.2. Questions ouvertes .....	49
• Fermeté des capacités .....	49
• Droits physiques ou financiers .....	52
• Marchés secondaires .....	53
• Etendue des plates-formes d'enchères.....	53
1.3. Etat d'avancement dans les initiatives régionales.....	54
<b>2. Allocation des capacités journalières</b> .....	54
2.1. Mécanisme cible .....	54
2.2. Questions ouvertes .....	54
• Compatibilité et ordre des projets de couplage.....	55
• Statut des bourses de l'électricité.....	55
2.3. Etat d'avancement dans les initiatives régionales.....	55
<b>3. Allocation des capacités infra-journalières</b> .....	56
3.1. Mécanisme cible .....	56
3.2. Questions ouvertes .....	57
• La gestion des échanges d'énergie .....	57
• La valeur ajoutée des projets .....	58
3.3. Etat d'avancement dans les initiatives régionales.....	58
<b>4. Echanges d'ajustement</b> .....	59
4.1. Les différents modèles théoriques .....	59
• Le modèle « Acteur-GRT » .....	59
• Le modèle « GRT-GRT » .....	60
4.2. Le mécanisme cible en discussion .....	60
4.3. Questions ouvertes .....	61
• L'accès à la capacité d'interconnexion.....	61
• Le modèle de gestion de l'équilibre entre injections et soutirages .....	61
• Le degré d'harmonisation souhaitable .....	61
4.4. Etat d'avancement dans les initiatives régionales.....	61

<b>Conclusion</b> .....	63
-------------------------	----

<b>Liste des abréviations</b> .....	64
-------------------------------------	----

# Préambule par Andris Piebalgs

Sans interconnexions électriques, il n'y aura jamais de marché unique de l'électricité. Et l'absence d'un marché européen de l'électricité – comme du gaz – pèse lourd sur le marché intérieur dans son ensemble.

C'est pourquoi, l'utilisation optimale des interconnexions existantes s'impose, de même que la nécessité d'investir dans les « maillons manquants ». Tel est le souci de la Commission européenne, souci notamment rappelé dans le Plan stratégique sur les interconnexions, publié en janvier 2007 dans le cadre de la Stratégie en faveur d'une politique européenne de l'énergie. A cet égard, la réalisation de l'interconnexion électrique franco-espagnole aura valeur de test.

Afin de compléter l'arsenal juridique communautaire, la Commission européenne a fait de nouvelles propositions dans le « troisième paquet législatif ». Ces propositions visent notamment à doter les autorités de régulation nationales des mêmes pouvoirs en la matière, basés sur le plus grand dénominateur commun. N'oublions pas en effet que leur mission consiste à s'assurer de la conformité des méthodes de gestion des congestions aux interconnexions avec les dispositions réglementaires européennes, ainsi que de leur efficacité. Outre cette « harmonisation vers le haut », Il importe également de renforcer la coopération entre régulateurs nationaux, d'où la proposition de mettre en place une Agence de coopération entre eux au niveau communautaire. Cette Agence recueille un très large soutien.

D'ores et déjà, les travaux menés sous la houlette du groupe européen des régulateurs de l'électricité et du gaz (ERGEG), dans le cadre des initiatives régionales de l'électricité, ont permis de dégager un consensus au niveau européen autour de mécanismes-cibles susceptibles de garantir une utilisation efficace des interconnexions.

Mais cet indispensable mouvement de convergence requiert également une approche frontière par frontière. Le deuxième rapport annuel de la Commission de régulation de l'énergie sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques s'inscrit dans cette perspective. En plus d'évaluer l'efficacité des méthodes de gestion des congestions existantes, il permet de mettre en lumière tout le chemin qu'il reste à parcourir pour aboutir à des mécanismes efficaces de gestion des congestions pour l'ensemble des frontières françaises.

Ce rapport a le mérite de déboucher sur des recommandations dont l'impact pourra se mesurer à l'échelle du continent européen. Celles-ci sont d'autant plus nécessaires qu'elles s'inscrivent dans un contexte riche de projets de grande envergure, que ce soit l'extension en 2009 du couplage des marchés français, belge et néerlandais aux marchés allemand et luxembourgeois ou le développement d'échanges d'ajustement réciproques sur l'interconnexion entre la France et l'Angleterre.

Comme à l'accoutumée, l'exercice le plus délicat est de passer des recommandations aux actes. Cela pose inévitablement la question de l'incitation des gestionnaires de réseaux à améliorer rapidement la gestion des interconnexions. Le troisième paquet énergie en dessine les contours. Les régulateurs devront donc se saisir des outils offerts par ce nouveau cadre réglementaire afin d'améliorer progressivement la gestion et l'utilisation de l'ensemble des interconnexions.

Autant de petits pas qui, additionnés, renforceront le processus d'intégration des marchés.

M. Andris Piebalgs, Commissaire européen chargé de l'énergie

Au-delà des quelques avancées concrètes obtenues en matière de gestion des interconnexions, l'événement le plus marquant de l'année 2007 aura certainement été l'apparition d'un consensus, au niveau européen, sur les grands principes des mécanismes cibles pour la gestion des interconnexions. Trois projets importants en cours de développement par les gestionnaires de réseaux et les bourses – la mise en place d'une plate-forme d'enchères unique pour allouer les produits de long et moyen termes et d'un couplage de marché « flow-based » dans la région « Centre – Ouest » (Belgique, Luxembourg, Pays-Bas, Allemagne, France), et, dans la région « France – Royaume-Uni – Irlande », la mise en place d'échanges d'ajustement réciproques sur l'interconnexion France-Angleterre – devraient ainsi jeter les bases de la future gestion des congestions aux interconnexions en Europe.

La réalisation effective, prévue pour la fin de l'année 2008 pour le projet de plate-forme d'enchères unique dans la région Centre-Ouest, et pour mi-2009 pour les deux autres projets, constituera un tournant important dans la construction du marché européen de l'électricité. Ce sera un des succès du processus des initiatives régionales lancé par l'ERGEG il y a maintenant un peu plus de deux ans.

Il ne doit cependant pas occulter les nombreuses difficultés rencontrées par les régulateurs dans le processus d'intégration régionale des marchés et l'impression générale des acteurs de marché que ce processus pourrait avancer beaucoup plus rapidement. Ces difficultés et cette relative lenteur s'expliquent essentiellement par :

- un manque de consensus autour d'une architecture de marché cible vers laquelle tendraient progressivement les marchés nationaux,
- un manque d'harmonisation des pouvoirs et compétences des régulateurs en matière d'échanges transfrontaliers, qui a pour conséquence immédiate un manque d'incitations des gestionnaires de réseaux à accélérer l'intégration des marchés.

Plusieurs défis de taille attendent l'ensemble des parties prenantes dans les mois et années à venir pour réussir l'intégration des marchés :

- Comment faire en sorte que le « troisième paquet législatif » donne toutes les compétences nécessaires aux autorités de régulation nationales – ou à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) – en matière d'échanges transfrontaliers ?
- Comment intégrer efficacement la Suisse au processus d'intégration régionale des marchés ?
- Quel statut futur pour les marchés organisés compte-tenu du rôle crucial qu'ils sont amenés à jouer dans la gestion des congestions aux interconnexions et, à terme, dans la construction du marché européen de l'électricité ?
- Comment prioriser les projets à développer au sein des quatre initiatives régionales auxquelles la France participe ?
- Comment améliorer le calcul des capacités d'interconnexion et éviter que les échanges transfrontaliers ne soient discriminés par rapport aux échanges internes à un pays ?
- Comment améliorer la qualité de l'accès aux interconnexions, et notamment le degré de fermeté des capacités proposées par les gestionnaires de réseaux, sans affecter le niveau des capacités mises à la disposition du marché ?
- Comment inciter les gestionnaires de réseaux à accélérer l'intégration des marchés, et plus particulièrement des marchés d'ajustement qui constituent le socle des architectures de marché nationales ?

La publication de ce deuxième rapport de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques est l'occasion de lancer le débat sur toutes ces questions cruciales et de réfléchir, ensemble, aux réponses à apporter pour réussir l'intégration des marchés.

# Introduction

## 1. Contexte

### 1.1. Rôle des interconnexions

Si les interconnexions électriques entre les différents pays européens ont été créées, à l'origine, afin de permettre l'assistance mutuelle des gestionnaires de réseaux dans le cas d'une défaillance technique brutale, et, dans le cas de réseaux synchrones, de permettre le réglage commun de la fréquence, elles sont maintenant les clefs de la construction du marché unique de l'électricité.

En effet, tout l'intérêt de la construction du marché unique de l'électricité est de profiter, pour le bénéfice du client final, de la complémentarité des parcs de production et de celle de la demande d'électricité dans les différents Etats membres. L'intégration des marchés a également pour objectif de stimuler la concurrence entre les opérateurs européens, toujours pour le bénéfice du client final.

Cependant, la construction de l'Europe de l'électricité rencontre un obstacle majeur : les lignes d'interconnexion entre les Etats, dont la capacité est limitée, forment des goulots d'étranglement qu'il est crucial, sinon de résorber, à tout le moins d'atténuer. Cela passe à la fois par le développement de nouvelles infrastructures de transport, mais aussi par une utilisation plus efficace des capacités d'échange existantes.

### 1.2. Années 2005 et 2006 : un tournant majeur dans la gestion des interconnexions

Jusqu'en 2004, la gestion des capacités d'interconnexion, entre la France et les Etats membres voisins d'Europe continentale, reposait sur des mécanismes administrés : listes de priorité, ou mécanismes de prorata. Ces systèmes de gestion des congestions étaient issus de l'époque pendant laquelle les interconnexions étaient utilisées, en plus de leur rôle dans la sécurité des réseaux, essentiellement pour exporter, dans le cadre de contrats de long terme, l'électricité d'origine nucléaire surabondante en France.

Dans la perspective de l'établissement du marché européen de l'électricité, ces mécanismes administrés devaient évoluer vers des mécanismes de marché permettant le développement de la concurrence, conformément aux textes et à la jurisprudence communautaires (règlement 1228/2003<sup>1</sup> et arrêt du 7 juin 2005 de la Cour de justice des communautés européennes<sup>2</sup>).

C'est ainsi que la CRE, dans ses feuilles de route élaborées en 2005, conjointement avec les régulateurs des Etats membres voisins, et après consultation des acteurs de marché, s'est attachée à la mise en œuvre des exigences communautaires en demandant la mise en œuvre, au 1<sup>er</sup> janvier 2006, de mécanismes d'enchères pour allouer les capacités d'interconnexion aux frontières de la France avec les autres Etats membres (encadré 1).

En 2006, deux événements importants ont impacté la gestion des interconnexions :

- En février, le lancement par l'ERGEG des Initiatives Régionales de l'Electricité pour accélérer l'intégration des marchés à un niveau régional, et progresser en direction de l'établissement du marché intérieur de l'électricité à l'échelle de l'Union européenne. La France fait partie de quatre des sept régions (voir encadré 2) qui ont été définies par la Commission européenne et l'ERGEG :
  - Centre – Ouest (avec l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas) ;
  - Centre – Sud (avec l'Allemagne, l'Autriche, la Grèce, l'Italie et la Slovaquie) ;
  - Sud – Ouest (avec l'Espagne et le Portugal) ;
  - Royaume – Uni et Irlande.

1. Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

2. CJCE 7 juin 2005, VEMW e.a., affaire C-17/03 (Rec. 2005, p. I-4983).

- En décembre, l'entrée en vigueur des nouvelles orientations du règlement 1228/2003<sup>3</sup>. Alors que le règlement énonçait les principes généraux de gestion des congestions, ses nouvelles orientations fixent de manière précise les améliorations qui doivent être apportées aux mécanismes en vigueur. En particulier, elles requièrent une approche coordonnée à l'échelle régionale pour le calcul et l'allocation des capacités d'interconnexion.

#### **Encadré 1 – Les principales évolutions dans la gestion des interconnexions en 2005 et 2006**

Décembre 2004	La CRE demande à RTE d'allouer 50 % de la capacité d'export vers l'Italie par un mécanisme d'enchères explicites, l'autre moitié de la capacité étant allouée par son homologue italien <sup>4</sup> .
Janvier 2005	La position commune CRE-CNE fixe un cadre pour la mise en œuvre d'enchères explicites coordonnées, puis d'un couplage de marché sur l'interconnexion France – Espagne <sup>5</sup> .
Novembre 2005	Les feuilles de route « France – Allemagne » <sup>6</sup> et « France – Italie – Autriche » <sup>7</sup> fixent le cadre de la mise en œuvre d'enchères explicites sur les frontières concernées, aux horizons de temps annuel, mensuel et journalier.
Décembre 2005	La feuille de route « France – Belgique – Pays-Bas » <sup>8</sup> fixe le cadre de la mise en œuvre d'enchères explicites sur ces deux frontières, et encourage la mise en place du couplage journalier de ces trois marchés.  Sur le fondement de l'arrêt de la CJCE du 7 juin 2005, la CRE demande à RTE de ne plus accorder de priorité d'accès aux contrats historiques entre la France et les autres États membres <sup>9</sup> .
Janvier 2006	Sur toutes les interconnexions de la France avec les États membres voisins, des enchères de capacités sont opérées.
Février 2006	L'ERGEG lance les initiatives régionales afin d'accélérer l'intégration des marchés.
Mai 2006	La décision conjointe de la CRE et du Ministère espagnol de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce, permet le lancement d'un mécanisme d'enchères explicites coordonnées dès juin 2006 sur la frontière espagnole, y compris pour l'allocation des capacités infra-journalières <sup>10</sup> .
Novembre 2006	La CRE autorise la mise en œuvre du couplage des marchés, entre la France, la Belgique et les Pays-Bas <sup>11</sup> .
Décembre 2006	Les nouvelles orientations du règlement 1228/2003 entrent en vigueur.  Un mécanisme d'enchères explicites coordonnées entre les gestionnaires de réseaux de transport français et italien est mis en œuvre sur la totalité de la capacité d'export vers l'Italie.  Des marchés secondaires de capacités sont mis en œuvre sur les interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique et l'Italie.

3. Décision de la Commission du 9 novembre 2006 modifiant l'annexe du règlement (CE) n° 1228/2003 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

4. <http://www.cre.fr/fr/content/download/1488/24739/file/1104245627910.pdf>

5. <http://www.cre.fr/fr/content/download/2954/51135/file/1106931200640.pdf>

6. <http://www.cre.fr/fr/content/download/2951/51117/file/1132574638257.pdf>

7. <http://www.cre.fr/fr/content/download/2949/51094/file/1132574609898.pdf>

8. <http://www.cre.fr/fr/content/download/2943/51055/file/1133955538809.pdf>

9. <http://www.cre.fr/fr/content/download/2944/51058/file/1133864405419.pdf>

10. <http://www.cre.fr/fr/content/download/2939/51016/file/1147256830476.pdf>

11. <http://www.cre.fr/fr/content/download/2937/51004/file/1161932458933.pdf>



**Encadré 2 : les régions impliquant la France, définies par la Commission européenne et l'ERGEG lors du lancement des Initiatives Régionales de l'Electricité**

**Centre – Ouest**



**Centre – Sud**



**Sud – Ouest**



**France – Royaume Uni – Irlande**



### **1.3. Année 2007 : un consensus croissant autour d'un mécanisme-cible**

Au-delà des quelques avancées concrètes obtenues en matière de gestion des interconnexions (encadré 3, page 8), l'évènement le plus marquant de l'année 2007 aura certainement été l'apparition d'un consensus, au niveau européen, sur les grands principes des mécanismes cibles pour la gestion des interconnexions (encadré 4, page 9).

Le rapport de l'ERGEG « Cohérence et Convergence », présenté lors du Forum de Florence de septembre 2007, a ainsi exposé la position partagée par l'ensemble des régulateurs européens sur les mécanismes efficaces de gestion des capacités d'interconnexion, qu'il convient de mettre en œuvre dans chaque région.

### Encadré 3 – Les principales évolutions dans la gestion des interconnexions en 2007

Février 2007	Les régulateurs de la région « Centre – Ouest » publient un plan d'actions régional définissant les étapes concrètes à franchir dans les deux années suivantes, en vue d'accélérer l'intégration régionale des marchés électriques <sup>12</sup> .
Mars 2007	Les régulateurs de la région Centre – Sud établissent un plan d'actions pour l'année 2008.
Mai 2007	Une procédure d'allocation par prorata des capacités infra-journalières est mise en œuvre sur la frontière avec la Belgique.
Juillet 2007	Un marché secondaire de capacités est mis en œuvre sur l'interconnexion avec l'Espagne.
Septembre 2007	Le plan d'actions présenté par les régulateurs de la région « Sud – Ouest » est approuvé par l'ensemble des parties prenantes.
Octobre 2007	Les régulateurs de la région « France – Royaume-Uni – Irlande » donnent le feu vert aux gestionnaires de réseaux de transport pour le lancement des travaux de développement d'un nouveau système informatique pour l'allocation, la gestion et la facturation des capacités sur l'interconnexion France – Angleterre permettant d'assurer la conformité avec le règlement et l'harmonisation avec les mécanismes existants sur les autres frontières en Europe.
Décembre 2007	Les règles d'enchères dans la région « Centre – Sud » sont améliorées et un effort important d'harmonisation est réalisé.

## 2. Objectifs du rapport

Les autorités de régulation nationales sont chargées, en vertu du point 1.10 des nouvelles orientations du règlement 1228/2003, d'évaluer régulièrement les méthodes de gestion de la congestion.

En mai 2007, la CRE a publié son premier rapport relatif à la gestion des interconnexions en 2006. Ce rapport a dressé le bilan – indéniablement positif – de l'entrée en vigueur des mécanismes d'enchères et de la suppression de la priorité d'accès des contrats de long terme. Des pistes d'améliorations aux mécanismes en vigueur étaient proposées dans une seconde partie.

Le présent rapport, relatif à la gestion des interconnexions en 2007, a de nouveau deux objectifs.

Tout d'abord, il s'agit de dresser le bilan de la gestion des interconnexions en 2007 (partie 1) :

- Pour cela, les indicateurs globaux qui avaient été élaborés lors du rapport précédent sont de nouveau exposés, permettant ainsi d'observer leur évolution.
- De plus, l'efficacité des échanges transfrontaliers est évaluée en détail pour chaque échéance de temps (long terme, journalier, infra-journalier et ajustement).
- Enfin, la gestion des capacités par les gestionnaires de réseaux est évaluée.

Le second objectif de ce rapport est de faire le point sur les mécanismes cibles qui font désormais consensus en Europe, et de dresser la liste des questions importantes qu'il reste à résoudre afin d'atteindre ces cibles (partie 2). En effet, si les grands principes de ces mécanismes cibles sont clairement établis (voir encadré 4), leur mise en œuvre concrète soulève de nombreuses questions auxquelles il conviendra d'apporter une réponse.

12. <http://www.cre.fr/fr/content/download/1394/23903/file/1171273743222.pdf>

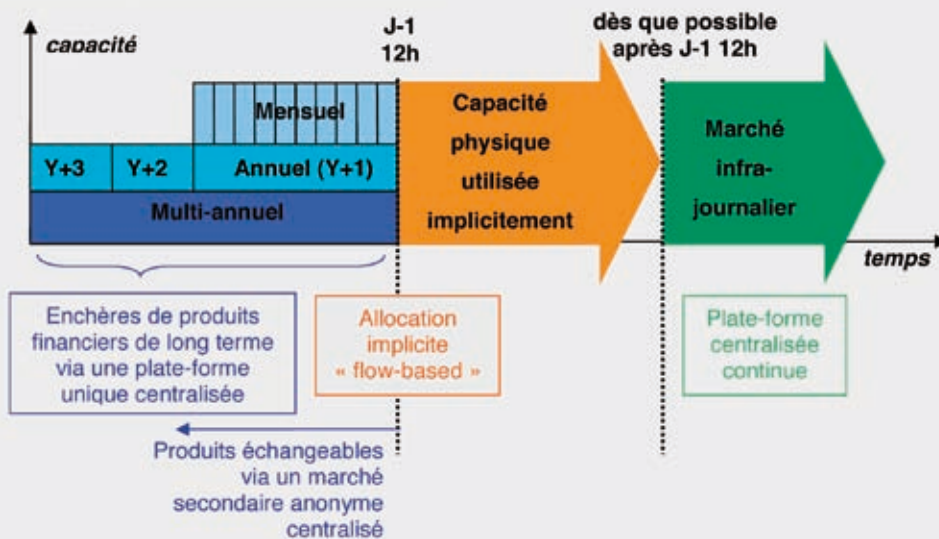
#### Encadré 4 : Synthèse du modèle-cible pour la gestion des congestions aux interconnexions

Pour l'allocation des capacités de long terme, le mécanisme cible est un mécanisme d'enchères explicites harmonisé sur toute l'Europe :

- un même ensemble de règles ;
- des produits identiques sur toutes les interconnexions ;
- une interface unique pour les participants.

Pour l'allocation des capacités du jour pour le lendemain, les méthodes implicites « flow-based » permettent l'utilisation optimale des capacités en fonction des prix des différents marchés. Ainsi, le mécanisme cible qui fait consensus en Europe, est le couplage des marchés organisés du jour pour le lendemain (« *market coupling* »), et à plus long terme la fusion de ces marchés, avec des zones de prix distincts en fonction des congestions (« *market splitting* »).

Pour l'allocation des capacités infra-journalières, le mécanisme qui fait consensus en Europe est une allocation des capacités continue et implicite. Il s'agirait d'une plate-forme unique, qui allouerait les capacités implicitement, dès qu'une offre d'énergie, dans un Etat membre, correspondrait à une demande d'énergie dans un autre Etat membre.



# Partie 1 :

## Bilan de la gestion des interconnexions en 2007

### 1. Indicateurs globaux

#### 1.1. Valeurs comparées des capacités d'interconnexion

Les mécanismes d'allocation par enchères, qu'ils soient explicites ou implicites, permettent d'estimer la valeur que le marché attribue aux capacités d'interconnexion.

Le prix horaire moyen, révélé par les enchères pour chaque mégawatt d'interconnexion, toutes échéances confondues, est un élément de comparaison entre les différentes interconnexions aux frontières françaises (tableau 1). Il peut, notamment, être utilisé :

- dans la perspective d'investissements dans de nouvelles lignes d'interconnexion ; à titre indicatif, le coût de construction d'une ligne d'interconnexion en courant alternatif s'élève à environ 300 à 500 k€/MW, et de 600 à 800 k€/MW en courant continu<sup>13</sup> ;
- pour améliorer la méthode utilisée par RTE pour partager la capacité d'export de la France sur ses frontières Est (encadré 5, page 11).

**Tableau 1 – Prix attribués aux capacités d'interconnexions en 2007**

		Prix moyens		Total	Rappel 2006
		€/MWh	€/MW	€/MW	€/MW
Allemagne	Export	1,89	16 582	34 317	22 253
	Import	2,02	17 734		
Angleterre	Export	5,06	44 443	62 657	123 550
	Import	2,08	18 213		
Belgique	Export	2,43	21 248	30 917	18 016
	Import	1,10	9 669		
Espagne	Export	5,16	45 210	89 406	65 969
	Import	5,05	44 196		
Italie	Export	18,28	160 117	161 112	109 803
	Import	0,11	995		

Source : RTE – Analyse : CRE

#### 1.2. Niveau d'utilisation des capacités d'interconnexion

La dernière colonne du tableau 2 ci-dessous le pourcentage d'heures dans l'année pendant lesquelles les capacités qui étaient disponibles ont été utilisées à leur maximum, dans le sens du différentiel de prix entre le marché français et les marchés voisins.

On constate qu'en dehors de l'interconnexion franco-italienne, qui est utilisée à son maximum 80% de l'année, les interconnexions françaises sont rarement saturées, malgré l'existence d'opportunités d'arbitrage (i.e. différentiel de prix) entre les deux marchés. A noter toutefois, que, sur l'interconnexion espagnole, le taux d'utilisation de 30%, constaté pour une utilisation des capacités du jour pour le lendemain, est porté à 55 % par l'utilisation importante des capacités en infra-journalier (voir section 4.2 ci-après).

13. Estimations CRE sur la base des dernières réalisations. Le coût total d'une infrastructure d'interconnexion est susceptible de varier fortement selon la longueur de la liaison, l'importance des aménagements connexes (travaux sur les postes, renforcement des liaisons nationales, démontage de liaisons existantes, etc.), la nature de l'environnement (plaine, montagne, etc.), et l'adaptation aux contraintes sociétales (pylônes architecturés, enfouissement, modification du tracé, etc.). Par ailleurs, la capacité commerciale disponible peut être inférieure à la puissance technique de la liaison et fluctue selon l'évolution des flux sur le réseau.

La première colonne du tableau 2 montre également la forte convergence des prix entre la France et la Belgique, dont l'interconnexion est gérée par un « market coupling » (voir section 3.3 ci-après).

**Tableau 2 – Niveau d'utilisation des interconnexions françaises en 2007 <sup>14</sup>**

	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est inférieur à 1 €/MWh	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est supérieur à 1 €/MWh, et où l'interconnexion :	
		n'est pas utilisée à son maximum	est utilisée à son maximum
<b>Allemagne</b>	16 %	74 %	10 %
<b>Belgique</b>	91 %	4 %	6 %
<b>Espagne</b>	9 %	61 %	30 %
<b>Italie</b>	2 %	18 %	80 %
<b>Suisse</b>	15 %	61 %	24 %
<b>Angleterre</b>	(hors prix de marché) <sup>15</sup>	81 %	19 %

Source : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX, SwissIX – Analyse : CRE

#### **Encadré 5 – Méthode de répartition des marges physiques sur les frontières Est**

À partir d'un cas de base de référence, RTE détermine sur chaque ouvrage du réseau de transport la marge physique encore disponible après l'application du critère dit « N-1 », qui exige que l'ouvrage considéré puisse supporter les flux supplémentaires engendrés par la perte accidentelle d'un élément quelconque du réseau.

RTE répartit la marge physique obtenue sur l'ouvrage subissant la plus forte contrainte selon la « règle des un tiers » qui alloue 1/3 de la marge physique à chacune des trois frontières France – Belgique, France – Allemagne et France – Suisse (la capacité sur l'interconnexion France – Italie est fixée).

Les capacités commerciales disponibles (ATC) simultanément utilisables sont calculées en divisant la marge physique allouée à chaque frontière par le coefficient d'influencement<sup>16</sup> de cet échange sur l'ouvrage en contrainte.

Cette répartition de la marge physique n'est certainement pas idéale pour attribuer les capacités aux frontières qui en ont le plus besoin. Seule l'application d'une méthode d'allocation des capacités « flow-based » pourra remédier durablement à cette désoptimisation.

14. Une marge de 1% des capacités est prise ici : une interconnexion est considérée « congestionnée » si le flux net sur cette interconnexion est supérieur à 99 % de la capacité nette (import ou export).

15. L'absence d'un prix horaire fixé en J-1 en Angleterre ne permet pas de comparer, comme sur les autres frontières, l'utilisation de l'interconnexion (réalisée au pas demi-horaire) avec le différentiel de prix.

16. Le coefficient d'influencement d'un échange x-y, sur un ouvrage z, est le flux de puissance supplémentaire dans l'ouvrage z résultant de l'augmentation du volume d'échange x-y. Ce coefficient est exprimé en %.



### 1.3. Indicateur d'imperfection des marchés

L'indicateur précédent fournit un élément de comparaison, entre les différentes interconnexions françaises, sur la disposition à payer des acteurs de marché pour la capacité transfrontalière. Ici, nous mettons en regard la rente de congestion réelle (c'est-à-dire le revenu des enchères), qui reflète cette disposition à payer, avec un indicateur de la rente de congestion théorique, dont le calcul est fondé sur les différentiels de prix horaires réalisés ex-post entre les marchés nationaux<sup>17</sup> (tableau 3).

**Tableau 3 – Rentes réelles et théoriques des congestions en 2007<sup>18</sup>**

		Revenu brut total des enchères <sup>19</sup> (M€)	Rente de congestion théorique (M€)	Ratio	Rappel 2006
<b>Allemagne</b>	Export	33,51	53,68	<b>62 %</b>	<b>28 %</b>
	Import	77,60	220,02	<b>35 %</b>	<b>34 %</b>
<b>Angleterre</b>	Export	87,28	-	-	-
	Import	35	-	-	-
<b>Belgique</b>	Export	33,43	22,77	<b>147 %</b>	-
	Import	2,75	4,50	<b>61 %</b>	-
<b>Espagne</b>	Export	50,13	60,95	<b>82 %</b>	<b>39 %</b>
	Import	17,66	17,54	<b>101 %</b>	<b>92 %</b>
<b>Italie</b>	Export <sup>20</sup>	400,37	695,30	<b>58 %</b>	<b>51 %</b>
	Import	0,99	42,65	<b>2 %</b>	-
<b>Suisse</b>	Export	-	188,50	-	-
	Import	-	35,08	-	-

Sources : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse : CF

Idéalement, la rente de congestion réelle devrait être égale à la rente de congestion théorique. En réalité, cela n'est en général pas le cas, à cause de :

- la difficulté, pour les acteurs de marché, d'anticiper précisément les différentiels de prix la veille pour le lendemain, et, a fortiori un mois ou un an à l'avance ;
- la préférence des acteurs de marché pour les échanges de produits de plus long terme (comme des produits base ou pointe sur une journée), associée à la difficulté, voire l'impossibilité, pour les acteurs de marché, de réaliser des arbitrages à un pas de temps horaire ;
- l'imperfection de chacun des marchés interconnectés (faible nombre d'acteurs, asymétrie d'information entre acteurs, déséquilibre de taille).

17. La rente de congestion théorique pour l'export d'un marché A vers un marché B est la somme, sur tous les pas horaires de l'année pendant lesquels le prix du marché B est supérieur à celui du marché A, de la capacité d'interconnexion multipliée par le différentiel de prix entre les deux marchés.

18 Les cases vides de ce tableau s'expliquent de la manière suivante :

- en Angleterre, l'absence d'un prix horaire fixé en J-1 rend impossible le calcul de la rente de congestion théorique comme sur les autres frontières ;
- il en était de même en Belgique avant le lancement de Belpex fin 2006 ;
- sur la frontière italienne, il n'y avait pas eu, en 2006, d'enchères pour les capacités d'import.

19. Le revenu des enchères infra-journalières sur France-Espagne n'est pas inclus dans ce total, puisque le prix attribué aux capacités infra-journalières n'est pas à comparer au différentiel de prix entre les marchés du jour pour le lendemain.

20. Y compris les coûts de congestion facturés aux acteurs (30 centimes d'euros, pour chacun des deux Etats membres, par mégawatt-heure nominé).

Néanmoins, le suivi dans le temps du ratio entre la rente réelle, révélée par des mécanismes de marché, et cette rente de congestion théorique, pourra s'avérer utile pour détecter, soit les défaillances des mécanismes de gestion de la congestion, soit les incompatibilités entre les organisations des marchés de l'électricité interconnectés, soit, enfin, les insuffisances de concurrence sur une interconnexion<sup>21</sup>.

Il pourra, également, permettre d'évaluer l'impact de la modification des règles d'accès aux interconnexions, ou de l'évolution des organisations des marchés nationaux et d'apprécier si, et dans quelle mesure, le processus évolue vers l'établissement d'un marché intérieur de l'électricité.

Pour l'année 2007, on constate une tendance à l'augmentation du ratio entre rente réelle et rente théorique. Cette augmentation peut être due, notamment, à l'introduction de marchés secondaires en 2007, la possibilité de revendre les capacités acquises permettant aux acteurs de réduire leur prime de risque.

Sur la frontière belge, dans le sens de l'export, on constate que la rente réelle a largement dépassé la rente théorique. La forte convergence des prix en 2007 entre Belpex et Powernext (prix égaux pendant 91 % de l'année) n'avait en effet pas été anticipée par les acteurs.

#### 1.4. Rente de congestion

Le revenu brut des enchères, pour l'année 2007, s'élève à 376,5 millions d'euros pour la part française, après partage de la rente avec les Etats membres voisins (contre 331 millions d'euros en 2006)<sup>22</sup>. Sur chaque interconnexion, la part française représente la moitié du revenu total, excepté sur l'interconnexion France – Angleterre où le partage suit une règle plus complexe.

Lors de l'élaboration du second tarif (TURPE 2), la recette annuelle des enchères avait été estimée à 103 M€ en moyenne sur 2006-2007 (recettes estimées à 114 M€ en 2006 et à 92 M€ en 2007). Cette estimation, réalisée à partir des indices de prix alors disponibles, ne tenait pas compte de la suppression de la priorité d'accès des contrats de long terme, ni de la mise en œuvre d'enchères sur les frontières avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne, intervenues après la proposition tarifaire de la CRE. Conformément au c) du point 6 de l'article 6 du règlement 1228/2003, ce revenu prévisionnel a été considéré comme une recette qui vient en déduction des charges à couvrir par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Le revenu supplémentaire réalisé en 2007 (284 M€) a été versé dans le compte de régulation des charges et des produits (CRCP).

Pour pallier la faiblesse du montant d'investissements consacré aux infrastructures d'interconnexion en 2008, constatée dans sa décision du 20 décembre 2007 relative au programme d'investissements de RTE pour 2008, une partie des recettes d'enchères obtenues sur la prochaine période tarifaire (TURPE 3) pourrait être affectée à des investissements accroissant les capacités d'interconnexion, conformément au b) du point 6 de l'article 6 du règlement 1228/2003. Ce dispositif devra respecter certaines exigences qui sont *a minima* les suivantes :

- Cette part de recettes d'enchères devra être affectée à des projets spécifiques préalablement désignés qui contribuent à réduire la congestion en question et qui peuvent être mis en œuvre dans un délai raisonnable.
- Le mécanisme devra inciter RTE à réaliser les investissements dans les meilleures conditions de délais et de coûts.
- Dans la mise en œuvre de ce dispositif, il faudra s'assurer qu'aucun avantage en trésorerie ne résulte pour l'actionnaire.

21. Le suivi de ce ratio sera plus précis en distinguant les différentes échéances de temps auxquelles sont allouées les capacités (voir sections 2.1 et 3.1).

22. Il s'agit ici des valeurs comptables communiquées par RTE, qui diffèrent légèrement des calculs économiques présentés dans le tableau 3.

## 1.5. Concurrence sur les interconnexions

Le nombre d'utilisateurs de chacune des interconnexions françaises est assez élevé (tableau 4), avec en tout 74 opérateurs actifs aux frontières françaises.

**Tableau 4 – Indicateurs de concurrence sur l'utilisation des interconnexions**

		2007			rappel 2006		
		Nombre d'acteurs	Plus grande part	HHI <sup>23</sup>	Nombre d'acteurs	Plus grande part	HHI
Allemagne	Export	42	41 %	1837	39	23 %	895
	Import	44	25 %	952	36	17 %	795
Angleterre	Export	24	25 %	1224	24	18 %	1040
	Import	21	28 %	1211	21	24 %	1117
Belgique <sup>24</sup>	Export	18	32 %	1563	24	26 %	1081
	Import	13	22 %	1635	20	35 %	1934
Espagne	Export	17	43 %	2335	22	32 %	1849
	Import	17	25 %	1343	23	30 %	1566
Italie	Export	35	14 %	754	23	47 %	2477
	Import	18	35 %	1785	16	28 %	1835

Source : RTE – Analyse : CRE

## 2. Analyse des mécanismes d'allocation des capacités de long terme

Sur toutes les interconnexions de la France avec d'autres Etats membres, l'allocation des capacités est faite selon plusieurs échéances. Les produits de long terme proposés sont les suivants :

- annuel : à la fin de chaque année civile, une bande de capacité est allouée pour l'intégralité de l'année suivante ;
- mensuel : chaque mois, une bande de capacité est allouée pour le mois suivant ;
- sur l'interconnexion France – Angleterre, des produits saisonniers, trimestriels, et annuels sur l'année financière (avril à mars) sont également proposés.

La détention de capacités de long terme est l'un des principaux moyens, pour les acteurs de marché, de prendre des positions durables sur un marché étranger. A cet égard, tant l'amélioration de la qualité des produits offerts par les gestionnaires de réseaux, que la maximisation des capacités d'interconnexion, constituent des enjeux importants pour le développement de la concurrence et la construction du marché européen de l'électricité.

### 2.1. Valorisation des capacités de long terme

Comme pour tout bien, le prix que les acteurs de marché seront prêts à payer pour obtenir ce bien dépend des caractéristiques intrinsèques du produit vendu : plus le produit vendu est fiable (garantie de fermeté, indemnisation en cas de réduction, etc.) et facile d'utilisation (existence d'un marché secondaire, procédure de nomination, nature financière / physique, etc.), plus il aura de valeur.

Un acteur de marché qui veut participer aux enchères de long terme peut considérer deux références de prix afin de déterminer sa disposition à payer pour la capacité. D'une part, s'il est impliqué dans des arbitrages de long terme, il peut considérer le différentiel de prix des produits à terme (ou « forward »), disponibles le jour de l'enchère. D'autre part, s'il est intéressé par des arbitrages de plus court terme, il peut ajouter à cette première valeur son estimation, sur la période considérée, de la volatilité du différentiel de prix sur une base horaire (ou journalière, hebdomadaire, etc.).

23. Le HHI (Herfindahl-Hirschman Index) fournit une mesure de concentration d'un marché: c'est la somme des carrés des parts de marché (en %) des acteurs. S'il est inférieur à 1000, la concentration est dite faible ; s'il est compris entre 1000 et 1800, la concentration est dite modérée ; s'il est compris entre 1800 et 10 000, la concentration est dite élevée.

24. Les flux nominés au titre du couplage des marchés, sur l'interconnexion France – Belgique, sont exclus du calcul des parts de marché. La diminution observée sur le nombre d'utilisateurs de cette interconnexion est due à l'absence d'acteurs pour les capacités journalières, du fait de la méthode implicite.



La CRE n'ayant pas à sa disposition de telles estimations, qui sont différentes pour chaque acteur de marché, c'est la valeur théorique des capacités, calculée ex-post, sur la base de la volatilité constatée des différentiels de prix horaires, qui est considérée ici. Quand les anticipations des acteurs ne se réalisent pas, par exemple dans le cas d'une situation météorologique inattendue (canicule, forte vague de froid, etc.), cette valeur peut être plus faible que le prix marginal de l'enchère. A cette exception, le prix marginal révélé par une enchère annuelle (resp. mensuelle) doit être, en principe :

- au moins du même ordre de grandeur que le différentiel de prix des produits à terme annuels (respectivement mensuels), constaté à la date de tenue de l'enchère ;
- inférieur à la valeur théorique de la capacité, calculée ex-post sur la base du différentiel de prix horaire entre les marchés organisés pendant toute l'année (respectivement le mois)<sup>25</sup>.

### • Enchères annuelles

On l'avait constaté lors du rapport relatif à l'année 2006 : les capacités annuelles 2007 ont été, dans l'ensemble, mieux valorisées que celles de l'année 2006. Cette augmentation pouvait être vue comme :

- le signe d'une plus grande concurrence entre acquéreurs de capacités d'interconnexion,
- le signe d'une confiance croissante du marché dans les mécanismes d'allocation en vigueur,
- une conséquence de l'introduction de marchés secondaires de capacités (voir section 2.3).

Sur toutes les frontières continentales, les capacités annuelles 2008, vendues aux enchères fin 2007, révèlent une nette augmentation de la valeur absolue des capacités d'import vers la France. Sur la frontière anglaise, cette valeur a légèrement baissé, ce qui est cohérent avec l'évolution du différentiel de prix à terme.

Sur l'interconnexion italienne, des enchères annuelles ont pour la première fois été tenues dans le sens de l'import, révélant un prix relativement élevé pour ces capacités (près de 2 €/MWh).

Cette forte valorisation des capacités d'import révèle un intérêt croissant du marché à importer de l'énergie en France. Elle peut être vue comme le signe d'une meilleure exploitation de la complémentarité des parcs de production nationaux et, plus généralement, d'un meilleur fonctionnement des marchés sur la plaque électrique continentale.

Dans l'ensemble, la valorisation des capacités annuelles est fortement corrélée aux différentiels de prix des produits à termes annuels (tableau 5, page 16).

La prise en compte, par les acteurs, de la volatilité horaire des prix (dont l'amplitude donne la valeur théorique de la capacité), est difficile, compte-tenu de l'incertitude, lors des enchères annuelles, sur l'évolution des prix à venir. On constate, par exemple, que la valeur attribuée à la capacité annuelle d'export vers la Belgique s'est révélée supérieure à la valeur théorique de cette capacité : les acteurs ne réalisant que des arbitrages de court terme sur cette interconnexion ont pu subir une perte nette. Il en a été de même pour les capacités d'import depuis l'Espagne.

Sur la frontière France-Italie, l'absence de marché à terme en Italie ne permet pas d'effectuer de comparaison entre la valorisation des capacités annuelles et un différentiel de prix à terme. On peut cependant noter que le prix attribué aux capacités annuelles d'export (de l'ordre de 15 €/MWh) est faible en regard de la valeur théorique de la capacité (environ le double), alors que les risques sont faibles sur cette frontière avec un différentiel de prix favorable aux exports vers l'Italie pendant 93 % du temps en 2007.

25. La valeur théorique de la capacité annuelle (resp. mensuelle) d'export d'un marché A vers un marché B est la moyenne du différentiel de prix entre les deux marchés, sur tous les pas horaires de l'année (resp. du mois) pendant lesquels le prix du marché B est supérieur à celui du marché A.

**Tableau 5 - Résultats des enchères annuelles 2006, 2007 et 2008** <sup>26</sup>

		2006				2007				2008		
		Capacité vendue (MW)	Prix (€/MWh)	Différentiel à terme (€/MWh)	Valeur théorique (€/MWh)	Capacité vendue (MW)	Prix (€/MWh)	Différentiel à terme (€/MWh)	Valeur théorique (€/MWh)	Capacité vendue (MW)	Prix (€/MWh)	Différentiel à terme (€/MWh)
Allemagne	Export	900	0,61	-0,70	5,84	800	3,03	0,65	3,21	700	2,76	-4,00
	Import	1 500	1,01	0,70	4,34	1200	2,22	-0,65	6,10	1000	6,22	4,00
Angleterre	Export	500	19,48	21,13	-	500	6,56	4,62	-	550	7,25	6,43
	Import	500	0,44	-21,13	-	500	1,95	-4,62	-	550	1,78	-6,43
Belgique	Export	1 300	0,76	0,80	-	1300	2,06	2,73	1,23	1300	0,90	1,75
	Import	800	0,11	-0,80	-	400	0,25	-2,73	0,34	400	0,56	-1,75
Espagne	Export	-	-	-2,75	8,98	150	5,17	-3,40	6,38	150	4,55	-7,60
	Import	-	-	2,75	7,58	100	8,46	3,40	7,92	100	12,92	7,60
Italie	Export	400	7,68	-	27,40	1550	15,48	-	32,28	1730	15,06	-
	Import	-	-	-	1,94	-	-	-	2,17	700	1,93	-

Sources : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX, Platts – Analyse : CRE

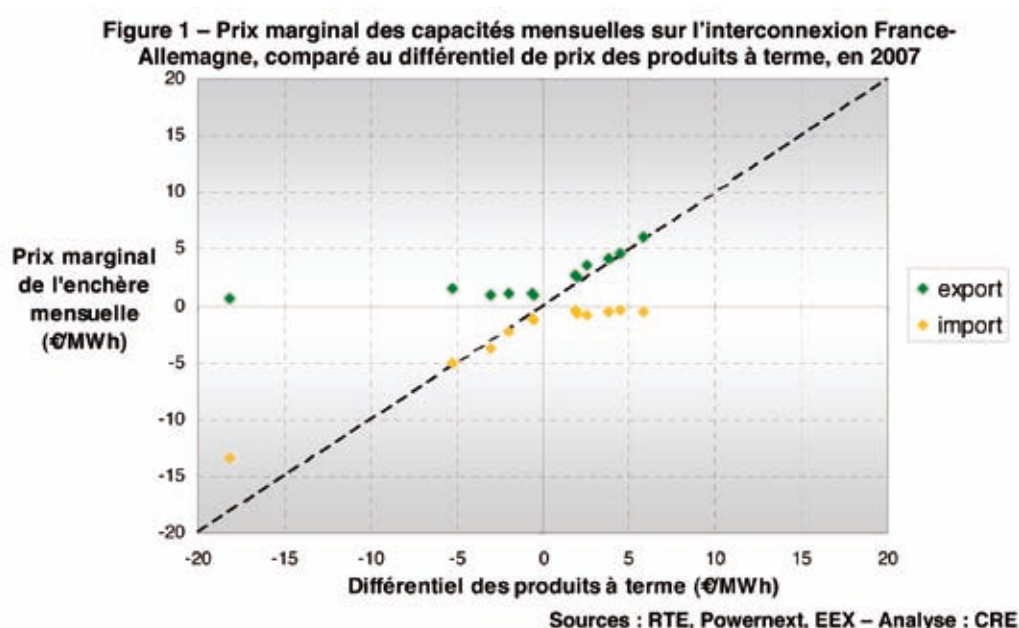
26. Les cases vides de ce tableau s'expliquent de la manière suivante :

- en Italie, il n'existe pas de cotation de produits à terme, rendant impossible la comparaison du prix des enchères annuelles au différentiel à terme ;
- en Angleterre, l'inexistence d'un prix horaire fiable rend impossible le calcul de la valeur théorique des capacités comme sur les autres frontières ;
- il en était de même en Belgique avant le lancement de Belpex fin 2006 ;
- il n'y avait pas eu d'enchères annuelles relatives à l'année 2006 sur l'interconnexion espagnole ;
- de même pour l'import depuis l'Italie pour les années 2006 et 2007.

### • Enchères mensuelles

Les enchères mensuelles ont révélé, en 2007, des prix globalement cohérents avec les différentiels de prix à terme. Les participants aux enchères mensuelles prennent en compte, lors de leurs offres d'achat de capacité, la volatilité des prix qu'ils anticipent, puisque sur toutes les frontières on note qu'en général, le prix attribué aux capacités mensuelles est supérieur au différentiel à terme. Mais, même sur une échéance d'un mois seulement, cette volatilité est difficile à évaluer ; elle est donc en général sous-estimée par les acteurs.

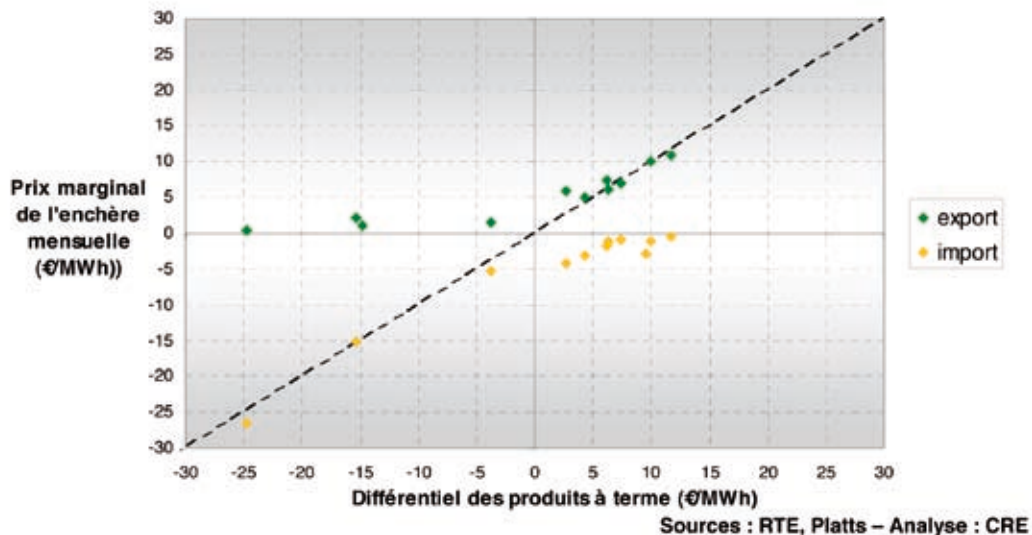
Sur la frontière allemande, on observe nettement cette cohérence (figure 1). En moyenne, le prix attribué à la capacité mensuelle a dépassé de moins de 1 €/MWh le différentiel à terme, alors que la volatilité réelle des prix a été de 1,50 €/MWh à l'export et 3,60 €/MWh à l'import. Cette différence correspond à la prime de risque des utilisateurs de l'interconnexion.



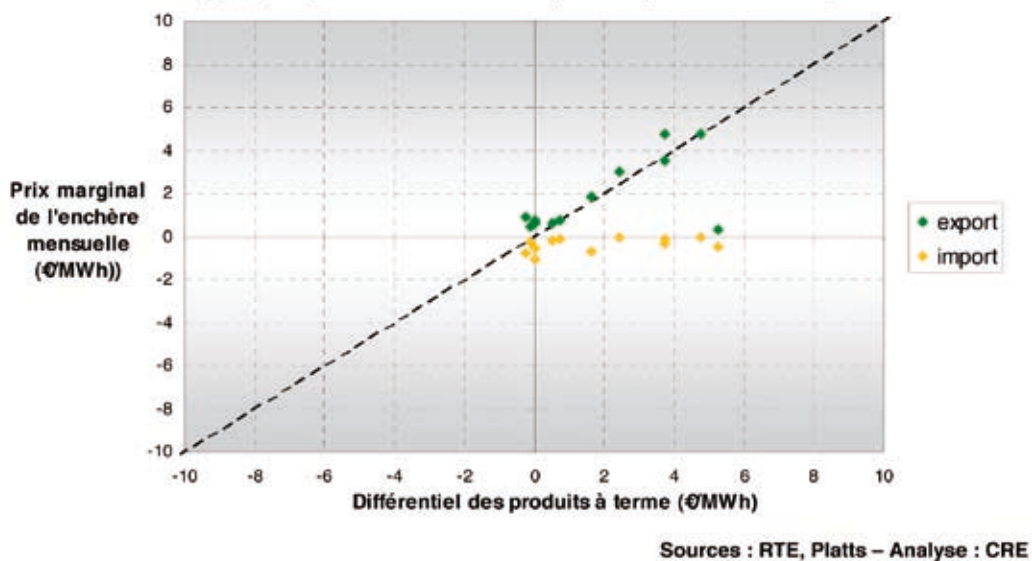
Sur la frontière espagnole également, on observe nettement cette cohérence (figure 2, page 18). En moyenne, la prime de risque des utilisateurs de l'interconnexion a été de 1,60 €/MWh à l'export et 0,80 €/MWh à l'import.

Sur la frontière belge, on observe également une bonne cohérence entre le prix des enchères mensuelles et le différentiel de prix des produits à terme (figure 3, page 18). En revanche, comme on l'avait noté pour les enchères annuelles, à la fois les prix à terme et les prix des enchères mensuelles semblent surestimer la valeur de l'interconnexion : les prix horaires français et belges ont en effet été alignés pendant 91% du temps en 2007 (voir section 3.3 ci-dessous), ce qui a fortement réduit la valeur théorique de l'interconnexion.

**Figure 2 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Espagne, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2007**

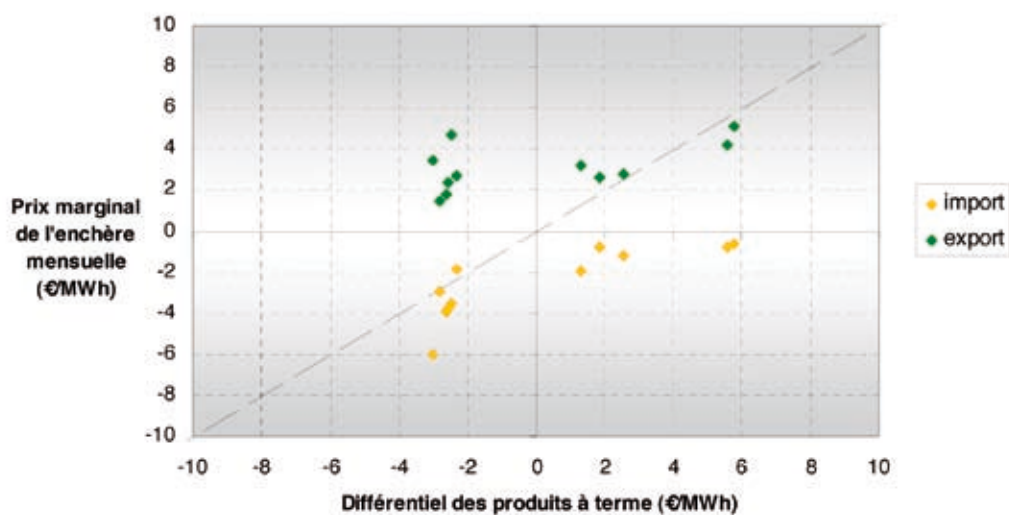


**Figure 3 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Belgique, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2007**



Contrairement aux interconnexions françaises continentales, sur la frontière anglaise la corrélation entre le prix attribué aux capacités mensuelles et le différentiel des produits à terme est très faible, comme on le constate sur la figure 4, page 19.

**Figure 4 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Angleterre, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2007**



Sources : RTE, Platts – Analyse : CRE

Sur la frontière italienne, l'absence de marché à terme en Italie ne permet pas d'effectuer de comparaison entre la valorisation des capacités mensuelles et un différentiel à terme. La marge conservée par les acteurs, entre le prix de la capacité et leur valeur théorique, a été moins importante que ce que l'on a observé sur les capacités annuelles (de l'ordre de 6,60 €/MWh en moyenne, pour un prix moyen attribué à la capacité d'export de 25,60 €/MWh).

## 2.2. Utilisation des capacités de long terme

Les détenteurs de capacités de long terme doivent indiquer, chaque jour, le montant des capacités qu'ils comptent utiliser pour chaque heure de la journée du lendemain (étape de nomination). Ainsi, l'utilisation des capacités de long terme est à mettre en regard du différentiel de prix horaire entre les marchés.

Dans cette partie, l'analyse est menée sur les interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne et l'Italie. Sur l'interconnexion France-Angleterre, la nomination des capacités de long terme par les acteurs n'étant pas ferme, on ne peut pas différencier l'utilisation des capacités de long terme de celle des capacités journalières, analysée ci-après (section 3.2).

Une utilisation idéale des capacités de long terme, correspondrait, pour chaque heure de l'année, à :

- une utilisation maximale dans la direction du différentiel de prix,
- aucune utilisation dans la direction opposée au différentiel de prix.

Le tableau 6 ci-dessous se lit de la manière suivante :

- la première colonne donne la moyenne annuelle des nominations effectuées à contresens du gradient de prix ;
- la deuxième colonne donne le ratio, parmi le nombre d'heures où le gradient de prix était dans un sens, du nombre d'heures pendant lesquelles des nominations étaient effectuées dans l'autre sens ;
- la troisième colonne donne la moyenne annuelle de la capacité non nominée dans le sens du gradient de prix ;
- enfin, la quatrième colonne donne le quotient du nombre d'heures pendant lesquelles la capacité n'était pas nominée au maximum dans un sens par le nombre d'heures où le gradient de prix était dans le même sens.

L'utilisation idéale des capacités, décrite ci-dessus, se traduirait donc, dans ce tableau, par des chiffres tous nuls. Or, on constate que l'utilisation réelle des capacités de long terme est très éloignée de cette utilisation idéale.

**Tableau 6 – Utilisation à contresens et sous-utilisation des capacités de long terme en 2007**

		moyenne de la capacité utilisée à contresens du différentiel de prix (MW)	proportion des heures concernées	moyenne de la capacité non utilisée dans le sens du différentiel de prix (MW)	proportion des heures concernées
<b>Allemagne</b>	Export	534	63 %	388	72 %
	Import	625	70 %	1 137	74 %
<b>Belgique</b>	Export	652	100 %	90	45 %
	Import	2	2 %	138	100 %
<b>Espagne</b>	Export	99	44 %	72	39 %
	Import	17	19 %	63	60 %
<b>Italie</b>	Export	1 735	100 %	78	30 %

Sources : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

Sur les frontières belge et italienne, on constate même que l'utilisation des capacités de long terme est systématique à l'export, quel que soit le signe du différentiel de prix. Sur la frontière belge, les capacités de long terme d'import sont systématiquement sous-utilisées.

En fait, l'utilisation des capacités de long terme semble être régie plus par une logique « business as usual », ou par des arbitrages de long terme, que par des arbitrages horaires. Cette utilisation s'explique certainement par l'étape de nomination des capacités de long terme qui intervient en amont de la fixation des prix du jour pour le lendemain.

Mais du moment que le « netting » et le « use-it-or-lose-it » des capacités sont correctement appliqués par les gestionnaires de réseaux, c'est-à-dire que le montant des capacités de long terme non utilisées, ou utilisées à contresens, est ajouté aux capacités journalières disponibles, cette mauvaise utilisation des capacités de long terme n'a pas d'impact sur l'utilisation globale de l'interconnexion. L'utilisation des capacités journalières est, en revanche, cruciale (section 3.2).

### 2.3. Retour d'expérience sur les marchés secondaires

Sur toutes les interconnexions françaises (hors Suisse), des marchés secondaires de capacités existent, permettant aux détenteurs de capacités de long terme de revendre ou de transférer leurs produits. Ces marchés secondaires ont été mis en œuvre :

- sur l'interconnexion France – Angleterre (IFA), le 1<sup>er</sup> avril 2001 pour la revente des capacités (version 1 des règles) et le 3 septembre 2001 pour le transfert des capacités (version 2 des règles) ; la règle de transfert a été assouplie dans la version 6 des règles du 31 octobre 2006 ;
- le 1<sup>er</sup> janvier 2007 sur les interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique et l'Italie ;
- le 1<sup>er</sup> juillet 2007 sur l'interconnexion avec l'Espagne.

Deux mécanismes coexistent :

- *la revente de capacités* : les capacités de long terme peuvent être revendues aux enchères journalières (au pas horaire), sur demande du détenteur de capacités 2 jours au minimum avant le jour J (le détenteur initial de la capacité touchant alors le prix de l'enchère journalière) ; de même les capacités annuelles peuvent être revendues, sous la forme d'une bande, aux enchères mensuelles<sup>27</sup> ;
- *le transfert de capacités* : les acteurs peuvent s'échanger, de façon bilatérale, les capacités de long terme sur une durée de leur choix (pas horaire).

27. Sur l'interconnexion France-Angleterre, les autres capacités de long terme (saisonnnières, trimestrielles) peuvent également être revendues en mensuel.



A noter que ces deux mécanismes ne concernent pas la frontière italienne dans le sens de l'import vers la France puisqu'avant 2008, aucune capacité de long terme n'y avait été allouée.

#### • Reventes de capacités

Sur les interconnexions continentales, les mécanismes de revente de capacités ont été plutôt bien utilisés en 2007, avec, toutes interconnexions confondues, un tiers des détenteurs de capacités de long terme qui ont fait appel à ce service (tableaux 7 et 8). C'est essentiellement la revente des capacités de long terme en journalier qui a été utilisée, permettant ainsi, pour les acteurs qui l'ont utilisée, de changer le principe de « use-it-or-lose-it » en un « use-it-or-sell-it ».

Bien que le marché secondaire en place sur l'interconnexion anglaise soit gratuit pour les utilisateurs, aucun acteur n'a utilisé ce type de mécanisme en 2007. Le marché secondaire tel qu'il existe actuellement sur IFA permet aux acteurs de revendre ou de se transférer uniquement des bandes de capacité de 24 heures (conformément aux produits vendus au marché primaire de capacités). Le manque de souplesse du produit, du fait de l'impossibilité de transférer ou de revendre des capacités au pas horaire, pourrait expliquer le faible intérêt des acteurs pour le mécanisme de revente sur cette interconnexion.

**Tableau 7 – Reventes des capacités annuelles en mensuel (2007)**

		nombre d'acteurs utilisant ce service	proportion des acteurs utilisant ce service par rapport au nombre de détenteurs de capacités de long terme	capacité moyenne revendue sur l'année (MW)	part moyenne des capacités de long terme
<b>Allemagne</b>	Export	2	22 %	171	21 %
	Import	2	5 %	61	5 %
<b>Angleterre</b>	Export	0	0 %	0	0 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Belgique</b>	Export	1	8 %	16	1 %
	Import	1	20 %	25	6 %
<b>Espagne</b>	Export	1	33 %	6	4 %
	Import	1	33 %	49	49 %
<b>Italie</b>	Export	3	12 %	270	17 %

Source : RTE – Analyse : CRE

**Tableau 8 – Reventes des capacités de long terme en journalier (2007)**

		nombre d'acteurs utilisant ce service	proportion des acteurs utilisant ce service par rapport au nombre de détenteurs de capacités de long terme	capacité moyenne revendue sur l'année (MW)	part moyenne des capacités de long terme
<b>Allemagne</b>	Export	12	28 %	444	32 %
	Import	12	24 %	530	24 %
<b>Angleterre</b>	Export	0	0 %	0	0 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Belgique</b>	Export	2	8 %	484	25 %
	Import	3	15 %	426	51 %
<b>Espagne</b>	Export	4	29 %	140	33 %
	Import	5	36 %	35	15 %
<b>Italie</b>	Export	13	33 %	347	4 %

Source : RTE – Analyse : CRE

## • Transferts de capacités

Les transferts bilatéraux de capacités ont été inexistants sur les interconnexions avec l'Angleterre et l'Espagne, et très rares sur les interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne (tableau 9). Sur la frontière italienne en revanche, les transferts ont été plus nombreux avec 10 acteurs sur 39 qui en ont réalisé. Le fait que sur cette frontière uniquement, le nom des détenteurs des capacités soit publié, est sans doute à l'origine de cette différence.

**Tableau 9 - Transferts de capacités de long terme (2007)**

		nombre d'acteurs utilisant ce service	proportion des acteurs utilisant ce service par rapport au nombre de détenteurs de capacités de long terme	capacité moyenne transférée sur l'année (MW)	part moyenne des capacités de long terme
<b>Allemagne</b>	Export	2	5 %	4	0,3 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Angleterre</b>	Export	0	0 %	0	0 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Belgique</b>	Export	2	8 %	18	1,1 %
	Import	2	10 %	4	0,5 %
<b>Espagne</b>	Export	0	0 %	0	0 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Italie</b>	Export	10	26 %	118	4,7 %

Source : RTE – Analyse : CRE

## 3. Analyse des mécanismes d'allocation des capacités journalières

### 3.1. Valorisation des capacités journalières vendues par enchères explicites

La valeur des capacités journalières, heure par heure, est à mettre en regard du différentiel de prix horaire entre les marchés.

En théorie, le prix des capacités journalières devrait être égal au différentiel de prix des marchés J-1. Dans les figures 5 à 8 pages 23 et 24, cette utilisation théorique se traduirait par :

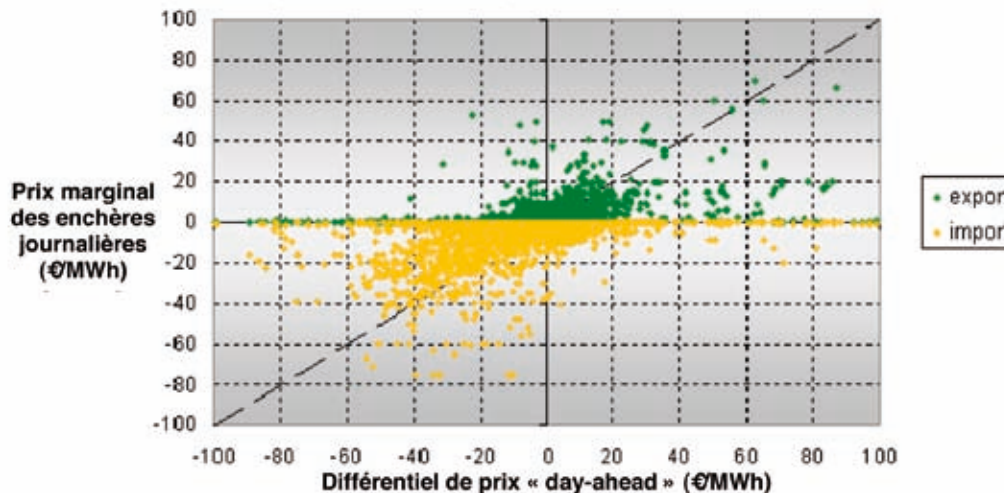
- une valeur nulle pour la capacité quand le différentiel de prix est dans le sens opposé (nuage de points aligné sur la droite «  $y=0$  »),
- une valeur égale au différentiel de prix quand celui-ci est dans la bonne direction (nuage de points aligné sur la droite «  $y=x$  »).

En réalité, les enchères explicites journalières ayant lieu avant la fixation des prix sur les marchés organisés, les participants aux enchères ne peuvent s'appuyer que sur des estimations du différentiel de prix, ce qui peut expliquer, en partie, l'écart constaté entre le résultat des enchères et le différentiel de prix. Il s'agit là d'une caractéristique de la séparation des marchés de l'énergie et du transport (allocation par enchères explicites).

Sur la frontière allemande (figure 5), on constate que le prix attribué aux capacités journalières en 2007 a été peu lié au différentiel de prix entre les marchés organisés. Cela laisse penser que l'anticipation du différentiel de prix, quelques heures avant la fixation des prix sur les bourses, reste difficile pour les acteurs.



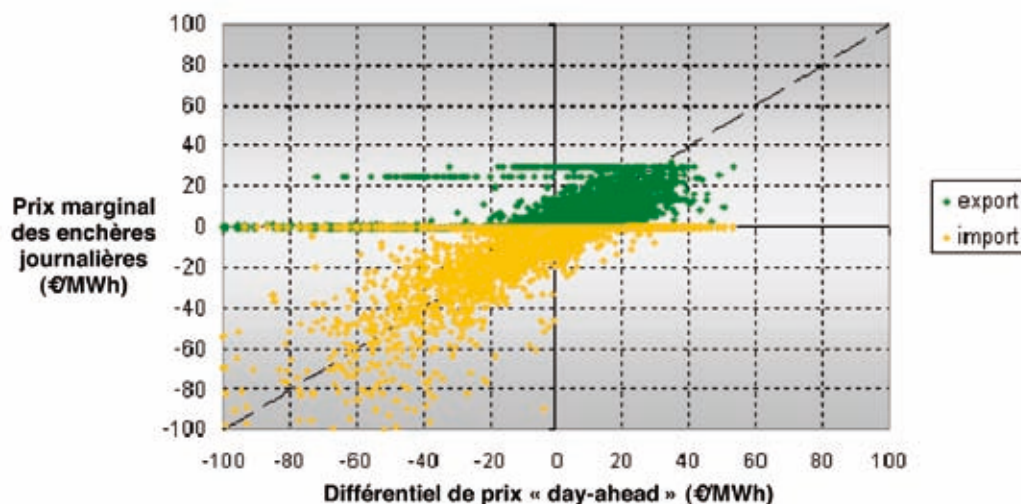
**Figure 5 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Allemagne, comparé au différentiel de prix horaire entre EEX et Powernext, en 2007**



Sources : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

Il en est de même sur la frontière espagnole (figure 6). Sur cette interconnexion, on observe également, sans pouvoir l'expliquer, que les capacités d'export ont souvent été achetées à un prix très élevé, situé entre 25 et 30 €/MWh, alors que le différentiel de prix entre l'OMEL et Powernext était en faveur d'échanges dans la direction opposée.

**Figure 6 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Espagne, comparé au différentiel de prix horaire entre l'OMEL et Powernext, en 2007**

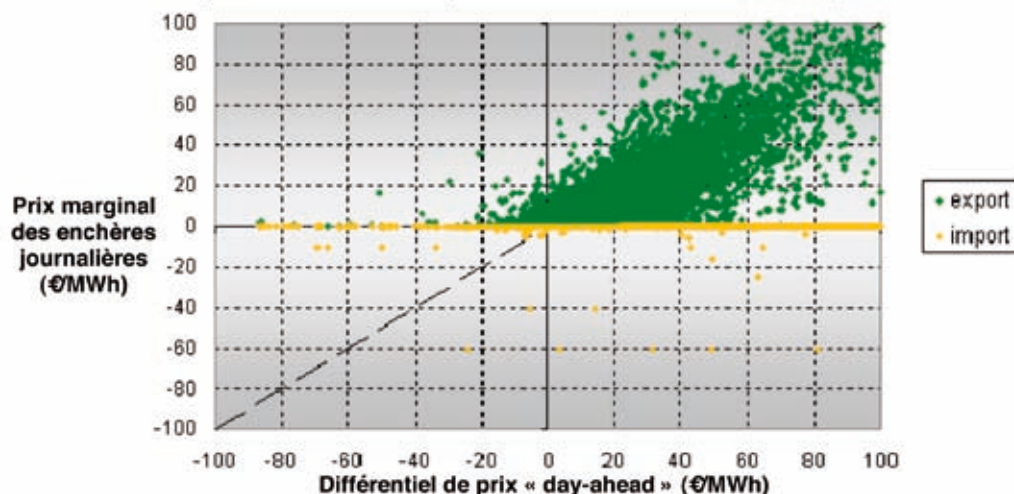


Sources : RTE, Powernext, OMEL – Analyse : CRE

Sur la frontière italienne (figure 7), le différentiel de prix étant plus aisément prévisible, la valorisation des capacités journalières d'export vers l'Italie est plus proche de la théorie, avec une marge d'erreur cependant encore importante. En revanche, la valorisation des capacités d'import s'est révélée très peu liée au différentiel de prix entre IPEX et Powernext. En sus de l'inefficacité inhérente de la séparation des marchés du transport et de l'énergie, cela s'explique aussi par le « design » inadapté de ces enchères journalières : en 2007, les capacités journalières d'import étaient allouées et automatiquement nommées en J-2, soit très en

amont de la fixation des prix sur les marchés organisés. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, à la demande des régulateurs et des acteurs de marché, les capacités d'import correspondent à des options, allouées et nominées en J-1, comme sur les autres frontières.

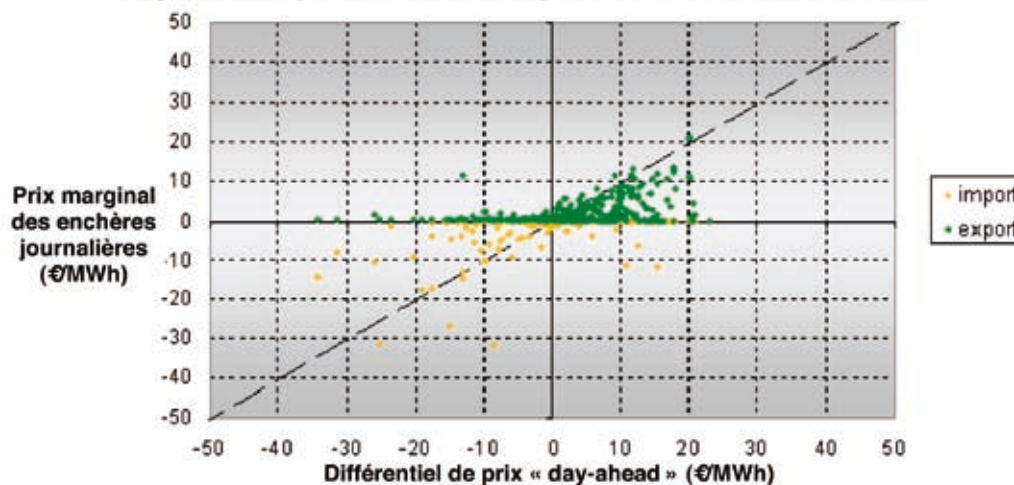
**Figure 7 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Italie, comparé au différentiel de prix horaire entre IPEX et Powernext, en 2007**



Sources : RTE, Powernext, IPEX – Analyse : CRE

Sur la frontière anglaise, les produits vendus aux enchères journalières sont des bandes de 24 heures, contrairement aux enchères journalières sur les frontières continentales qui proposent 24 blocs distincts. Aussi, sur cette frontière, le prix des capacités journalières est à mettre en regard du différentiel de prix base journalier ; l'absence de fixation des prix du jour pour le lendemain en Angleterre nous conduit à considérer un indice de prix OTC. Sur la figure 8, les nuages de points ainsi construits ont donc une amplitude plus faible que ceux relatifs aux autres interconnexions, car considérer des prix journaliers et non horaires « écrase » le différentiel de prix. Cependant, cette figure démontre les mêmes inefficacités que sur les autres interconnexions, avec un prix attribué aux capacités journalières faiblement corrélé au différentiel de prix entre les marchés.

**Figure 8 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Angleterre, comparé au différentiel de prix entre les deux marchés, en 2007**



Sources : RTE, Platts – Analyse : CRE

### 3.2. Utilisation des capacités journalières vendues par enchères explicites

Une utilisation idéale des capacités journalières, correspondrait, pour chaque heure de l'année, à :

- une utilisation maximale dans la direction du différentiel de prix : le taux d'utilisation des capacités (quotient des capacités nominées par les capacités disponibles) devrait être égal à 1 ;
- aucune utilisation dans la direction opposée au différentiel de prix : le taux d'utilisation devrait alors être nul.

Cette utilisation idéale se traduirait, dans le tableau 10 ci-dessous (qui se lit comme le tableau 6 sur l'utilisation des capacités de long terme), par des chiffres tous nuls, et, dans les figures 9 à 13 pages 25, 26 et 27, par deux nuages de points en forme de « S » (cf. figure 14 page 28 pour une illustration graphique de cette utilisation idéale).

**Tableau 10 – Utilisation à contresens et sous-utilisation des capacités journalières, en 2007**

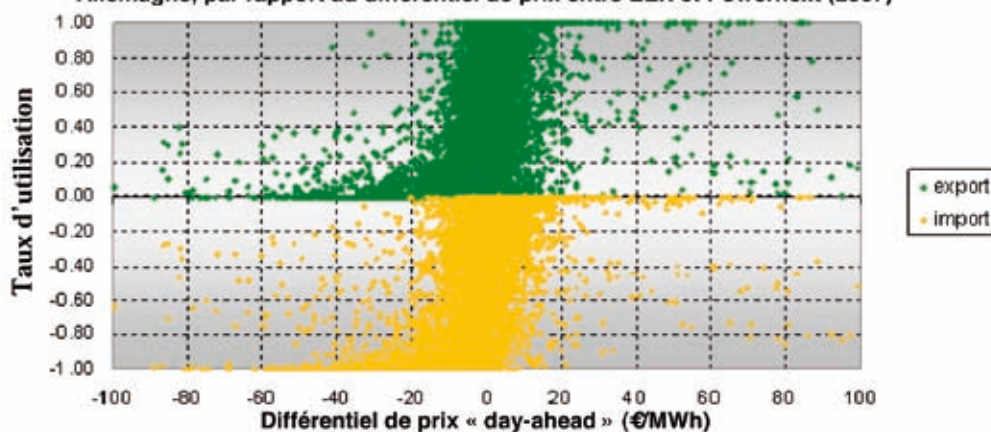
		capacité utilisée à contre-sens du différentiel de prix (MW)	proportion des heures concernées	capacité non utilisée dans le sens du différentiel de prix (MW)	proportion des heures concernées
<b>Allemagne</b>	Export	298	80 %	843	83 %
	Import	732	86 %	2 159	88 %
<b>Angleterre</b>	Export	317	69 %	612	73 %
	Import	110	27 %	1 150	97 %
<b>Espagne</b>	Export	350	97 %	86	28 %
	Import	13	13 %	127	42 %
<b>Italie</b>	Export	336	81 %	91	13 %
	Import	24	9 %	849	94 %
<b>Suisse</b>	Export	2 911	100 %	111	50 %
	Import	332	98 %	1 219	98 %

Sources : RTE, Powernext, EEX, OMEL, IPEX, Swissix, Platts – Analyse : CRE

On le constate à la lecture du tableau 10, le niveau des capacités utilisées à contresens et des capacités sous-utilisées a été élevé en 2007.

Sur l'interconnexion France – Allemagne, les capacités journalières ont été presque systématiquement utilisées simultanément dans les deux directions, quel qu'ait été le différentiel de prix, cela même pour des différentiels très élevés (figure 9).

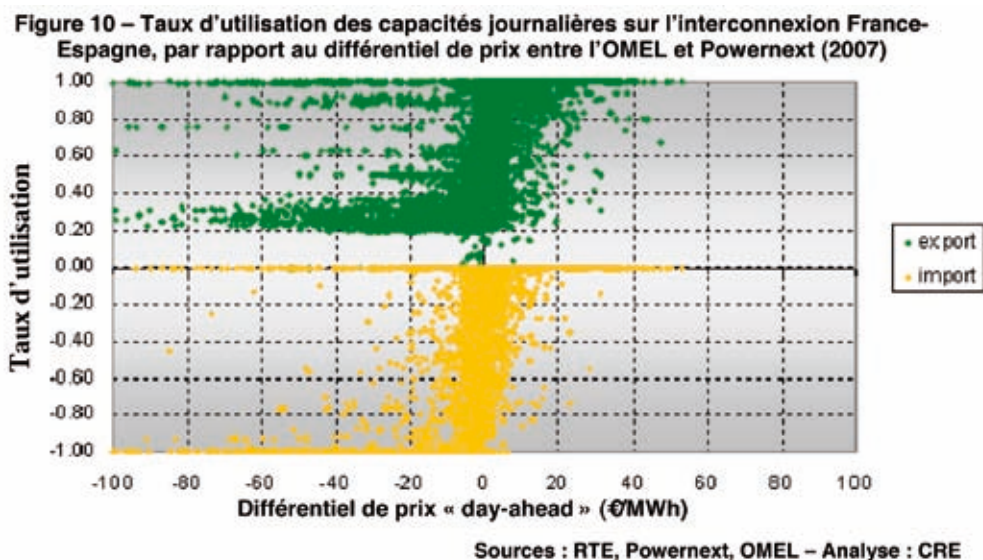
**Figure 9 – Taux d'utilisation des capacités journalières sur l'interconnexion France-Allemagne, par rapport au différentiel de prix entre EEX et Powernext (2007)**



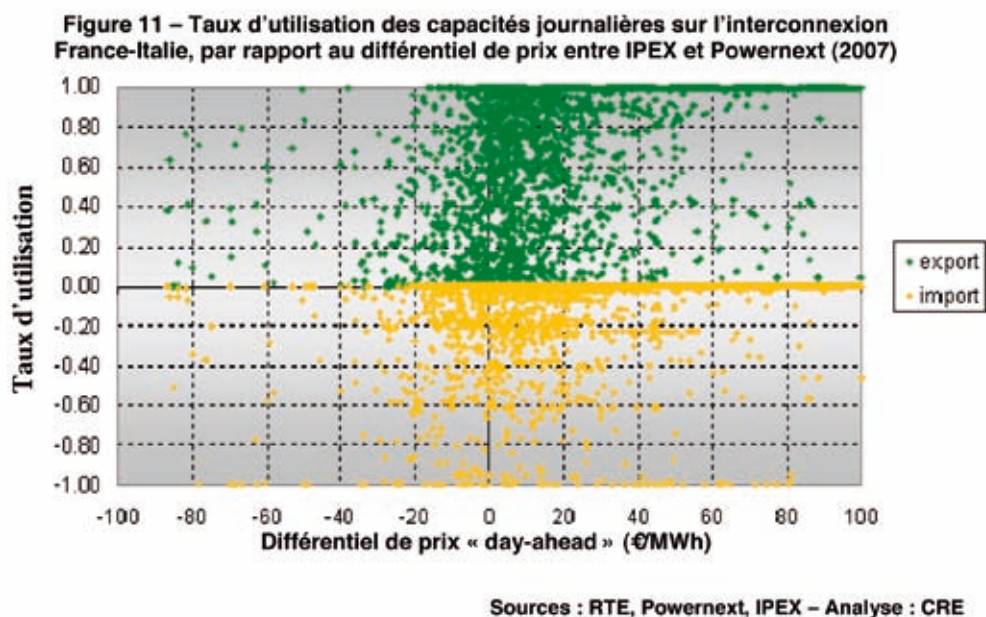
Sources : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE



Sur l'interconnexion France – Espagne, les capacités d'export ont été systématiquement utilisées à 300 MW au minimum, quel qu'ait été le différentiel de prix. Les capacités d'import, en revanche, ont été utilisées de manière plus réactive par rapport au différentiel de prix (figure 10).



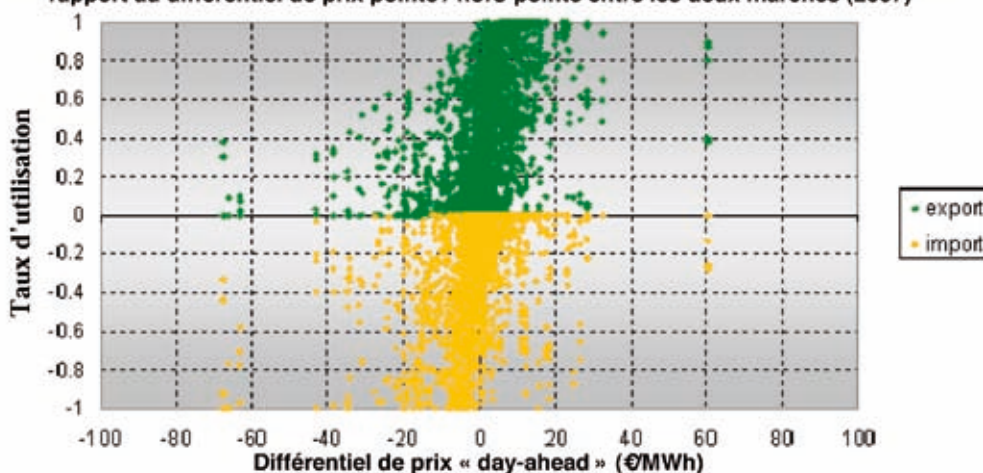
Sur l'interconnexion France – Italie, le différentiel de prix a presque toujours été favorable aux exports (93% du temps), et les capacités d'export ont, logiquement, été saturées presque en permanence. Quand le différentiel de prix s'est inversé, ce qui s'est produit essentiellement en fin d'année lors des pics de prix sur Powernext, des exports ont tout de même été réalisés, et les capacités d'import ont été utilisées de manière peu réactive au différentiel de prix (figure 11). Cela s'explique, en partie, par le « design » inadéquat des enchères journalières dans le sens de l'import (obligations vendues en J-2).



Sur l'interconnexion France – Angleterre, l'analyse de l'utilisation des capacités diffère de celle réalisée sur les interconnexions continentales, pour deux raisons. Premièrement, comme évoqué précédemment, les capacités de long terme ne sont pas nominées fermement avant l'allocation des capacités journalières. Ainsi, l'analyse de l'utilisation des capacités ne peut porter

que sur la totalité de la capacité d'interconnexion, et non sur la capacité allouée en journalier. Deuxièmement, et c'est ce qui est gênant pour réaliser des analyses fiables, il n'existe pas, sur le marché anglais, de prix horaires fixés en J-1, comme c'est le cas sur les marchés organisés continentaux. Ainsi, on ne peut comparer l'utilisation horaire des capacités d'interconnexion qu'aux prix moyens sur 12 heures (pointe et hors-pointe), ce qui « écrase » le différentiel de prix. Les chiffres présentés dans le tableau 10 sont donc à considérer avec précaution. Malgré ces approximations, on peut constater que l'utilisation de l'interconnexion présente les mêmes inefficacités que celle des interconnexions françaises continentales (figure 12).

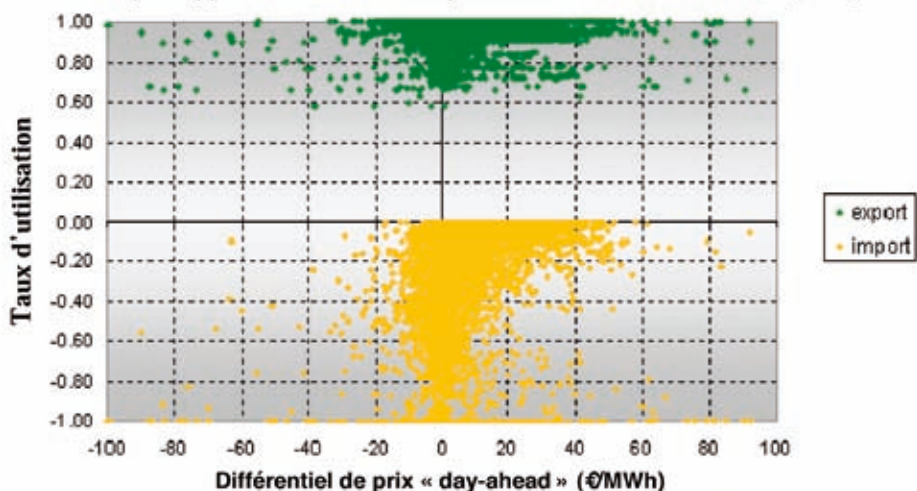
**Figure 12 – Taux d'utilisation des capacités sur l'interconnexion France-Angleterre, par rapport au différentiel de prix pointe / hors-pointe entre les deux marchés (2007)**



Sources : RTE, Platts – Analyse : CRE

Sur l'interconnexion France – Suisse, les mêmes calculs ne peuvent être effectués car il n'y a pas d'allocation des capacités en export, les contrats de long terme y étant encore prioritaires. Cependant, on peut comparer les nominations sur l'interconnexion à la capacité nette d'import et d'export, et mettre en regard le taux d'utilisation des capacités ainsi calculé avec le différentiel de prix entre les deux marchés organisés (figure 13).

**Figure 13 – Taux d'utilisation des capacités nettes sur l'interconnexion France-Suisse, par rapport au différentiel de prix entre Swissix et Powernext (2007)**

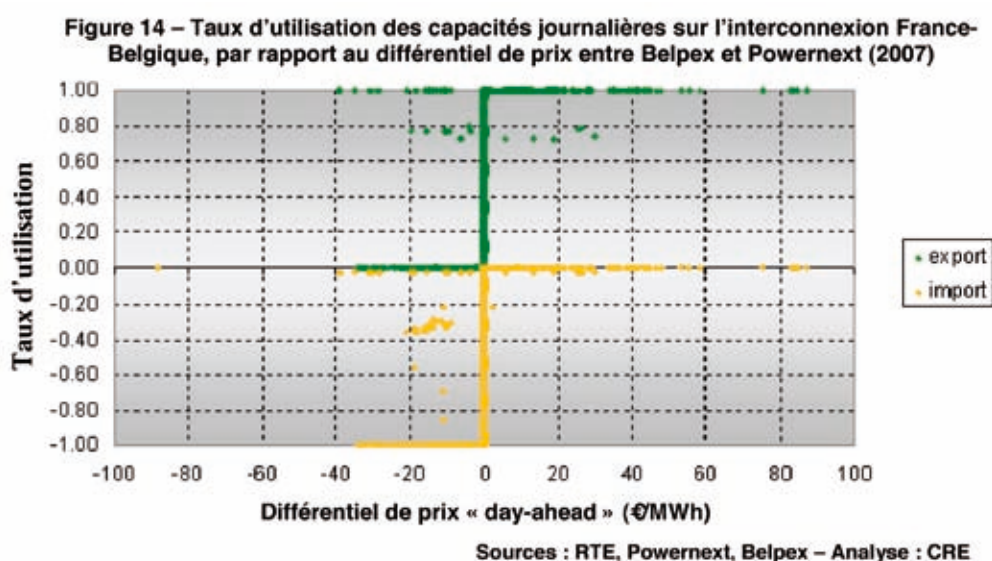


Sources : RTE, Powernext, Swissix – Analyse : CRE

### 3.3. Retour d'expérience sur le couplage des marchés trilatéral

Le couplage des marchés trilatéral (ou TLC) a permis l'allocation et l'utilisation des capacités journalières entre la France, la Belgique et les Pays-Bas pendant 363 jours en 2007. Les 28 et 29 avril, le couplage n'a pas fonctionné du fait d'un problème technique sur l'une des trois bourses. En application des procédures de mode dégradé du TLC, les marchés nationaux du jour pour le lendemain ont fonctionné en mode découplé et la capacité transfrontalière a été allouée par des enchères explicites.

Pendant les 363 jours « couplés », les flux journaliers ont été parfaitement cohérents avec les prix (par définition de l'algorithme de couplage), ce qui a permis une préséance économique optimale des offres réalisées sur les trois bourses. Sur la figure 14, les points indiquant une mauvaise utilisation des capacités journalières par rapport au différentiel de prix correspondent aux 48 heures « découplées ».



Le couplage des marchés a entraîné une forte convergence des prix des trois marchés organisés (tableau 11). En particulier, les prix Powernext et Belpex ont été égaux pendant 90% de l'année. Les prix des trois marchés organisés ont été égaux pendant 63% de l'année, alors que les prix APX et Powernext avaient été alignés, en 2006, pendant 10% du temps seulement.

**Tableau 11 – Convergence des prix horaires Powernext, Belpex et APX en 2007 <sup>28</sup>**

	proportion des heures de l'année 2007	rappel 2006 : convergence APX - Powernext <sup>29</sup>
Egalité des trois prix	63%	10%
Egalité des prix Powernext et Belpex uniquement	27%	
Egalité des prix APX et Belpex uniquement	9%	
Aucune égalité des prix	1%	

Sources : Powernext, Belpex, APX – Analyse : CRE

28. En dehors des deux jours pendant lesquels les trois bourses étaient découplées (les trois prix n'ont alors jamais été alignés).

29. Proportion des heures pendant lesquelles le différentiel de prix entre APX et Powernext était inférieur à 1 €/MWh, du 1<sup>er</sup> janvier 2006 au 21 novembre 2006 (démarrage du couplage des marchés). Aucune comparaison de ce type ne peut être effectuée sur la Belgique puisque la bourse Belpex a été créée lors du démarrage du couplage.



D'autre part, les capacités journalières ont été utilisées pendant 29% dans le sens de l'import vers la France, contre 25% en 2006 (tableau 12).

**Tableau 12 – Direction des flux journaliers entre la France, la Belgique et les Pays-Bas en 2007<sup>30</sup>**

	proportion des heures de l'année 2007	comparaison 2006 <sup>31</sup>
France → Belgique → Pays-Bas	56%	
France → Belgique ← Pays-Bas	15%	
<b>Total France exportatrice :</b>	<b>71%</b>	<b>75%</b>
France ← Belgique ← Pays-Bas	24%	
France ← Belgique → Pays-Bas	5%	
<b>Total France importatrice :</b>	<b>29%</b>	<b>25%</b>

Sources : RTE, Elia – Analyse : CRE

### 3.4. Estimation de la « perte sociale » liée à l'absence de méthodes implicites

La « perte sociale »<sup>32</sup> liée à l'absence de couplage des marchés, sur les frontières allemande, anglaise, espagnole, italienne et suisse, est estimée de la manière suivante : pour chaque heure, elle est le produit de la partie positive du différentiel de prix entre les bourses et de la capacité journalière non utilisée ou utilisée à contresens. Cette estimation est à considérer avec précaution (encadré 6, page 30). Néanmoins, cette estimation permet d'avoir au moins un ordre de grandeur de cette perte sociale sur chaque frontière (tableau 13).

**Tableau 13 – Perte sociale liée à l'absence de couplage des marchés en 2007**

		Estimation de la perte sociale (M€)	Total (M€)
<b>Allemagne</b>	Export	45	110
	Import	65	
<b>Angleterre</b>	Export	22	57
	Import	34	
<b>Espagne</b>	Export	3	21
	Import	18	
<b>Italie</b>	Export	18	47
	Import	29	
<b>Suisse</b>	Export	32	97
	Import	65	
<b>Total :</b>			<b>332</b>

Sources : RTE, Powernext, EEX, OMEL, IPEX, SwissIX, Platts – Analyse : CRE

30. En dehors des deux jours pendant lesquels les trois bourses étaient découplées.

31. Du 6 janvier 2006 (date de lancement des enchères explicites journalières) au 21 novembre 2006 (démarrage du couplage des marchés).

32. Ou perte de surplus collectif.

#### Encadré 6 – Limites de cette estimation

- Cette estimation raisonne « toutes choses étant égales par ailleurs » et, notamment, ne tient pas compte de la modification possible du comportement des acteurs sur les marchés organisés suite à l'introduction du couplage de marché. Il est, en effet, difficile d'apprécier, ex ante, l'impact de l'introduction d'un couplage de marché sur les stratégies d'offres de vente et d'achat des acteurs sur les marchés organisés.
- Cette estimation ne tient pas compte, non plus, de la résilience des marchés, c'est-à-dire de l'impact sur les prix d'une modification des volumes échangés. En effet, une meilleure utilisation des capacités journalières conduirait à une convergence des prix ; ainsi, les chiffres donnés dans le tableau 13 sont des majorants de la perte sociale réelle, qui ne pourrait être estimée précisément qu'à l'aide des courbes agrégées d'offre et de demande de chaque marché.
- Concernant l'import depuis l'Italie, cette estimation est effectuée dans le cadre du mécanisme d'allocation en vigueur en 2007 (obligations vendues en J-2). Ainsi, la perte sociale liée à l'absence de couplage est a priori plus importante qu'avec des options allouées en J-1. De plus, le prix utilisé pour réaliser cette estimation est le prix moyen italien (pour mémoire, l'Italie est gérée par un « market splitting » interne).
- Concernant l'Angleterre, du fait de l'absence de prix horaire fixé en J-1 sur ce marché, ce sont les prix pointe et hors pointe qui sont utilisés pour réaliser cette estimation.
- Concernant la Suisse, cette estimation est basée sur la capacité nette d'échanges, et sur les flux réalisés en 2007 y compris ceux au titre des contrats de long terme (en prenant donc l'hypothèse qu'avec un couplage, toute la capacité serait allouée en journalier). La référence de prix utilisée pour le marché suisse (SwissIX) est également à considérer avec précaution du fait des faibles volumes échangés sur cette bourse.

### 3.5. Couplage de marché et pics de prix

L'année 2007 a été marquée par trois pics de prix qui ont eu lieu sur le marché organisé français, le 29 octobre à 18 heures, le 12 novembre à 20 heures et le 15 novembre à 18 heures. Les prix de Powernext se sont alors élevés, respectivement, à 1 236 €/MWh, 2 500 €/MWh et 1 762 €/MWh.

Au même instant, on a observé sur les interconnexions que :

- un volume important de capacité d'import est resté non utilisé (respectivement 11 295 MW, 9 943 MW et 4 470 MW pour chacun des pics de prix) sur toutes les frontières alors que les prix des marchés organisés voisins étaient tous, à l'exception de ceux de Belpex, très inférieurs à ceux de Powernext (voir tableau 14 pour le pic du 29 octobre) ;
- la France s'est retrouvée à exporter de l'énergie, aux heures des pics de prix, avec un volume d'export, respectivement, de 1 126 MW, 995 MW et 2 501 MW.

La sous-utilisation de la capacité d'interconnexion et l'utilisation à contresens du différentiel de prix mettent clairement en évidence que les mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion actuellement en vigueur ne permettent pas une gestion suffisamment réactive des interconnexions.

Un couplage de marchés pour l'allocation des produits journaliers aurait permis de bénéficier d'offres moins chères provenant des pays voisins. Ceci aurait conduit à augmenter l'offre à prix bas sur Powernext, ce qui aurait sans aucun doute empêché l'apparition de ces pics de prix.

Afin d'estimer les bénéfices de la mise en œuvre d'enchères implicites, l'effet d'un couplage de marché avec l'Espagne lors du pic de prix du 29 octobre a été simulé. Le choix de cet Etat membre est lié au fait que l'OMEL est la seule bourse qui publie un historique de ses courbes agrégées d'offre et de demande, paramètres indispensables pour réaliser cette analyse. Grâce à ces données, le bénéfice d'un couplage des marchés peut être estimé, pour cette journée, d'une manière plus fine que lors de la section précédente.

Le 29 octobre à 18 heures, alors que le différentiel de prix entre Powernext et l'OMEL était de 1 182 €/MWh, la France aurait pu importer 230 MW supplémentaires depuis l'Espagne (tableau 14). La mise en œuvre d'un couplage de marchés pour l'allocation



des produits journaliers avec l'Espagne aurait donc permis de bénéficier de 230 MW d'offres moins chères. D'après les courbes d'offre et de demande de l'OMEL et de Powernext, cela aurait conduit à diviser par deux le prix sur Powernext, qui serait passé de 1 236 €/MWh à 600 €/MWh (figure 15). Le prix sur l'OMEL, quant à lui, aurait augmenté de 10 €/MWh seulement.

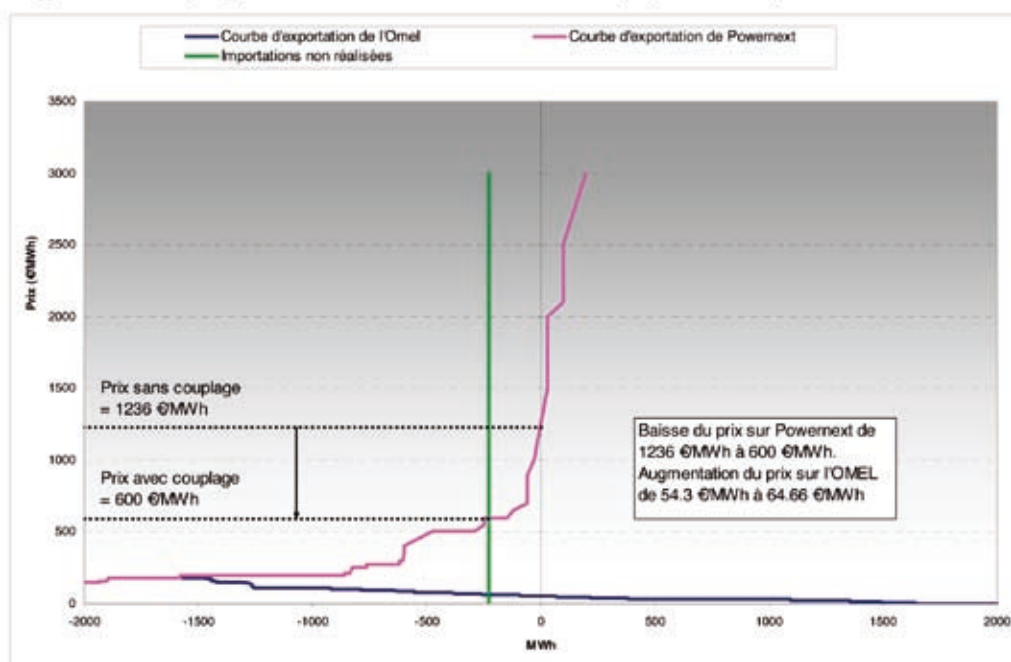
Il est intéressant de noter, en outre, que la capacité d'import non utilisée sur la frontière espagnole était la plus faible de tous les pays considérés, ce qui laisse supposer qu'un couplage de marchés avec l'Allemagne, l'Italie, l'Angleterre ou la Suisse aurait eu encore plus d'impact sur le prix de Powernext.

**Tableau 14 – Flux d'énergie et prix sur les marchés organisés voisins non couplés au marché français, lors du pic de prix du 29 octobre à 18h (1 236 €/MWh)**

		Nominations des capacités de long terme (MW)	Nominations des capacités journalières (MW)	Capacités d'import non utilisées (MW)	Prix sur le marché voisin (€/MWh)	Différentiel de prix (€/MWh)
<b>Allemagne</b>	Export	0	301	<b>1 750</b>	198	1 038
	Import	583	1 957			
<b>Angleterre</b>	Export	1 398	500	<b>3 347</b>	115	1 121
	Import	-	51			
<b>Espagne</b>	Export	0	230	<b>230</b>	54	1 182
	Import	181	119			
<b>Italie</b>	Export	2 077	95	<b>2 997</b>	174	1 062
	Import	-	75			
<b>Suisse</b>	Export	2 866	-	<b>2 971</b>	134	1 102
	Import	180	1 515			

Sources : RTE, Powernext, EEX, OMEL, IPEX, SwissIX, Platts – Analyse : CRE

**Figure 15 – Couplage de marchés entre la France et l'Espagne lors du pic du 29 octobre 2007**



Sources : RTE, Powernext, OMEL – Analyse : CRE

## 4. Capacités infra-journalières

### 4.1. Bilan des échanges infra-journaliers en 2007

L'accès aux échanges transfrontaliers à l'horizon infra-journalier offre aux responsables d'équilibre une plus grande flexibilité pour équilibrer leur position lorsqu'ils font face à un événement non anticipé, et leur permet également de réaliser des arbitrages de très court terme.

En 2007, trois mécanismes d'allocation infra-journalière ont coexisté sur les interconnexions françaises :

- une allocation d'options par un mécanisme de type « prorata amélioré », utilisé par RTE sur la frontière suisse à l'export, sur la frontière allemande, et sur la frontière belge (depuis le 22 mai 2007) ;
- une allocation d'options à nominer, allouées par mécanisme d'enchères explicites sur la frontière espagnole (dans les deux sens) ;
- une allocation d'obligations à nominer par un mécanisme « premier arrivé, premier servi », utilisée par les gestionnaires de réseaux allemands RWE et EnBW sur la frontière allemande dans les deux sens. Ce mécanisme d'allocation par les GRT allemands se superposait donc au mécanisme de prorata de RTE sur cette frontière.

Sur les autres frontières, aucune méthode d'allocation des capacités infra-journalières n'est en œuvre, pour différentes raisons :

- parce qu'aucune congestion n'est avérée (import depuis la Suisse),
- parce que les nominations des capacités journalières peuvent être modifiées jusqu'à une heure avant la livraison (interconnexion avec l'Angleterre) ;
- parce qu'il n'existe pas d'échanges infra-journaliers au sein du marché voisin (Italie).

Excepté sur la frontière espagnole, l'utilisation des capacités infra-journalières a été très faible, comme le montre le tableau 15. Sur la Belgique, le taux d'utilisation des capacités infra-journalières, dont l'allocation a été mise en œuvre en mai 2007, a été particulièrement bas.

**Tableau 15 – Utilisation des capacités infra-journalières en 2007**

		Capacité disponible (MW)	Capacité utilisée (MW)	Taux d'utilisation
<b>Allemagne</b>	Export	1 239	76	6,2 %
	Import	2 991	88	2,7 %
<b>Belgique<sup>33</sup></b>	Export	758	15	1,8 %
	Import	2 042	16	<1 %
<b>Espagne</b>	Export	347	141	24 %
	Import	961	130	13 %
<b>Suisse</b>	Export	441	22	4,3 %

Source : RTE – Analyse : CRE

### 4.2. Cas de l'interconnexion France-Espagne

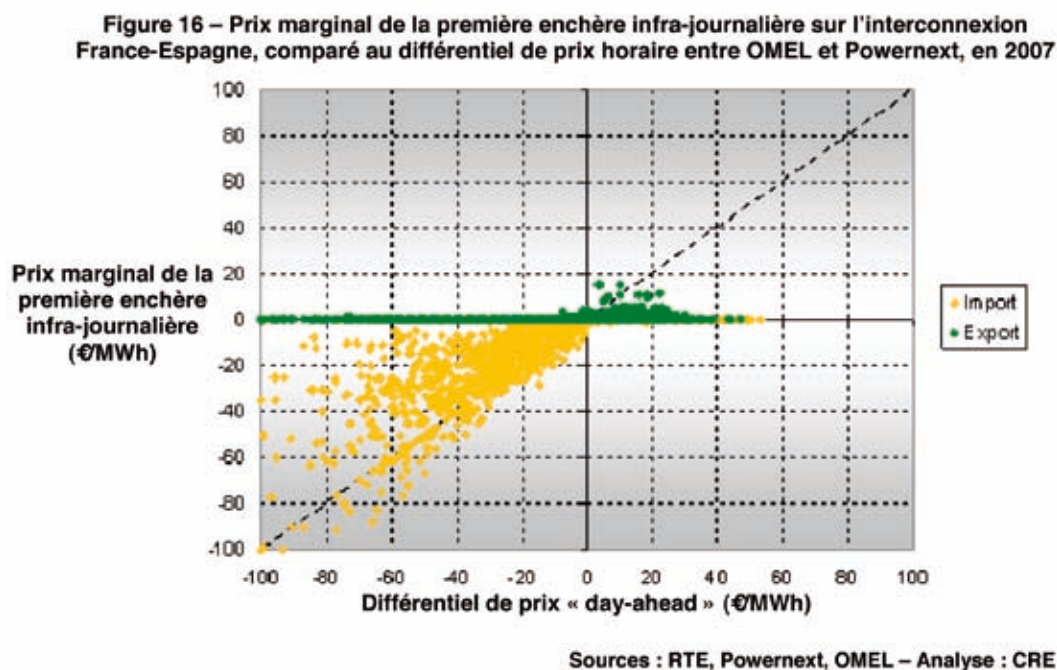
Sur cette interconnexion, les capacités journalières sont systématiquement utilisées, dans le sens de l'export vers l'Espagne, à hauteur de 300 MW au minimum, quel que soit le différentiel de prix entre l'OMEL et Powernext (section 3.2). Ainsi, grâce au « netting » des capacités journalières, cette capacité est automatiquement proposée en infra-journalier, dans le sens de l'import depuis l'Espagne. Le fait que cette capacité minimum de 300 MW soit systématiquement proposée permet aux ac-

33. Depuis le 22 mai 2007.

teurs de marché d'utiliser l'infra-journalier pour réaliser des arbitrages entre les marchés organisés du jour pour le lendemain, alors que ce n'est a priori pas la vocation des échanges infra-journaliers, puisque la capacité infra-journalière, qui est allouée après la clôture des marchés organisés, peut être nulle (pas de réservation de capacité pour l'infra-journalier).

Dans le cas de l'import depuis l'Espagne, cette possibilité d'utiliser les capacités infra-journalières pour réaliser des arbitrages sur les marchés du jour pour le lendemain est très utile pour les acteurs de marché, car la capacité nette d'import est très faible (de l'ordre de 290 MW). En effet, la capacité proposée aux enchères journalières lors des heures où le différentiel de prix sur les marchés du jour pour le lendemain était favorable à l'import était en moyenne de 270 MW, tandis que pour ces mêmes heures, la capacité proposée lors de la première enchère infra-journalière était de 500 MW en moyenne.

Ainsi, comme le montre la figure 16, le prix des enchères infra-journalières à l'import est nettement corrélé au différentiel de prix J-1 entre l'OMEL et Powernext. Le revenu de ces enchères, sur l'année 2007, s'est élevé à 6,8 millions d'euros pour l'import, ce qui représente 26% des recettes d'enchères totales à l'import. A l'export, ce revenu s'est élevé à 145 000 euros seulement.



## 5. Echanges d'ajustement

La CRE soutient activement le développement des échanges d'ajustement avec les pays voisins car ces échanges :

- contribuent à renforcer la sécurité d'approvisionnement,
- permettent une réduction du prix de règlement des écarts grâce à la mise à disposition du gestionnaire de réseaux d'offres moins chères et à l'accroissement de la concurrence sur le marché de l'ajustement,
- constituent une étape vers l'intégration des mécanismes d'ajustement reconnue nécessaire au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité (conclusions du 13<sup>e</sup> Forum de Florence et Communication de la Commission européenne du 10 janvier 2007<sup>34</sup>).

34. COM(2006) 851 final.

## 5.1. Bilan des échanges d'ajustement en 2007

Les échanges d'ajustement entre la France et les pays voisins peuvent aujourd'hui avoir lieu :

- soit dans le cadre du mécanisme d'ajustement (MA) : les offres étrangères sont interclassées avec les offres françaises et sont sollicitées lorsqu'elles sont dans la préséance économique,
- soit dans le cadre des contrats d'échange de réserves de secours conclus entre RTE et les GRT voisins : les offres étrangères ne sont sollicitées qu'en dernier recours, après épuisement des offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement.

Dans le cadre du fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement, seuls les acteurs suisses et allemands participent activement à la fourniture d'offres d'ajustement sur le système français. En théorie, l'accès au mécanisme d'ajustement est également ouvert aux acteurs britanniques, espagnols et italiens. Mais, en pratique, l'organisation du marché intra-journalier dans ces Etats membres, associée à l'obligation pour les acteurs d'ajustement d'acquiescer de la capacité d'interconnexion pour fournir des offres d'ajustement, rend impossible leur participation effective au mécanisme d'ajustement français.

Pour l'année 2007, la participation des acteurs étrangers sur le mécanisme d'ajustement français se limite donc, comme l'année précédente, aux offres d'ajustement activées par RTE auprès des acteurs suisses et allemands, qui constituent donc toujours l'essentiel de la concurrence à l'acteur historique dominant sur le mécanisme d'ajustement français.

Le tableau 16 montre que la part de marché des acteurs étrangers, suisses et allemands, a très légèrement diminué en 2007 par rapport à 2006, passant de 21 à 20 % pour les ajustements à la hausse et de 9 à 7 % pour les ajustements à la baisse. Les acteurs allemands ont augmenté leur part de marché sur les offres à la hausse.

**Tableau 16 – Participation des acteurs étrangers au mécanisme d'ajustement français en 2007**

	Offres à la hausse en 2007	Rappel 2006	Offres à la baisse en 2007	Rappel 2006
Capacité moyenne activée <sup>35</sup> sur le MA	312 MW (-30 % /2006)	447 MW	398 MW (-8 % /2006)	433 MW
Activité moyenne des opérateurs étrangers <sup>36</sup>	62 MW (20 %)	96 MW (21 %)	27 MW (7 %)	39 MW (9 %)
Activité moyenne des opérateurs suisses	50 MW (16 %)	93 MW (19 %)	18 MW (4,5 %)	22 MW (5 %)
Activité moyenne des opérateurs allemands	12 MW (4 %)	12 MW (3 %)	9 MW (2,5 %)	17 MW (4 %)

Source : RTE – Analyse : CRE

Par ailleurs, les acteurs de marché français n'ont pas aujourd'hui la possibilité de participer aux mécanismes d'ajustement des Etats membres voisins. Cette situation résulte avant tout :

- en Espagne, d'un obstacle légal : seuls les sites directement raccordés au réseau espagnol sont autorisés à remettre des offres d'ajustement ;

35. Quel que soit le motif d'activation des offres, hors reconstitution des services systèmes.

36. Une offre à la hausse acceptée correspond, pour un acteur étranger, à un import vers la France; une offre à la baisse correspond à un export depuis la France.

- en Allemagne et en Belgique, d'une gestion de l'équilibre offre – demande reposant quasi exclusivement sur des réserves contractualisées. La contractualisation de réserves impose au fournisseur de garantir la disponibilité de ces réserves à tout moment. L'exigence de cette disponibilité exclut de fait la fourniture de réserve transfrontalière, sujette à la disponibilité de la capacité d'interconnexion. Or, la disponibilité de la capacité d'interconnexion pour des échanges d'ajustement ne peut être garantie. En effet, réserver de la capacité d'interconnexion aux fins d'ajustement serait incompatible avec une gestion efficace des capacités d'interconnexion et, notamment, avec l'obligation résultant de l'article 6 du règlement 1228/2003 de remettre à disposition du marché la capacité non utilisée ;
- en Italie, de l'absence de marché infra-journalier et donc de l'impossibilité pour les acteurs de modifier leurs offres près du temps réel en fonction des besoins d'équilibrage de leur portefeuille.

Des offres d'ajustement françaises peuvent être activées par RTE sur sollicitation de National Grid afin de répondre aux besoins du système électrique de Grande-Bretagne<sup>37</sup> (tableau 17). Toutefois, le prix des offres proposées par RTE à National Grid n'est pas lié au prix des offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement français.

**Tableau 17 – Sollicitations par National Grid au titre du contrat BASA (GWh)<sup>38</sup>**

	2006	2007
Echange dans le sens France → Angleterre	278	307
Echange dans le sens Angleterre → France	154	134

Source : RTE – Analyse : CRE

Dans le cadre des contrats de réserves de secours entre GRT, les échanges d'ajustement ne peuvent avoir lieu qu'en dernier recours, après épuisement des offres disponibles. Ces réserves sont donc sollicitées par RTE en dehors du cadre de fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement, juste avant le recours aux moyens exceptionnels<sup>39</sup>. Les offres sont échangées par les GRT à un prix, déterminé la veille, à partir des prix sur les marchés organisés, selon une méthode prévue dans le contrat. La disponibilité de ces réserves n'est pas garantie et l'un des GRT peut, à tout moment, rendre ses réserves indisponibles pour faire face aux tensions sur son système. Lorsqu'elles sont disponibles, ces réserves d'urgence sont activables en 10 minutes.

RTE a conclu des contrats d'échanges de réserves de secours avec tous les pays voisins, à l'exception de l'Espagne, car la législation espagnole ne le permet pas aujourd'hui.

L'énergie activée au titre des contrats de secours en 2007 est donnée dans le tableau 18. Concernant les activations par RTE des contrats de secours (Import dans le tableau 18), le prix de cette énergie a varié, en 2007, entre 90 et 340 €/MWh (il était compris entre 142 et 300 €/MWh en 2006). Les volumes sollicités par RTE en 2007, pour maintenir l'équilibre offre-demande en France, ont fortement baissé par rapport à 2006.

37. Ces offres sont activées dans le cadre du contrat BASA conclu entre RTE et National Grid (*Balancing and ancillary services agreement for the provision of commercial ancillary services*).

38. Ces chiffres tiennent compte des activations du contrat BASA par National Grid dans le cadre de fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement anglais, mais aussi en cas d'insuffisance des offres disponibles (volet « secours » du contrat). Pour l'essentiel, les échanges résultent de l'activation du contrat dans le cadre de fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement anglais.

39. Il s'agit des moyens disponibles dont l'usage est limité par des conditions restrictives qui s'imposent à l'acteur d'ajustement et à RTE, et des moyens d'urgence (baisse de tension, délestage).



**Tableau 18 – Activation des réserves de secours (MWh)<sup>40</sup>**

	Export (Activation auprès de RTE)		Import (Activation par RTE)	
	2007	Rappel 2006	2007	Rappel 2006
<b>Allemagne</b>	0	0	300	0
<b>Belgique</b>	8 075	1 613	890	3 293
<b>Italie</b>	3 000	44 400	1 350	13 062
<b>Suisse</b>	125	0	312	0

Source : RTE – Analyse : CRE

## 5.2. Potentiel de développement des échanges d'ajustement

Comme indiqué précédemment, seuls les acteurs suisses et allemands peuvent aujourd'hui participer au mécanisme d'ajustement français et cela n'est pas réciproque. Par conséquent des efforts importants sont nécessaires pour développer l'accès d'autres acteurs étrangers au mécanisme d'ajustement français ainsi que, réciproquement, l'accès des acteurs français aux mécanismes d'ajustement des pays voisins.

Le bilan de l'utilisation des capacités d'interconnexion révèle qu'une part importante de la capacité restante, non utilisée par les acteurs de marché, pourrait être utilisée pour des échanges d'ajustement (voir tableau 19).

**Tableau 19 – Capacité d'interconnexion non utilisée, disponible pour des échanges d'ajustement, en 2007**

	Capacité moyenne disponible à l'export (MW)	Pourcentage de pas horaires où la capacité disponible pour l'export d'ajustement est supérieure à 500 MW	Capacité moyenne disponible à l'import (MW)	Pourcentage de pas horaires où la capacité disponible pour l'import d'ajustement est supérieure à 500 MW
<b>Allemagne</b>	1 180	50 %	3 970	97 %
<b>Angleterre</b>	1 000	50 %	880	90 %
<b>Belgique</b>	1 180	70 %	2 280	99 %
<b>Espagne</b>	300	23 %	1 060	80 %
<b>Italie</b>	120	8 %	3 400	100 %

Source : RTE – Analyse : CRE

# 6. Gestion des capacités par les gestionnaires de réseaux

## 6.1. Evolution des capacités

La question du niveau des capacités est une question très difficile et un enjeu majeur pour le développement du marché européen de l'énergie.

L'enjeu de court terme est d'optimiser l'utilisation des infrastructures existantes en mettant à la disposition des opérateurs de marché « la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers [...] dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau » (point 3 de l'article 6 du règlement

40. Hors Angleterre, car les données relatives à l'utilisation du volet secours du contrat BASA ne sont pas encore disponibles.

1228/2003). Or, aujourd'hui, force est de constater qu'il existe une forte asymétrie d'information entre régulateurs et gestionnaires de réseaux sur les marges de manœuvre réellement à la disposition de ces derniers pour augmenter les capacités d'interconnexion mises à disposition des acteurs de marché.

A plus long terme, l'enjeu est de développer de nouvelles infrastructures de transport. Cela nécessite, d'une part, une forte coordination des gestionnaires de réseaux afin d'identifier les besoins réels d'investissements, d'autre part, une simplification des procédures d'autorisation pour construire de nouvelles lignes, et, enfin, une coordination entre régulateurs pour le financement des investissements.

Plusieurs pistes sont discutées, soit dans le cadre des obligations réglementaires actuelles, soit dans le cadre du troisième paquet législatif, pour répondre à ces enjeux de taille, parmi lesquelles on peut citer :

- une obligation de transparence de la part des gestionnaires de réseaux sur le calcul des capacités mises à la disposition du marché ;
- une obligation de renforcer la coordination des gestionnaires de réseaux, tant pour le calcul des capacités, que pour l'élaboration de plans d'investissements régionaux ;
- la mise en place d'incitations adaptées avec comme objectif ultime d'accélérer l'intégration des marchés.

Nous nous intéressons, dans cette partie, à l'évolution des capacités sur les différentes interconnexions françaises en mettant l'accent sur les capacités allouées aux échéances de long terme (annuel et mensuel). Il ressort de cette analyse un certain nombre de constats qui soulèvent des interrogations :

- Comment expliquer la tendance à la diminution des capacités totales mises à la disposition du marché observée depuis la mise en place des mécanismes de marché pour allouer les capacités d'interconnexion (France – Allemagne essentiellement dans le sens des imports, France – Espagne dans les deux sens, France – Italie dans le sens des imports) ?
- Comment expliquer qu'avant la mise en place de mécanismes d'enchères, les flux nets sur l'interconnexion France – Allemagne étaient régulièrement supérieurs aux capacités nettes annoncées ? Faut-il en conclure qu'à cette époque, les gestionnaires de réseaux avaient choisi d'autoriser des échanges transfrontaliers supérieurs, et assumaient ce risque ?
- Sur certaines interconnexions, la totalité des capacités qui pourraient être allouées aux échéances de long terme n'est pas mise à la disposition du marché. Dans la mesure où il existe déjà des mécanismes de revente des capacités de long terme vers le journalier et qu'un mécanisme du type « use-it-or-sell-it » va bientôt être mis en place sur l'ensemble des interconnexions françaises, est-il encore justifié de réserver une partie des capacités pour l'échéance journalière ?
- Enfin, sur certaines interconnexions (France – Allemagne dans les deux sens et France – Belgique dans le sens des exports), on observe, en 2008, une réduction du volume des capacités de long terme mises à la disposition du marché. Comment la justifier ?

#### • Evolution des capacités nettes proposées deux jours en amont de la livraison (CNP J-2)

Chaque jour, les GRT estiment la capacité totale qu'ils seront en mesure d'allouer deux jours plus tard. Cette estimation se fonde sur :

- les prévisions de consommation et de production,
- les prévisions sur la configuration de réseau, et notamment les lignes en maintenance.

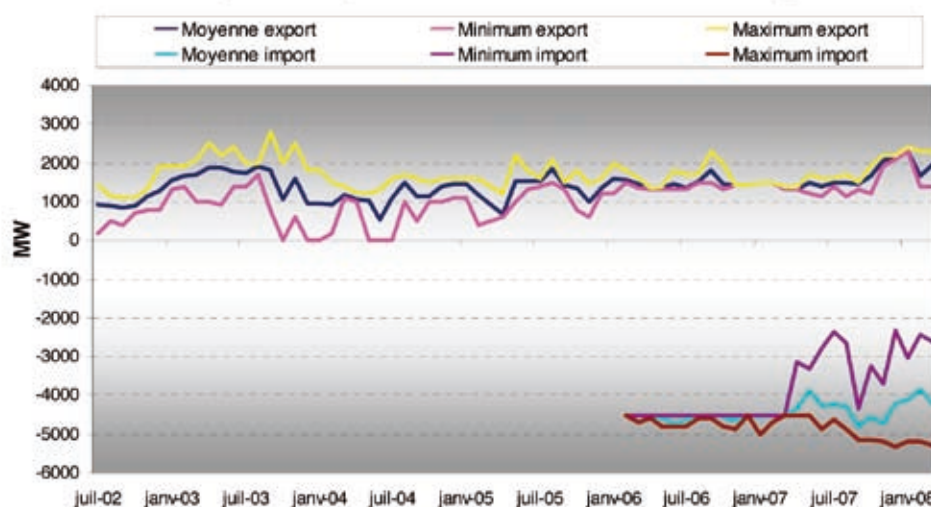
##### *Interconnexion France – Allemagne*

La moyenne annuelle de la CNP J-2 à l'export a été relativement constante ces quatre ou cinq dernières années (entre 1400 et 1500 MW entre 2004 et 2007 avec une pointe en 2003 à 1628 MW). C'est également en 2003 que le maximum de la CNP J-2 a atteint des niveaux les plus élevés (jusqu'à 2800 MW contre 2400 MW entre 2004 et 2007).

A l'import, il est impossible de faire une comparaison sur un long terme car les GRT ne publient pas d'historique au-delà de janvier 2006. Cependant, les GRT allemands avaient pour habitude, avant la mise en place de mécanismes d'enchères, de ne pas fixer de limites aux capacités d'exportation vers la France.

Dans ce sens, la moyenne annuelle de la CNP J-2 en 2007 a été de 4 370 MW, ce qui est inférieur à la valeur observée en 2006 (4 530 MW). Toutefois, on note que la CNP J-2 a régulièrement dépassé les 5 000 MW alors qu'en 2006, le maximum de la CNP a été de 5 000 MW (figure 17).

**Figure 17 – Evolution des capacités nettes proposées en J-2 (moyenne, maximum et minimum) à l'import et à l'export sur l'interconnexion France-Allemagne**



Source : RTE – Analyse : CRE

Le tableau 20 présente le nombre d'heures pendant l'année où le flux net réalisé a été supérieur à la CNP J-2.

Avant la mise en place des enchères en janvier 2006, l'allocation des produits journaliers par les GRT avait lieu à 9h30, soit bien avant la nomination des contrats de long terme et les nominations journalières à l'import (vers 14h). Pour pouvoir allouer des produits journaliers, les GRT prenaient le risque d'anticiper le résultat de ces nominations, quitte à devoir faire des actions de « redispatching » en temps réel. C'est pourquoi, avant 2006, on observe régulièrement un flux net supérieur à la CNP export calculée en J-2. Depuis la disparition de la priorité d'accès des contrats de long terme et la mise en place de mécanismes de marché au 1<sup>er</sup> janvier 2006, les GRT ne prennent plus de tels risques et mettent à la disposition du marché exactement la CNP J-2, minorée des nominations des produits de long terme à l'import et à l'export très tôt en J-1.

**Tableau 20 – Nombre d'heures dans l'année où le flux net réalisé a été supérieur à la CNP J-2 sur l'interconnexion France-Allemagne**

	exports nets > CNP J-2 export	Imports nets > CNP J-2 import
2002 (depuis juillet)	456	-
2003	112	-
2004	106	-
2005	1	-
2006	29	0
2007	0	0

Source : RTE – Analyse : CRE



### Interconnexion France – Belgique

Sur cette frontière, les GRT n'effectuent pas de « netting » des nominations de long terme (cf. section 6.4 ci-après). Par conséquent, la CNP J-2 que publient les GRT correspond, en pratique, aux exportations et aux importations maximum que peuvent réaliser les acteurs.

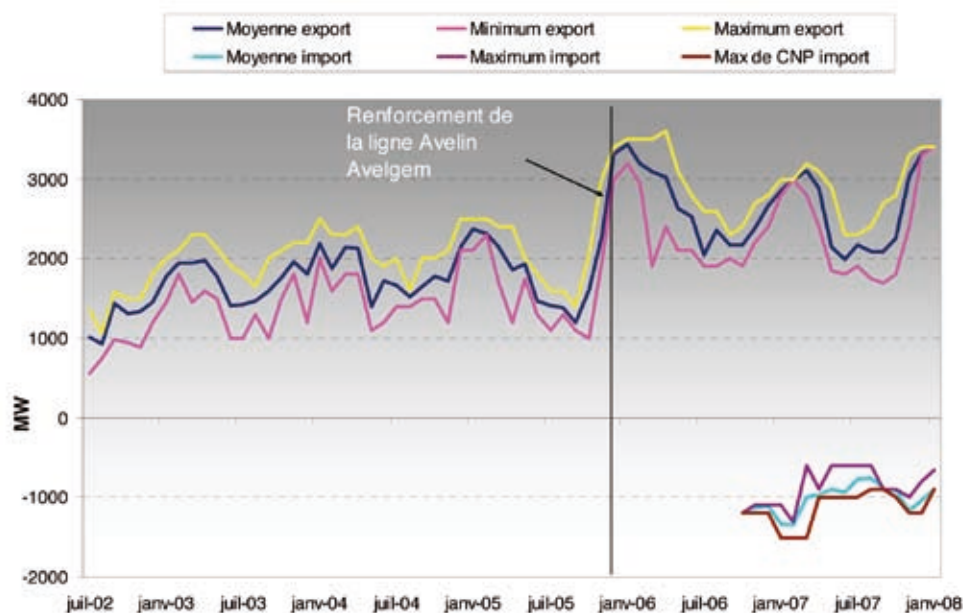
RTE publie, depuis juillet 2002, la CNP J-2 à l'export. Depuis cette date, ELIA et RTE ont effectué un renforcement de la ligne 400 kV Avelin – Avelgem (le projet a pris fin en novembre 2005), ce qui a permis d'accroître la capacité d'interconnexion d'environ 70%. En effet, depuis le renforcement de la ligne, les GRT ont mis à disposition des acteurs environ 800 MW supplémentaires en été et 1 000 MW supplémentaires en hiver (figure 18).

En 2007, la CNP J-2 moyenne a été de 2 575 MW ce qui est légèrement inférieur à la moyenne observée en 2006 (2 640 MW).

A l'import, les GRT ne publient la CNP J-2 que depuis octobre 2006, ce qui ne permet pas de connaître le gain obtenu grâce au renforcement de la ligne Avelin – Avelgem.

Cependant, on note qu'avant le renforcement de la ligne, on a observé des flux d'importation équivalents aux valeurs maximum de CNP publiées depuis octobre 2006. Cela vient du fait que lorsque les contrats de long terme avaient une priorité d'accès, les GRT effectuaient du « netting », ce qui permettait de dégager environ 1 000 MW de capacité supplémentaire.

**Figure 18 – Evolution des capacités nettes proposées en J-2 (moyenne, maximum et minimum) à l'import et à l'export sur l'interconnexion France-Belgique**



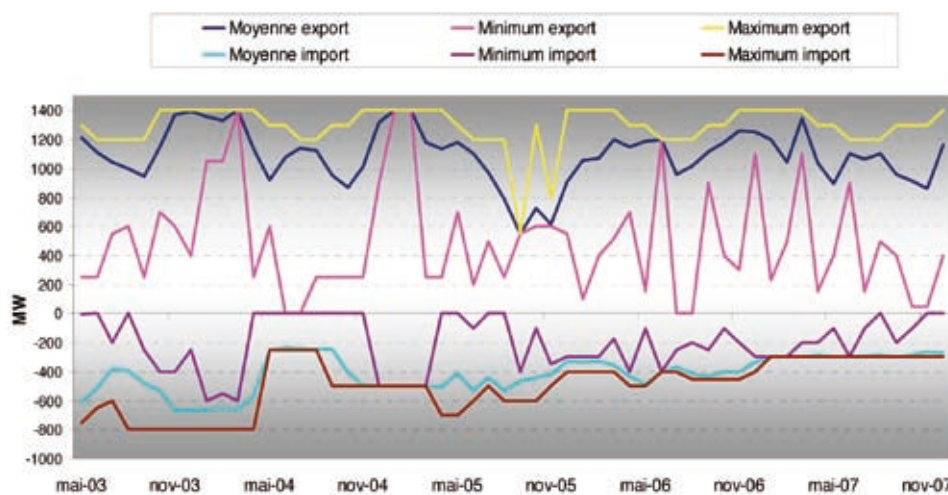
Source : RTE – Analyse : CRE

### Interconnexion France – Espagne

En 2007, la moyenne annuelle de la CNP J-2 à l'export a été de 1 057 MW. Exception faite de l'année 2005 qui fut marquée par la consignation de la ligne Cantegrit – Saucats, cette moyenne est la plus basse observée depuis 2003.

A l'import, on observe une baisse tendancielle de la CNP J-2. En effet, la moyenne a été de 289 MW en 2007 alors qu'elle avait été de 532 MW en 2003 et 392 MW en 2006. De plus, on constate que la CNP n'a jamais été supérieure à 300 MW en 2007 alors que lors des années précédentes, la CNP a parfois été supérieure à 600 MW (figure 19).

**Figure 19 – Evolution des capacités nettes proposées en J-2 (moyenne, maximum et minimum) à l'import et à l'export sur l'interconnexion France-Espagne**



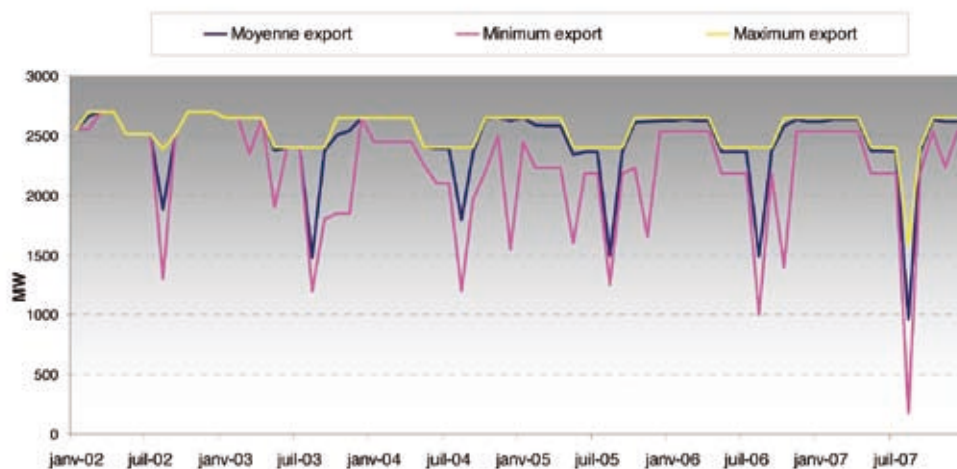
Source : RTE – Analyse : CRE

#### Interconnexion France – Italie

La capacité proposée sur l'Italie est une capacité garantie, qui est fixée chaque année pour l'année suivante. Depuis 2003, les GRT proposent 2 650 MW en hiver et 2 400 MW en été (figure 20), excepté au mois d'août pendant lequel la capacité est plus faible du fait de la maintenance réalisée régulièrement à cette période.

A l'import, depuis janvier 2007, la capacité proposée est également une capacité garantie. Elle est de 995 MW en hiver et 870 MW en été. Avant 2007, les GRT ne calculaient pas de capacité dans ce sens de l'interconnexion.

**Figure 20 – Evolution des capacités nettes proposées en J-2 (moyenne, maximum et minimum) à l'export sur l'interconnexion France-Italie**



Source : RTE – Analyse : CRE

## • Evolution des capacités proposées aux enchères de long terme

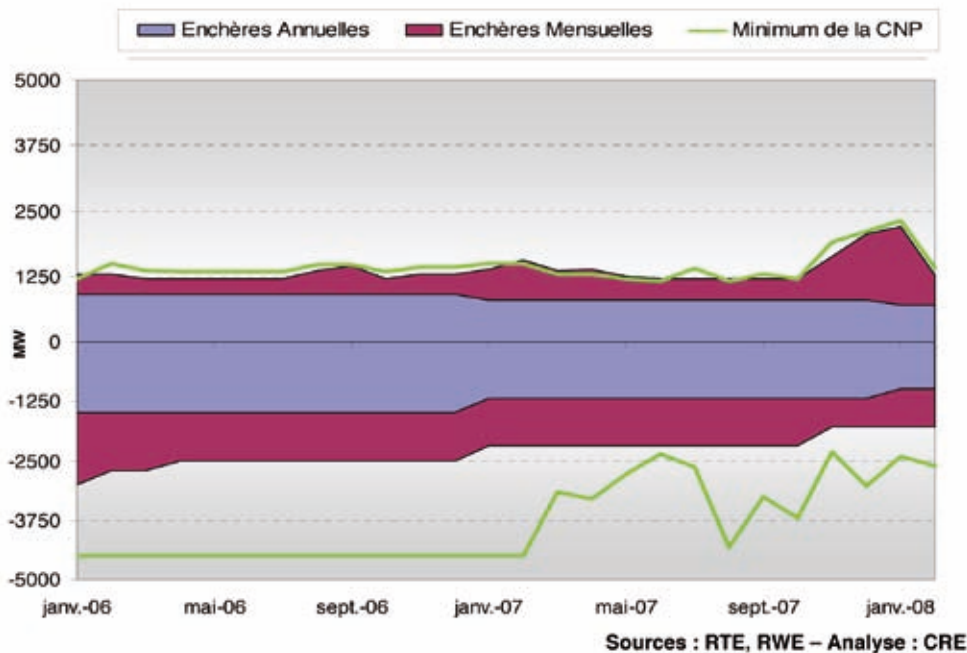
### Interconnexion France – Allemagne

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, les GRT allouent, de manière coordonnée, la capacité d'interconnexion aux horizons annuel, mensuel et journalier grâce à un mécanisme d'enchères explicites. On observe que :

- la capacité proposée aux enchères annuelles a diminué, à la fois à l'export et à l'import ;
- la capacité moyenne proposée aux enchères mensuelles à l'export a augmenté entre 2006 et 2007 ;
- la capacité moyenne proposée aux enchères mensuelles à l'import a diminué entre 2006 et 2007.

La figure 21 compare les capacités proposées aux enchères de long terme avec le minimum mensuel de la CNP J-2. Le minimum mensuel de la CNP J-2 peut être considéré comme la capacité maximum que les GRT peuvent allouer aux enchères de long terme.

**Figure 21 – Evolution des capacités de long terme (annuel et mensuel) et comparaison avec le minimum de la CNP J-2 sur l'interconnexion France-Allemagne**



**A l'export,** on constate que l'écart entre les capacités proposées lors des allocations annuelles et le minimum annuel de la CNP reste très important. En effet, en 2006, cet écart a été de 300 MW en 2006 et 350 MW en 2007. Or, malgré cette marge confortable, les GRT ont proposé moins de capacités en annuel en 2008 qu'en 2007. Cependant, il faut rappeler qu'il avait été convenu, avant les premières enchères de 2006, d'attribuer 70 % de la capacité minimale à l'échéance annuelle, 20 % pour le mensuel et 10% pour le journalier. Cette répartition des capacités pourrait être revue afin de mieux correspondre aux besoins exprimés par les acteurs de marché, avec un maximum de capacité allouée aux échéances de long terme. Concernant des enchères mensuelles, on observe que la marge conservée par les GRT, c'est-à-dire l'écart entre le minimum mensuel de la CNP J-2 et les capacités proposées aux enchères de long terme, a été très faible et même parfois négatif. Ceci signifie que les GRT ont alloué aux enchères de long terme toute la capacité qu'il était possible de garantir.

**A l'import,** l'écart entre les capacités proposées en annuel et le minimum annuel de la CNP a été très important : 3 000 MW en 2006 et 1 112 MW en 2007. Comme à l'export, les GRT ont proposé moins de capacités en annuel en 2008 qu'en 2007. Concernant l'allocation mensuelle, contrairement à l'export, la marge conservée par les GRT a été très importante en 2007.

En effet, si la capacité proposée lors des enchères de long terme avaient été égale au minimum mensuel de la CNP J-2, les GRT auraient pu proposer, en moyenne, presque 1 200 MW supplémentaires.

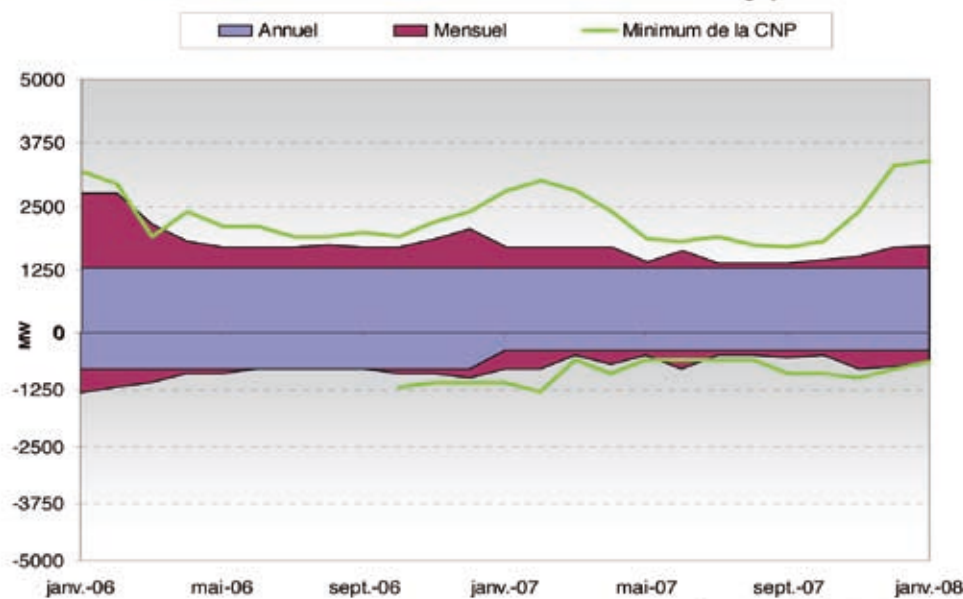
#### *Interconnexion France – Belgique*

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, les GRT allouent la capacité d'interconnexion aux horizons annuel, mensuel et journalier grâce à un mécanisme d'enchères explicites. De plus, depuis le 22 novembre 2006, l'allocation des capacités journalières se fait grâce à un mécanisme de couplage de marchés.

On observe que:

- La capacité « garantie » sur l'interconnexion, qui correspond à la capacité minimale que les gestionnaires de réseaux peuvent assurer tout au long de l'année, a diminué. En 2007, les GRT ont garanti 1 700 MW à l'export tandis que pour l'année 2008, ils ne garantissent plus que 1 600 MW. A l'import, les GRT garantissent pour l'année 2008, 600 MW, soit le même niveau que pour l'année 2007.
- La capacité proposée aux enchères annuelles a diminué à l'import entre 2006 et 2008.

**Figure 22 – Evolution des capacités de long terme (annuel et mensuel) et comparaison avec le minimum de la CNP J-2 sur l'interconnexion France-Belgique**



Source : RTE – Analyse : CRE

A l'export, on peut effectuer le même constat que sur la frontière allemande. En effet, on note que l'écart entre les capacités proposées lors des allocations annuelles et le minimum annuel de la CNP est important (600 MW en 2006 et 400 MW en 2007).

Concernant les allocations mensuelles et journalières à l'export, en 2007, les GRT ont réparti les capacités encore disponibles de la manière suivante :

- Un minimum de 400 MW était réservé pour l'allocation journalière et un minimum de 100 MW à l'allocation mensuelle.
- Tout écart par rapport à ces 500 MW a été réparti à 25 % pour l'allocation mensuelle et à 75 % pour l'allocation journalière.

Cette répartition a conduit à allouer un niveau de capacité de long terme, i.e. en annuel et en mensuel, largement inférieur au minimum de la CNP J-2 observée. Si cette règle n'avait pas été appliquée, les GRT auraient proposé, en moyenne, 730 MW supplémentaires aux enchères mensuelles.

A l'import, en 2007, l'écart entre les capacités proposées lors des allocations annuelles et le minimum de la CNP J-2 annuelle a été de 200 MW.

Par ailleurs, les GRT ont réparti les capacités encore disponibles pour l'allocation mensuelle et journalière de manière équitable (50 % pour le mensuel, 50 % pour le journalier). Comme à l'export, cette règle de répartition a conduit, en général, à allouer un niveau de capacité de long terme inférieur au minimum de la CNP J-2 observé. Si cette règle n'avait pas été appliquée, les GRT auraient proposé, en moyenne, 180 MW supplémentaires aux enchères mensuelles.

De même que sur la frontière allemande, la règle de répartition des capacités entre les différentes échéances pourra être révisée.

#### *Interconnexion France – Angleterre*

Sur cette frontière, la capacité de l'interconnexion est de 2000 MW. En 2007, 90% de ces 2000 MW étaient alloués lors des enchères de long terme (enchères annuelles, mensuelles, saisonnières, trimestrielles). On note qu'entre avril 2005 et février 2006, 97% de la capacité d'interconnexion avait été allouée aux enchères de long terme.

La disponibilité des capacités allouées est soumise à la « target availability » qui se situe entre 95 % et 97 % pour les produits de long terme. Cela signifie que les GRT allouent les capacités avec un degré de fermeté inférieure à celui des capacités sur les interconnexions continentales. L'interconnexion subissant régulièrement des avaries techniques, ce degré de fermeté leur permet de réduire la capacité d'interconnexion sans être soumis à l'obligation d'indemniser les acteurs.

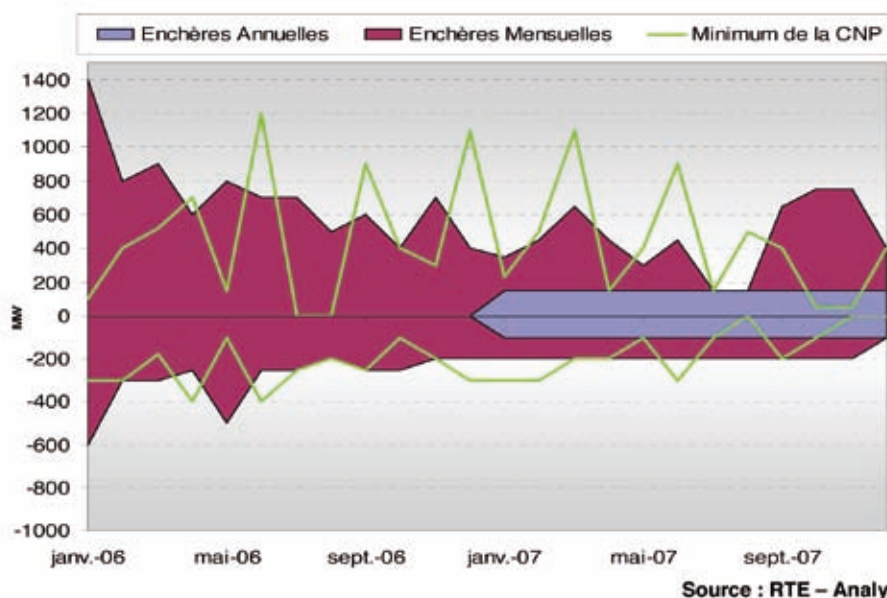
#### *Interconnexion France – Espagne*

Les GRT allouent la capacité d'interconnexion aux horizons annuel (depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007), mensuel (depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006), journalier (depuis le 1<sup>er</sup> février 2006) et infra journalier (depuis le 12 juillet 2006) grâce à un mécanisme d'enchères explicites. On observe que :

- La valeur minimale de la CNP J-2 observée sur une heure dans un mois est très variable et atteint régulièrement la valeur nulle. Il est donc risqué de proposer de la capacité à un horizon de long terme avec un niveau de fermeté élevé.
- La capacité proposée aux enchères de long terme a diminué à l'export comme à l'import entre 2006 et 2008.

La figure 23 compare les capacités proposées lors des enchères de long terme avec le minimum mensuel de la CNP J-2.

**Figure 23 – Evolution des capacités de long terme (annuel et mensuel) et comparaison avec le minimum de la CNP J-2 sur l'interconnexion France-Espagne**





En 2007, à l'export comme à l'import, les capacités proposées aux enchères de long terme ont été soumises à plusieurs contraintes :

- Le produit proposé à l'import pour l'année 2007 était interruptible (63 jours dans l'année) et celui proposé pour l'année 2008 ne couvre que 255 jours sur 366. Cette contrainte peut se justifier car la CNP J-2 observée depuis 2004 a parfois été inférieure à la capacité proposée en annuel, à savoir 100 MW. Cependant, on observe que, depuis 2004, le nombre de jours où la CNP a été très inférieure à 100 MW (valeur de la capacité proposée en annuel) a été au maximum de 18 jours (tableau 21).
- Régulièrement, les capacités proposées lors de l'enchère mensuelle ne sont pas valables tout le mois. Cette contrainte semble également justifiée car la CNP a été fréquemment inférieure à la somme des produits alloués en long terme.

**Tableau 21 – Occurrence de la CNP J-2 inférieure à 100 MW sur l'interconnexion France-Espagne**

	Nombre d'heures où la CNP J-2 < 100 MW	Nombre de jours où la CNP J-2 < 100 MW
2004	283	17
2005	227	14
2006	0	0
2007	34	18

Source : RTE – Analyse : CRE

#### Interconnexion France – Italie

La capacité proposée sur cette interconnexion est très stable et soumise à peu d'aléa. Cette stabilité permet au GRT d'allouer toute la capacité lors des enchères de long terme.

## 6.2. Réductions de capacités et coûts de « redispatching »

Les gestionnaires de réseaux font face, régulièrement, à des situations pendant lesquelles la totalité des capacités de long terme qu'ils ont allouées ne peut pas être physiquement utilisée, car cela mettrait en péril la sécurité du réseau. Cinq outils sont potentiellement à leur disposition pour résoudre ces contraintes :

- *Rachat des capacités par les GRT* : les GRT pourraient participer au marché secondaire comme n'importe quels autres acteurs, ce qui leur permettrait de racheter le « trop-plein » de capacités allouées aux acteurs de marché. Cela suppose, pour les GRT, d'externaliser le service de gestion du marché secondaire, qui devrait nécessairement être offert sous la forme d'un marché organisé anonyme. Cet outil, à l'heure actuelle, n'est pas à la disposition des GRT.
- *Réductions des capacités allouées* : moyennant indemnisation, les détenteurs de capacités de long terme se voient réduire une partie de leurs droits de transferts.
- *Actions de « countertrading » par les GRT en J-1* : les GRT pourraient utiliser les mécanismes d'allocation existants pour réaliser des échanges commerciaux à contresens du différentiel de prix pour lever la contrainte. Cela serait particulièrement facile dans le cadre d'un couplage de marché dans la mesure où ce sont les GRT qui portent les échanges, mais une telle procédure n'est pas actuellement en œuvre.
- *Réaménagement des plans de production ou « redispatching »* : les GRT peuvent activer des offres sur les mécanismes d'ajustement (MA), de part et d'autre de la frontière, de façon à lever les contraintes.
- *Modification de la topologie du réseau* : les GRT peuvent utiliser des transformateurs-déphaseurs, installés sur certaines lignes, qui permettent de réorienter les flux sur le réseau en temps réel ;

Tous ces outils ne sont pas équivalents et n'ont pas la même efficacité pour résoudre les contraintes. Ainsi, le rachat de capacité et les réductions de capacité n'ont de sens que s'ils sont décidés suffisamment en amont – et en tout état de cause



avant l'étape de nomination des capacités de long terme – comme mesure *préventive* pouvant contribuer à garantir la sécurité des réseaux. Dans la mesure où ils ne peuvent avoir qu'un impact indirect sur les flux physiques, sans garantie aucune que la modification des flux physiques engendrée permettra effectivement de lever les contraintes, ces outils ne peuvent, en aucune manière, être considérés comme des solutions curatives de dernier recours pour garantir la sécurité des réseaux.

En revanche, dans la mesure où ils ont un impact direct sur les flux physiques et sur les contraintes, le réaménagement des plans de production et la modification de la topologie du réseau sont les seules actions curatives efficaces susceptibles de garantir la sécurité des réseaux à l'approche du temps réel.

Tous ces outils ont un coût pour les GRT. Par exemple, l'installation de transformateurs-déphaseurs qui servent à modifier la topologie du réseau représente un coût fixe non négligeable. Le « redispatching » a également un coût, celui des offres activées sur le MA (tableau 22). Ces offres doivent être activées par ordre de prix croissant, afin que, conformément au point 1.3 des nouvelles orientations du règlement 1228/2003, les actions prises par les gestionnaires de réseaux soient économiquement efficaces. La méthode utilisée par RTE pour déterminer les coûts provenant des congestions internationales et des congestions internes au réseau français est actuellement en discussion (encadré 7).

**Tableau 22 – Coûts de « redispatching » présentés par RTE pour assurer le niveau des capacités d'interconnexion en 2007**

	Coûts annoncés par RTE (M€)
<b>Allemagne</b>	0,46
<b>Angleterre</b>	0,11
<b>Belgique</b>	0,55
<b>Espagne</b>	0,03
<b>Italie</b>	3,72
<b>Suisse</b>	1,84
<b>Total :</b>	<b>6,72</b>

Source : RTE

**Encadré 7 – Méthode appliquée par RTE pour répartir les coûts de « redispatching »**

Pour ses études, RTE divise son réseau en 7 régions électriques. Ce réseau est relié au reste de l'Europe par 6 interconnexions.

Les coûts de gestion des congestions sont répartis par RTE en coûts de congestions nationales et coûts de congestions internationales. RTE effectue cette répartition au prorata de la somme des coefficients d'influencement<sup>41</sup> des 7 régions et des 6 interconnexions qu'il a calculés. RTE ne tient compte pour ce calcul que des coefficients d'influencement supérieurs à 3 % et aggravant la contrainte.

Les services de la CRE et de RTE discutent l'opportunité de modifier cette méthode de répartition, en calculant, par exemple, un coefficient d'influencement unique pour la France entière et un second coefficient d'influencement unique pour les 6 interconnexions.

41. Le coefficient d'influencement d'un échange x-y, sur un ouvrage z, est le flux de puissance supplémentaire dans l'ouvrage z résultant de l'augmentation du volume d'échange x-y. Ce coefficient est exprimé en %.

De même, les réductions de capacité ont un coût pour les GRT, qui doivent indemniser les acteurs qui perdent leurs droits (tableau 23). Le schéma d'indemnisation actuel sur les interconnexions continentales est la règle dite « des 110 % » : la perte d'un droit de transfert alloué est indemnisée à hauteur de 10% de sa valeur initiale, en sus de son remboursement. La mise en œuvre d'un schéma d'indemnisation à hauteur du différentiel de prix des marchés du jour pour le lendemain est à l'étude (cf. section 1.2 de la partie 2).

**Tableau 23 – Réductions de capacités en 2007 sur les frontières continentales et coût de l'indemnisation**

		Profondeur moyenne des réductions (MW)	Part moyenne de la capacité de long terme	Nombre d'heures concernées dans l'année	Coût de l'indemnisation avec la règle des 110% (k€)	Coût de l'indemnisation au différentiel de prix (k€)
<b>Allemagne</b>	Export	0	0 %	0	0	0
	Import	0	0 %	0	0	0
<b>Belgique</b>	Export	0	0 %	0	0	0
	Import	0	0 %	0	0	0
<b>Espagne</b>	Export	141	55 %	266	175	66
	Import	128	75 %	230	930	1 944
<b>Italie</b>	Export	980	37 %	5	106	179
<b>Total :</b>					<b>1 211</b>	<b>2 189</b>

Sources : RTE, Powernext, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

Sur la frontière espagnole, en plus des réductions de capacités dans le sens de l'import, le produit annuel a également été interrompu pendant 456 heures en 2007. Dans la mesure où elles étaient prévues et précisément annoncées dans les spécifications d'enchères, ces interruptions n'ont pas donné lieu à une indemnisation. Les motifs des réductions « non programmées » étaient principalement liés à des travaux sur les réseaux internes de RTE ou de REE, ou à une faible marge de production en Espagne. Dans le cas des interruptions du produit annuel non indemnisées, il s'agissait de travaux sur les lignes d'interconnexion.

Sur la frontière italienne, les quelques réductions qui ont eu lieu étaient dues à des travaux sur le réseau de RTE.

Sur la frontière anglaise, le mécanisme est radicalement différent de la simple règle au forfait de 110 % appliquée sur les autres frontières françaises. Aussi les spécificités de la gestion des congestions sur l'interconnexion France – Angleterre, listées ci-dessous, empêchent-elles de réaliser des analyses similaires à celles réalisées sur les autres frontières françaises :

- *la fermeté des produits n'est pas garantie* : les capacités allouées aux différentes échéances de temps sont assorties d'un taux de disponibilité cible défini dans les spécifications d'enchères ;
- *les capacités de long terme et journalières ne sont pas nominées fermement* : les acteurs indiquent aux GRT en J-1 leur intention de nommer les capacités acquises et peuvent modifier leurs nominations à chacun des 6 guichets infra-journaliers, dans la limite des « intraday transfer limits » définies par les gestionnaires de l'interconnexion (RTE côté français et National Grid Interconnector Licence ou NGIL côté anglais) ;
- *les réductions des capacités peuvent survenir en temps réel*.

Sur cette base, RTE et NGIL calculent ex post la disponibilité réelle de chaque type de capacité pour chaque acteur de marché. L'impact d'une réduction sur les capacités de long terme et de court terme est donc différent d'un acteur à l'autre selon les capacités détenues par l'acteur et les nominations qu'il a réalisées.

Les GRT comparent ensuite le taux de disponibilité réel des capacités de chaque acteur au taux de disponibilité cible défini pour chaque type de capacité acquise.

Lorsque la disponibilité réelle des capacités s'avère inférieure à la cible, les détenteurs de capacité se voient rembourser par les gestionnaires de réseaux la capacité réduite au-delà de ce qui était annoncé, sur la base du prix qu'ils ont payé pour la capacité. Inversement, lorsque la disponibilité réelle des capacités s'avère supérieure à la cible, c'est aux détenteurs de capacité de rémunérer le GRT pour la capacité supplémentaire qu'il a utilisée.

Chaque gestionnaire de l'interconnexion est en charge du calcul de la facture de réconciliation dans un sens de l'interconnexion. Pour l'année 2007, dans le sens de l'export vers l'Angleterre, 483 k€ ont été versés aux acteurs (tableau 24). Dans le sens de l'import, le montant de l'indemnisation versé aux acteurs s'élève à 795 k€.

**Tableau 24 – Réductions de capacités en 2007 sur l'interconnexion France-Angleterre et coût de l'indemnisation <sup>42</sup>**

	Profondeur moyenne des réductions (MW)	Nombre d'heures concernées dans l'année	Indemnisation des acteurs (k€)
Export	618	1 713	483
Import	632	2 391	795

Source : RTE – Analyse : CRE

### 6.3. Annulations d'enchères

D'après les informations transmises par RTE, les seules annulations d'enchères ont été observées sur la plate-forme ARIBA pour des enchères journalières, suite à des problèmes liés au système d'information.

**Tableau 25 – Annulations d'enchères explicites journalières en 2007**

		Nombre d'enchères journalières annulées
Allemagne	Export	2
	Import	0
Angleterre	Export	0
	Import	0
Espagne	Export	7
	Import	6
Italie	Export	3
	Import	0
Total :		18

Source : RTE – Analyse : CRE

42. Une avarie matérielle a conduit à une limitation de la capacité uniquement dans le sens Angleterre-France aux mois de juillet et août ; en conséquence les réductions ne sont pas symétriques au titre de l'année 2007.

#### 6.4. Coût de l'absence de « netting » sur l'interconnexion avec la Belgique

Le « netting » des capacités de long terme permet de réallouer, aux enchères journalières, la capacité de long terme nominée dans la direction opposée. Le « netting », qui est une exigence du règlement 1228/2003, est appliqué sur toutes les interconnexions françaises continentales, excepté sur l'interconnexion France – Belgique.

Sur cette interconnexion, les capacités de long terme sont très utilisées dans le sens de l'export vers la Belgique (856 MW en moyenne). Lorsque les prix sur Powernext et Belpex sont favorables aux imports vers la France (environ 253 heures dans l'année 2007, soit 4 % du temps), l'absence de « netting » ne permet pas de faire réallouer ces capacités via le couplage des marchés. Il en résulte une perte sociale. On peut l'estimer en multipliant la capacité qui n'a pas été proposée par le différentiel de prix, quand il était favorable à l'utilisation de cette capacité. De même que pour l'évaluation de la perte sociale liée à l'absence d'enchères implicites (section 3.4), ce calcul ne tient pas compte de la résilience des prix, ce qui surestime la perte sociale réelle. D'après cette estimation, la perte sociale due à l'absence de « netting » sur l'interconnexion France – Belgique s'élève à près de 1,7 millions d'euros pour l'année 2007 (tableau 26).

**Tableau 26 – Perte sociale liée à l'absence de « netting » sur France-Belgique en 2007**

	Capacité moyenne non proposée (MW)	Estimation de la perte sociale (k€)
Export	35	16
Import	856	1 649
<b>Total :</b>		<b>1 664</b>

Sources : RTE, Powernext, Belpex – Analyse : CRE

# Partie 2 :

## Mécanismes cibles et prochains développements

Pour chaque échéance de temps (long terme, journalier, infra-journalier et ajustement), les mécanismes cibles, qui font consensus auprès de l'ensemble des régulateurs européens, sont exposés ici, et une liste des principales questions encore en débat est dressée. L'état d'avancement, dans les différentes initiatives régionales, de la mise en œuvre de ces mécanismes est également décrit.

### 1. Allocation des capacités de long terme

#### 1.1. Mécanisme cible

Le mécanisme cible, pour l'allocation des capacités de long terme, est un mécanisme d'enchères explicites harmonisé sur toute l'Europe :

- jeu de règles unique,
- produits identiques sur toutes les interconnexions,
- interface unique pour les participants.

A l'heure actuelle, ne serait-ce que sur les frontières françaises, on constate :

- un jeu de règles différent sur chaque interconnexion, par exemple en termes d'indemnisation des réductions de capacité (voir section 6.2 de la partie 1),
- des produits alloués différents, par exemple en termes d'échéance (des produits trimestriels et saisonniers sont proposés uniquement sur France-Angleterre), ou de fermeté (la capacité annuelle sur France-Espagne était interruptible en 2007),
- des interfaces spécifiques pour l'interconnexion France-Angleterre et pour l'interconnexion France-Allemagne dans le sens de l'import, alors que l'allocation des capacités sur les autres frontières françaises est effectuée via une même interface (ARIBA).

#### 1.2. Questions ouvertes

Certains principes relatifs aux règles d'accès aux capacités de long terme font encore débat :

##### • Fermeté des capacités

##### *Capacités de long terme, avant la nomination*

Parce que les capacités de long terme allouées par les gestionnaires de réseaux ont un rôle majeur dans le développement de la concurrence et la construction du marché européen de l'électricité, leur disponibilité doit être maximale. Pour autant, les gestionnaires de réseaux ne peuvent pas garantir que les capacités qu'ils ont vendues à un horizon annuel ni même mensuel seront physiquement disponibles chaque jour. Les GRT disposent d'outils pour pallier ce type de situations (cf. section 6.2 de la partie 1). Ainsi, lorsque les GRT n'ont pas la possibilité de racheter, via le marché secondaire, l'excès de capacités déjà allouées, ils peuvent choisir, par exemple, de réduire, en amont de leur nomination, les capacités allouées sur le long terme.

Conformément au règlement 1228/2003, toute réduction de capacités doit être indemnisée, sauf si la cause relève de la force majeure (dans ce cas, un simple remboursement est effectué). Actuellement, sur les frontières françaises continentales, le schéma d'indemnisation est fondé sur le prix initial de la capacité réduite : le détenteur de capacité qui n'aura pas pu utiliser son droit reçoit comme indemnité 10% du prix initial de la capacité, en sus de son remboursement (règle « des 110 % »).

**Ce schéma d'indemnisation ne reflète pas le coût réel des réductions subies par les utilisateurs des interconnexions.** En effet, un acteur qui comptait réaliser un transfert d'énergie d'un Etat membre A vers un Etat membre B, via une capacité de long terme, devra, si sa capacité est réduite, vendre son énergie sur le marché A et acheter la même quantité sur

le marché B. Ainsi, la perte qu'il subit, pour chaque mégawatt-heure réduit, est le différentiel de prix entre le marché B et le marché A. Le schéma d'indemnisation des réductions devrait donc être basé sur ce différentiel afin de tenir compte de la perte directe causée aux acteurs. Ainsi, si la fermeté physique des capacités ne pouvait être assurée, leur fermeté « financière » le serait, rendant les réductions de capacités neutres, sur le plan financier, pour les acteurs de marché concernés.

L'exemple exposé dans l'encadré 8 illustre bien l'importance de garantir la fermeté des capacités de long terme pour les acteurs de marché (diminution du risque lié aux échanges transfrontaliers).

**Encadré 8 – Exemple illustrant l'importance pour les acteurs de marché d'avoir des capacités financièrement fermes**

Considérons deux zones de marchés, et un acteur qui :

- achète de l'électricité dans la zone 1, au travers d'un produit mensuel, pour 40 €/MWh,
- vend de l'électricité dans la zone 2, au travers d'un produit mensuel, pour 45 €/MWh,
- achète aux enchères un droit mensuel de capacité de la zone 1 vers la zone 2, pour 4 €/MWh.

Pour chaque heure du mois, cet acteur va donc réaliser un profit minimal de 1 €/MWh. Ce profit peut être plus élevé s'il effectue des arbitrages au jour le jour durant ce mois.

On peut raisonnablement supposer qu'une réduction de la capacité mensuelle de la zone 1 vers la zone 2, en créant un excès d'énergie dans la zone 1 et un déficit dans la zone 2, provoque une augmentation du différentiel de prix entre les deux zones, avec par exemple des prix à 35 €/MWh dans la zone 1 et 90 €/MWh dans la zone 2. L'acteur qui ne peut plus utiliser, au moins en partie, son droit de transfert mensuel, devra, pour ne pas être en écart :

- revendre dans la zone 1 la quantité correspondant à sa capacité réduite (à 35 €/MWh),
- racheter dans la zone 2 cette même quantité (à 90 €/MWh).

Dans ce cas, avec une indemnisation au différentiel de prix, le profit de l'acteur pendant chaque heure où la réduction a lieu est exactement son profit minimum initial, soit ici 1 €/MWh. En revanche, avec la règle des 110 %, l'acteur reçoit 4,40 €/MWh d'indemnisation, alors qu'il subit une perte de 54 €/MWh.

Par ailleurs, il est important de noter que **les utilisateurs des interconnexions ne sont en général pas à l'origine des réductions de capacité**, qui sont très souvent le fait de défaillances imprévues des moyens de production ou des éléments de réseau. Dans ces conditions, il peut sembler injuste de laisser les utilisateurs des interconnexions supporter le risque de réduction des capacités.

De plus, **cette fermeté financière est indispensable pour le développement de la concurrence, dans la mesure où elle facilitera l'accès aux interconnexions des plus petits acteurs.**

Enfin, **la garantie de la fermeté financière des capacités aurait également un impact positif sur les revenus d'enchères.** En effet, l'indemnisation au différentiel de prix fournit une sécurité financière aux acteurs de marché, qui pourra se traduire par une baisse de la prime de risque qu'ils appliquent quand ils achètent la capacité d'interconnexion aux enchères.

Pour tous les avantages que la fermeté financière présente, une mutualisation dans le tarif des coûts supportés par les GRT pour garantir cette fermeté paraît justifiée.

Toutefois, force est de constater que l'indemnisation au différentiel de prix rencontre une opposition très nette de la part des GRT, et des interrogations de la part de certains régulateurs européens.

Du côté des régulateurs, cette réticence tient certainement à la difficulté de bien appréhender le risque financier associé à une mutualisation des coûts de la fermeté dans le tarif d'utilisation des réseaux. En particulier, la forte volatilité des prix de marché et l'ampleur que peuvent parfois prendre les différentiels de prix peuvent faire craindre de faire supporter aux utilisateurs du réseau un risque trop important (voir encadré 9 sur ces risques).



Du côté des GRT, cela tient vraisemblablement au cadre de régulation qui ne leur apporte peut-être pas les garanties suffisantes sur le fait que les coûts qu'ils auraient à supporter pour garantir la fermeté des capacités seraient bien couverts par le tarif d'accès au réseau. Dès lors, et dans la mesure où les dispositions légales ne les obligent pas formellement à garantir cette fermeté, on peut aisément comprendre que certains GRT refusent de mettre en place un tel schéma d'indemnisation au différentiel de prix.

Quoiqu'il en soit, la question du transfert de risque des utilisateurs des interconnexions vers l'ensemble des utilisateurs du réseau doit être considérée avec soin. La mise en place d'un schéma d'indemnisation au différentiel de prix avec, par exemple, un plafond sur le différentiel de prix ou sur la durée de la période d'indemnisation pourrait peut-être permettre de débloquer la situation en rassurant les régulateurs sur les risques d'une prise en charge par le tarif des coûts de la fermeté.

**Encadré 9 – Ne surestime-t-on pas les risques réels liés à la mise en place d'un schéma d'indemnisation au différentiel de prix ?**

Dans un premier temps, il convient de rappeler que le nombre de réductions de capacités est très faible sur les interconnexions françaises (voir tableau 23, section 6.2 de la partie 1).

Sur la frontière espagnole, où les réductions sont les plus fréquentes, le coût de l'indemnisation au différentiel de prix aurait été moins élevé, à l'export, que celui de l'indemnisation à 110 % (66 k€ contre 175 k€). Sur cette même interconnexion, dans le sens de l'import, le coût de l'indemnisation au différentiel de prix (1,9 M€) aurait en revanche nettement dépassé celui de l'indemnisation à 110 % (930 k€). Mais cela est à mettre en perspective avec la rente de congestion totale sur cette interconnexion (65 M€), et avec l'augmentation probable du revenu des enchères grâce à ce schéma d'indemnisation.

Il convient également de rappeler que, hormis sur l'interconnexion France – Italie où la capacité maximale est allouée lors des échéances de long terme, les GRT conservent une partie des capacités disponibles tout au long de l'année pour l'échéance journalière. Si l'on ajoute à cela que les GRT prennent nécessairement des marges de sécurité dans le calcul des capacités, qu'il n'existe pas, aujourd'hui, de mécanismes incitant les GRT à maximiser les capacités, et, enfin, qu'en vertu du point 2 de l'article 6 du règlement 1228/2003, les réductions de capacité doivent intervenir en dernier recours, les réductions devraient continuer à rester relativement limitées.

Par conséquent, le risque financier associé à une mutualisation dans le tarif d'un schéma d'indemnisation au différentiel de prix de marché, est relativement faible.

*Capacités journalières et programmes d'échange*

Plus on est proche du temps réel, moins les mesures de réduction de capacité opérées par les GRT ont un impact sur les flux physiques. En effet, une réduction annoncée tardivement ne laisse pas la possibilité aux acteurs de marché de rééquilibrer leurs positions de part et d'autre de la frontière concernée, et donc de participer à la sécurité des réseaux.

Habituellement, les GRT estiment que la limite à partir de laquelle les réductions n'ont plus d'intérêt se situe avant la fixation des prix sur les marchés organisés de la veille pour le lendemain. C'est pourquoi les capacités allouées en J-1 ainsi que les programmes d'échange (c'est-à-dire, les capacités nominées) sont fermes, sur une majorité des interconnexions européennes parmi lesquelles la majorité des interconnexions françaises.

De plus, dans le cadre d'une allocation implicite des capacités journalières, la fermeté des programmes d'échange est indispensable. En effet, si la capacité qui a été allouée et automatiquement nominée lors de la fixation des prix sur les bourses doit être réduite, cela implique :

- *Soit que les bourses supportent ce risque de réduction* : dans ce cas, elles doivent être prêtes à refaire une fixation des prix en urgence, annulant ainsi toutes les transactions effectuées sur chaque marché national ; en effet, le principe d'un couplage fait que l'on ne peut pas identifier les transactions participant aux échanges transfrontaliers et celles qui relèvent d'échanges nationaux.
- *Soit que les GRT supportent ce risque* : dans ce cas, ces derniers doivent assurer la sécurité des réseaux par des actions de « redispatching ».

Le premier cas étant inacceptable pour les bourses, ce sont les GRT qui sont naturellement amenés à supporter ce risque ; c'était d'ailleurs l'une des conditions au démarrage du couplage des marchés trilatéral entre la France, la Belgique et les Pays-Bas. Alors, afin d'assurer un traitement non discriminatoire entre les différents types d'échanges, les GRT doivent également assurer la fermeté des capacités de long terme dès qu'elles sont nommées.

#### *Dans tous les cas*

Dans le but de faciliter les échanges d'électricité et l'intégration des marchés, la fermeté des capacités doit être assurée par les gestionnaires de réseaux, qu'il s'agisse de fermeté physique ou, à défaut, de fermeté financière.

**Comment évaluer le risque financier associé à une mutualisation des coûts de la fermeté des capacités ?**

**Comment inciter les GRT à réaliser le bon arbitrage entre niveau des capacités et coût de la fermeté ?**

**Comment améliorer la confiance de l'ensemble des parties prenantes dans les références de prix issues des marchés organisés, sur lesquelles se fonderait une indemnisation au différentiel de prix ?**

**La fixation de plafonds sur le coût d'indemnisation (plafond sur le niveau du différentiel de prix et/ou sur la durée d'indemnisation et/ou sur le montant total d'indemnisation) pourrait-elle constituer une étape transitoire acceptable pour les acteurs de marché et les GRT ? Si oui, à quel niveau fixer ces plafonds ?**

#### • Droits physiques ou financiers

A l'heure actuelle, les GRT allouent des droits physiques : les détenteurs de ces droits utilisent eux-mêmes la capacité d'interconnexion sous-jacente (étape de nomination). Des droits financiers pour les capacités de long terme permettraient au contraire à leurs détenteurs de recevoir le prix de l'enchère journalière, par laquelle la totalité de la capacité physique serait allouée. Dans le cas d'un couplage des marchés du jour pour le lendemain, cela revient à vendre un produit de couverture contre le différentiel de prix entre les marchés organisés.

Les droits financiers présentent plusieurs avantages, notamment dans le cas où un couplage des marchés du jour pour le lendemain est en place :

- Le débat sur la répartition des capacités entre les échéances de long terme et le journalier n'aurait plus d'objet, puisque, à chaque échéance de temps, la capacité maximale disponible serait allouée – sous la forme de produits financiers dans le cadre des échéances de long terme et sous la forme de produits physiques dans le cadre de l'échéance journalière.
- L'étape quotidienne de nomination des capacités de long terme n'aurait plus lieu. Pour les GRT, les calculs liés au « netting » et au « use-it-or-lose-it » ne seraient plus nécessaires. Pour les acteurs de marché, notamment ceux ayant des ressources particulièrement limitées, la participation au marché de capacités serait facilitée.
- Le mécanisme de revente sur demande des capacités de long terme en journalier serait également inutile.
- Le phénomène de nominations à contresens du différentiel de prix disparaîtrait automatiquement.
- Enfin, la liquidité des marchés organisés du jour pour le lendemain augmenterait, augmentant la fiabilité de la référence de prix qu'ils fournissent.

Dans le cas d'un couplage des marchés du jour pour le lendemain, cette financiarisation des droits de long terme présenterait un inconvénient pour les acteurs de marché : le passage par les marchés organisés, et donc, le coût de transaction qu'ils pratiquent, seraient obligatoires pour tout acteur voulant réaliser des échanges transfrontaliers. A l'heure actuelle, le montant des coûts de transaction appliqués par les bourses est libre. Ce montant est très variable d'un marché à l'autre.

Ainsi, les acteurs de marché se montrent, encore aujourd'hui, quelque peu réticents à la financiarisation des produits de long terme. Ils privilégient la mise en place d'un mécanisme de revente des capacités de long terme en journalier appliqué de manière systématique (ou « use-it-or-get-paid-for-it ») qui leur laisserait le choix entre une utilisation physique ou financière de leurs droits.

**Le surcoût, pour les acteurs de marché, qu'impliquerait la transformation des capacités de long terme en produits financiers (passage obligatoire par les marchés organisés), n'est-il pas largement compensé par les économies associées à la simplification des procédures d'accès aux interconnexions et à l'augmentation de la liquidité sur les marchés organisés ?**

**La transformation des capacités de long terme en produits financiers n'est-elle pas un moyen efficace d'augmenter la liquidité sur les marchés organisés, et, par conséquent, la confiance dans les références de prix ?**

### • Marchés secondaires

Les capacités de long terme acquises aux enchères peuvent dorénavant être transférées entre acteurs, sur toutes les interconnexions de la France avec les autres Etats membres (section 2.3 de la première partie). Cette possibilité de revendre les capacités acquises au marché « primaire » était très demandée par les acteurs. Elle a pourtant été peu utilisée en 2007.

La mise en œuvre d'un marché organisé et anonyme serait un moyen de rendre les transferts de capacités plus aisés pour les acteurs. Cela permettrait aussi, indirectement, d'avoir une meilleure valorisation et une meilleure utilisation des capacités de long terme. Enfin, elle donnerait aux GRT un outil supplémentaire pour garantir la fermeté des capacités (rachat des capacités).

La mise en œuvre d'un tel projet nécessiterait des évolutions importantes du système d'information des gestionnaires de réseaux, ce qui serait coûteux en termes de temps et de ressources. Dans l'hypothèse où les capacités de long terme seraient vendues sous la forme de droits financiers, ou bien de droits physiques avec un mécanisme « use-it-or-get-paid-for-it », mettre en œuvre un marché secondaire organisé et anonyme est-il vraiment nécessaire ? Serait-il réellement plus utilisé qu'actuellement ? La publication du nom des détenteurs de capacité primaire, comme cela est fait sur l'interconnexion France – Italie, serait un moyen de développer les transferts de capacités.

**Hormis le rachat de capacités par les GRT pour éviter les réductions, la valeur ajoutée d'un marché secondaire organisé et anonyme est-elle suffisante pour attribuer un niveau de priorité élevé à un tel projet ?**

**De quelle flexibilité supplémentaire souhaitent bénéficier les acteurs de marché ?**

**Pourquoi certains acteurs de marché refusent-ils la publication du nom des détenteurs des capacités sur les interconnexions françaises (hormis l'interconnexion France – Italie) ?**

### • Etendue des plates-formes d'enchères

Pour une simplification et une efficacité maximales de l'allocation des capacités de long terme, la plate-forme d'enchères devrait couvrir la zone la plus large possible : à terme, la totalité des interconnexions européennes sur lesquelles des capacités de long terme sont allouées.

A l'heure actuelle, aucun projet à cette échelle n'est envisagé, les projets en cours étant limités à des échelles régionales (voir section suivante). Du point de vue français, l'implication dans quatre initiatives régionales devrait donc conduire RTE à participer au développement de quatre plates-formes d'enchères différentes.

Idéalement, les règles d'enchères et la plate-forme d'allocation qui sont les plus abouties dans une région devraient être adoptées dans les autres régions, afin de minimiser les coûts de développement pour les gestionnaires de réseaux et simplifier les démarches des acteurs de marché. Bien entendu, cela requerrait que les règles puissent convenir aux régulateurs, gestionnaires de réseaux et acteurs de marché, soient compatibles avec les architectures de chaque marché, et que la gouvernance de la plate-forme initiale soit suffisamment souple pour permettre les évolutions nécessaires.

**Doit-on multiplier les projets dans toutes les régions, ou bénéficier des avancées de l'une pour économiser des ressources dans les autres ?**

### 1.3. Etat d'avancement dans les initiatives régionales

Dans la région Centre – Ouest, un projet ambitieux est en cours avec la création d'une entité commune aux sept gestionnaires de réseaux impliqués<sup>43</sup> (« CASC » pour « Capacity Allocation Service Centre »), dont l'objet est l'allocation par une interface unique de toutes les capacités de long terme au sein de la région Centre – Ouest. Cette interface devrait être opérationnelle dès les prochaines enchères annuelles (fin 2008). Elle remplacera les trois interfaces<sup>44</sup> actuellement utilisées au sein de la région Centre – Ouest. Que l'interface régionale soit opérationnelle à temps ou non, l'allocation des capacités de long terme devra être effectuée selon un jeu de règles unique, auquel les gestionnaires de réseaux et les régulateurs travaillent actuellement, en lien étroit avec les utilisateurs des interconnexions.

Dans la région Centre – Sud, un important effort d'harmonisation a été entrepris en 2007, permettant ainsi à l'allocation des capacités relatives à l'année 2008 d'être effectuée selon un seul jeu de règles, avec cependant encore de nombreuses spécificités sur chaque frontière. Cet effort d'harmonisation et d'amélioration des règles est poursuivi en 2008.

Dans la région France – Royaume-Uni – Irlande, un travail d'amélioration des mécanismes de gestion des congestions, débuté en 2007, se poursuit en 2008. Pour ce faire, les gestionnaires de l'interconnexion, NGIL côté anglais et RTE côté français, développent un nouveau système d'information (i.e. plate-forme d'enchères) pour l'allocation, l'utilisation, la gestion et la facturation des capacités de l'interconnexion France – Angleterre. Les objectifs poursuivis sont :

- la mise en conformité avec les nouvelles orientations du règlement 1228/2003 (mise en place d'un mécanisme d'allocation en infra-journalier, allocation de produits au pas horaire à l'horizon journalier, nominations fermes des produits de long terme, application des règles de « netting », et de « use-it-or-sell-it » ou « use-it-or-lose-it »),
- l'harmonisation avec les mécanismes en vigueur en Europe continentale (schéma d'indemnisation en cas de réductions de capacité, règle d'enchère au prix marginal, suppression des limites de transfert infra-journalières et simplification des règles).

Dans la région Sud – Ouest, la mise en place d'une plate-forme régionale pour l'allocation des produits de long terme est en discussion entre régulateurs et gestionnaires de réseaux. Une allocation de produits annuels, trimestriels et mensuels va prochainement être mise en place sur l'interconnexion Espagne – Portugal, toute la capacité étant actuellement allouée en journalier par un « market splitting ».

## 2. Allocation des capacités journalières

### 2.1. Mécanisme cible

L'allocation implicite des capacités journalières, simultanément aux transactions d'énergie, permet leur utilisation optimale en fonction des prix des différents marchés. Ainsi, le mécanisme cible qui fait consensus en Europe est le couplage des marchés nationaux du jour pour le lendemain (« market coupling »), voire la fusion de ces marchés, avec des zones de prix distinctes en fonction des congestions (« market splitting »).

De plus, concernant le calcul des capacités mises à disposition du couplage, la méthode dite « flow-based » permettrait une meilleure utilisation des réseaux interconnectés, en tenant compte de l'impact des flux transfrontaliers globaux sur les lignes en contrainte, par opposition à la méthode dite « ATC-based » utilisée actuellement.

### 2.2. Questions ouvertes

En sus des questions techniques en discussion, relatives à la conception des algorithmes et à la modélisation des réseaux, des questions d'ordre plus général sont encore irrésolues.

43. EnBW, E.ON et RWE pour l'Allemagne, Cegedel pour le Luxembourg, Elia pour la Belgique, TenneT pour les Pays-Bas et RTE pour la France.

44. ARIBA sur l'interconnexion France – Belgique ainsi que pour l'export sur l'interconnexion France – Allemagne, une plate-forme gérée par RWE pour l'import depuis l'Allemagne, et « TSO Auction Office » pour les frontières des Pays-Bas avec la Belgique et l'Allemagne.

### • Compatibilité et ordre des projets de couplage

Plusieurs projets sont menés en parallèle en Europe pour développer l'allocation implicite des capacités journalières.

Le manque de coordination entre ces projets pose, entre autres, des problèmes liés à l'enchaînement des algorithmes. En effet, si une zone gérée par « market splitting » interne (comme le Nordpool, l'Italie ou la péninsule ibérique) est couplée à une autre zone, les deux algorithmes (celui du « coupling » et celui du « splitting ») ne pourront tourner simultanément, car les résultats de l'un (prix de chaque zone et volumes échangés entre les zones) sont les entrées de l'autre, et réciproquement. Ainsi, il faut déterminer, de manière arbitraire, un ordre dans lequel les algorithmes doivent être effectués. Quel que soit cet ordre, l'enchaînement séquentiel des algorithmes induit une utilisation sous-optimale des capacités, avec, par exemple, des flux effectués à contresens du différentiel de prix.

Il en est de même dans le cas d'un couplage entre deux zones déjà gérées par « market coupling »

La solution idéale, pour mettre en œuvre une méthode implicite sur plusieurs zones, serait de n'utiliser qu'un seul algorithme pour l'ensemble des zones, qu'il s'agisse d'un « coupling » (une bourse par zone) ou d'un « splitting » (une bourse unique). Mais cela impliquerait une concertation entre toutes les parties prenantes, à l'échelle européenne.

**Comment coordonner, au niveau interrégional ou européen, les différents projets de couplage en cours ? Sur le plan opérationnel, comment gérer efficacement l'interaction des deux prochains couplages de marché, comme celui qui regroupera la France, le Benelux et l'Allemagne, et celui qui liera l'Allemagne au Danemark ?**

**Quelle priorité donner aux différents projets de couplage ? Sur quels critères ?**

### • Statut des bourses de l'électricité

Comme déjà évoqué dans le cadre des droits financiers de transfert, la mise en œuvre d'un couplage de marchés donne aux bourses de l'électricité le monopole des échanges transfrontaliers du jour pour le lendemain. La multiplication des projets de couplage, ainsi que le rôle majeur que les marchés organisés sont amenés à jouer dans la gestion des échanges transfrontaliers, pose donc la question du statut des bourses. Ces dernières peuvent-elles continuer à opérer dans un marché concurrentiel, comme c'est aujourd'hui le cas de plusieurs d'entre elles, ou doit-on, au contraire, faire évoluer leur statut pour permettre une régulation ex ante, comme c'est le cas de la bourse opérant sur le marché scandinave, Nordpool ? Par ailleurs, il convient de s'interroger sur la manière d'inciter les marchés organisés, qui opèrent dans un marché a priori concurrentiel, à accélérer la mise en œuvre des projets de couplage.

**Comment concilier le développement des projets de couplage, impliquant naturellement les bourses, et leur statut actuel ?**

**Des modifications du cadre de régulation des bourses sont-elles souhaitables ? Le cas échéant, lesquelles ?**

## 2.3. Etat d'avancement dans les initiatives régionales

Dans la région Centre – Ouest, un projet ambitieux de « flow based market coupling » est en cours, étendant à l'Allemagne le « trilateral market coupling » entre la France, la Belgique et les Pays-Bas. Il devrait être mis en œuvre dès le début de l'année 2009. Parallèlement à ce projet régional, un couplage entre l'Allemagne et le Danemark est prévu dans les mois à venir, étendant à l'ensemble de cette interconnexion le couplage réalisé sur le câble « Kontek » entre la partie insulaire du Danemark et la zone de contrôle du gestionnaire de réseau allemand Vattenfall. De plus, un autre projet de couplage est en cours sur le câble « NorNed » entre les Pays-Bas et la Norvège.



Dans la région Centre – Sud, un plan d’actions a été proposé par les gestionnaires de réseaux et les bourses pour étudier la faisabilité des méthodes implicites dans cette région. Dans ce cadre, les différences actuelles d’architecture de marché faisant obstacle à la mise en œuvre d’un couplage seront étudiées : par exemple, la différence d’heures de clôture des marchés organisés (9 heures en Italie, et, en principe, 12 heures en France), ou la compatibilité d’un couplage avec le « market splitting » actuel en Italie.

Dans la région Sud – Ouest, deux études présentées par les GRT de la région et l’OMEL analysent les obstacles potentiels à la mise en place d’un couplage entre le marché ibérique<sup>45</sup> et le marché Centre – Ouest. Au-delà de l’harmonisation nécessaire de l’heure de clôture des bourses (à 10 heures sur MIBEL et, en principe, à 12 heures sur Centre – Ouest), un obstacle à la mise en place du couplage de marché pourrait résider dans le type des offres existant sur chacun des deux marchés : sur Powernext et les autres bourses de la région Centre – Ouest, les acteurs soumettent des offres simples reliant des prix à des quantités ou des ordres bloc à prix limite ; en revanche sur le MIBEL les acteurs soumettent des offres dites complexes précisant les caractéristiques physiques d’une offre. (par exemple, condition de gradient de production).

Dans la région France – Royaume Uni – Irlande, ce sont davantage les différences de « design » entre les deux marchés et notamment l’absence de référence de prix horaire déterminé la veille pour le lendemain sur le marché anglais qui limitent actuellement les possibilités de couplage des deux marchés. Rappelons que la mise en place du NETA en 2001 avait pour principal objectif de passer du système du pool obligatoire avec une fixation des prix en J-1 à un système où davantage d’échanges se feraient en bilatéral. Ainsi seuls des prix OTC de base ou de pointe sont publiés par exemple sur APX Power UK ou Platts.

### 3. Allocation des capacités infra-journalières

#### 3.1. Mécanisme cible

Le principe qui fait consensus en Europe pour les capacités infra-journalières est une allocation des capacités implicite, de préférence effectuée en continu, par opposition aux guichets d’allocation explicite actuels.

A l’heure actuelle, un acteur français qui doit rééquilibrer sa position après la clôture du marché organisé du jour pour le lendemain, peut :

- s’approvisionner sur le marché infra-journalier français,
- ou bien, s’il souhaite s’approvisionner sur un marché voisin :
  - réaliser un échange d’énergie dans le marché voisin sur une plate-forme de « trading » (marchés organisés, brokers) ou bien en cherchant directement une contrepartie,
  - participer au mécanisme d’allocation de la capacité infra-journalière entre les deux marchés, lors d’un guichet d’allocation ou d’une enchère explicite selon les frontières (cf. section 4.1 de la première partie),
  - nommer la capacité qu’il aura ainsi acquise à un guichet de nomination.

Une plate-forme d’allocation implicite et continue des capacités permettrait de simplifier considérablement ces démarches. Les différents modèles possibles sont détaillés ci-dessous.

45. MIBEL, marché commun à l’Espagne et au Portugal mis en place le 1<sup>er</sup> juillet 2007, dans lequel la gestion des congestions fonctionne sur la base d’un « market splitting ».



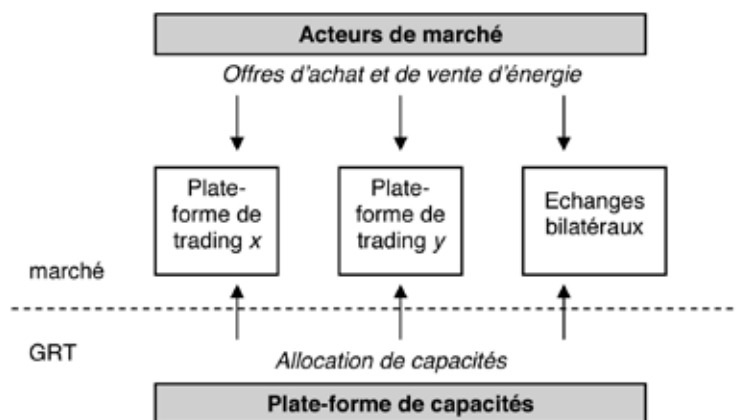
### 3.2. Questions ouvertes

#### • La gestion des échanges d'énergie

Plusieurs modèles sont possibles pour la gestion des échanges d'énergie. Dans un premier modèle, les GRT allouent la capacité en continu à différentes plates-formes de « trading », voire directement aux acteurs qui effectuent des échanges bilatéraux, dès qu'une transaction d'énergie est effectuée (figure 24).

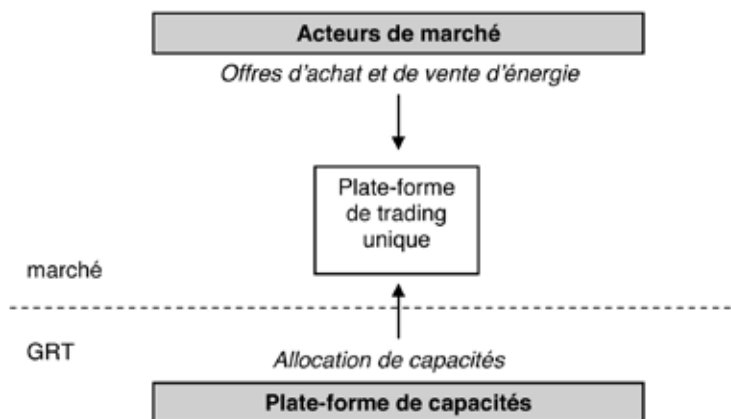
Ce modèle présente l'avantage de laisser la concurrence opérer entre les plates-formes de « trading », les GRT ne gérant que l'allocation des capacités. L'inconvénient est le risque de faible liquidité sur chacune des plates-formes.

**Figure 24 – Le modèle d'échanges infra-journaliers avec plusieurs plates-formes de « trading » en concurrence**



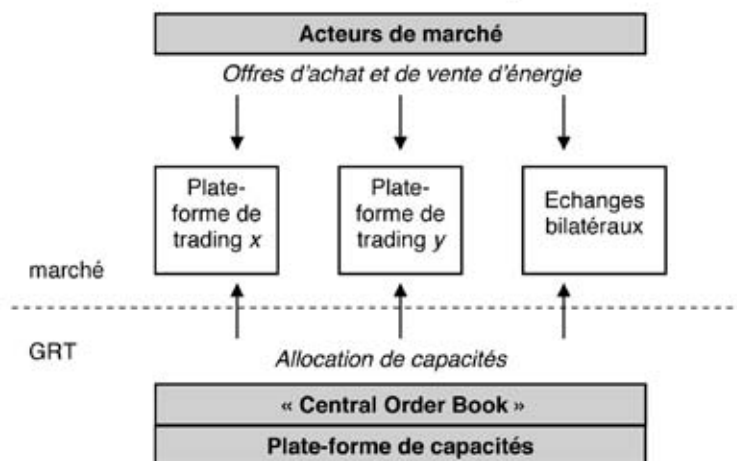
Dans un deuxième modèle, les échanges infra-journaliers d'énergie entre deux zones seraient gérés par une plate-forme de « trading » unique, choisie par exemple par une procédure d'appel d'offres par les GRT, pour une certaine durée (figure 25). L'intérêt de ce modèle est d'avoir plus de liquidité sur cette plate-forme de « trading » pour les échanges infra-journaliers. Avec ce modèle, les marchés organisés ont un rôle majeur à jouer dans la gestion des échanges infra-journaliers. Dans la région Nord, la plate-forme de « trading » ELBAS, en œuvre depuis 1999, permet aux acteurs, sur ce modèle, de réaliser en continu des échanges infra-journaliers jusqu'à une heure avant le temps réel.

**Figure 25 – Le modèle d'échanges infra-journaliers avec une plate-forme de « trading » unique**



Enfin, dans un troisième modèle, les GRT intégreraient à la plate-forme de capacité une interface (« central order book ») qui centraliserait les offres d'achat et de vente réalisées au sein de chaque plate-forme de « trading » (figure 26). Ce modèle aurait pour avantage de garantir une liquidité suffisante pour les échanges intra-journaliers sans pour autant remettre en cause l'existence des plates-formes de « trading » actuelles.

**Figure 26 – Le modèle d'échanges intra-journaliers avec une plate-forme de capacités centralisant les offres réalisées sur différentes plates-formes de « trading »**



**Comment garantir une liquidité suffisante pour les échanges intra-journaliers (modèle 2 ou 3)?**  
**La concurrence entre les plates-formes de « trading » intra-journalières (modèle 1) est-elle viable sur le long terme, ou déboucherait-elle sur l'émergence d'une plate-forme unique ?**  
**Dans l'hypothèse où un monopole apparaît, faut-il alors qu'il soit régulé ? Si oui, comment ?**

### • La valeur ajoutée des projets

Mettre en œuvre une plate-forme d'allocation continue et implicite des capacités, quel que soit le modèle retenu, est un projet d'envergure pour les gestionnaires de réseaux, notamment en termes de système d'information. De plus, pour que la valeur ajoutée d'un tel mécanisme soit substantielle, la plate-forme de capacités devrait être au minimum à une échelle régionale, voire multirégionale.

**Quels mécanismes intra-journaliers les GRT doivent-ils mettre en place à court terme ? A moyen terme ?**  
**Dans le contexte actuel, où des améliorations sont apportées aux enchères de long terme, où le couplage des marchés du jour pour le lendemain est étendu, et où l'intégration des marchés d'ajustement est envisagée, quelle priorité faut-il donner à la mise en œuvre de mécanismes intra-journaliers élaborés ?**

### 3.3. Etat d'avancement dans les initiatives régionales

Dans la région Centre – Ouest, des mécanismes d'allocation des capacités intra-journalières par prorata ou par « premier arrivé – premier servi » vont être prochainement mis en œuvre sur les frontières des Pays-Bas avec la Belgique et l'Allemagne, sur les modèles des mécanismes déjà en place sur les frontières de la France avec la Belgique et l'Allemagne. Ces mécanismes ne sont qu'intérimaires, en attendant le lancement d'une plate-forme régionale d'allocation implicite et continue.

Dans la région France – Royaume Uni – Irlande, dans le cadre de l'amélioration des mécanismes de gestion des congestions, les GRT proposent un système flexible qui pourra fonctionner avec différents mécanismes infra-journaliers, et qui pourra facilement évoluer vers le mécanisme cible.

Dans la région Sud – Ouest, les GRT étudient la possibilité de mettre en place une allocation continue des capacités infra-journalières.

## 4. Echanges d'ajustement

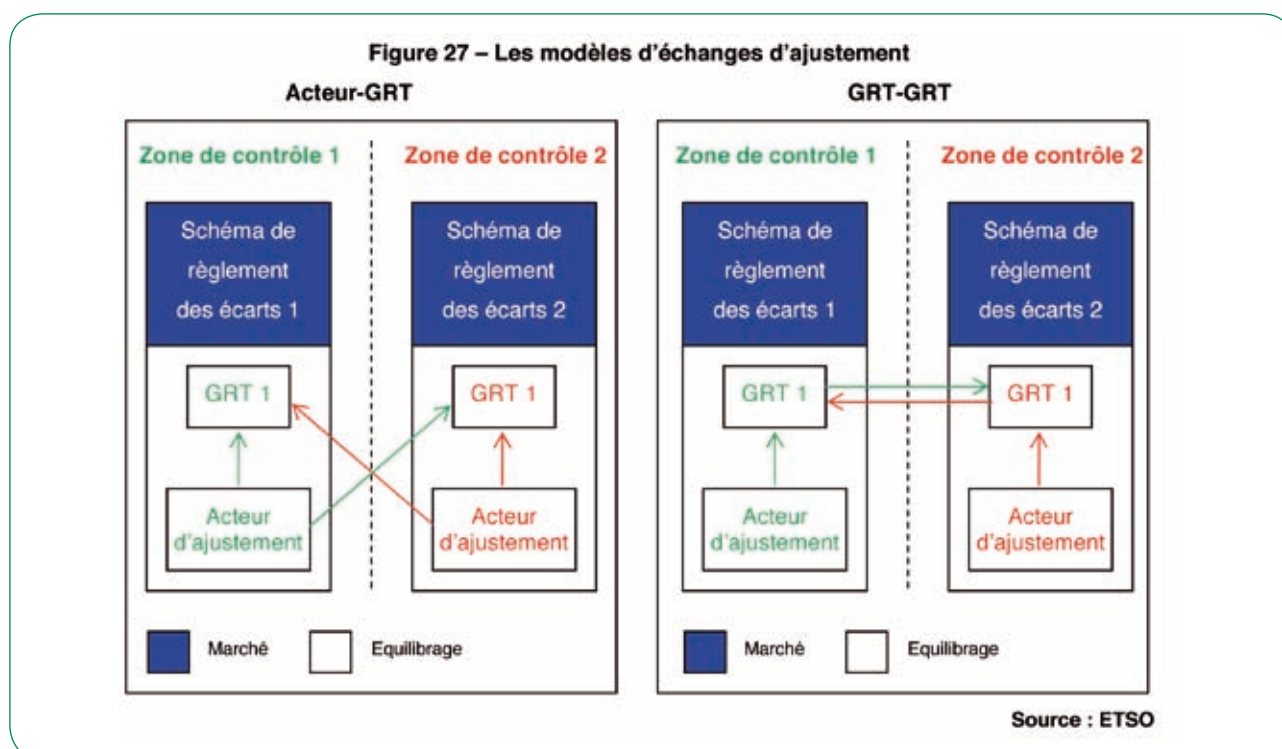
Le développement des échanges d'ajustement constitue l'un des objectifs des plans d'actions des Initiatives Régionales dans lesquelles la France est impliquée. Si la nécessité d'intégrer les mécanismes d'ajustement est reconnue, les moyens d'y aboutir, à l'heure actuelle, ne font pas consensus.

### 4.1. Les différents modèles théoriques

Deux modèles d'échanges d'ajustement existent : un modèle dans lequel les acteurs sont en contact direct avec le GRT voisin, et un autre dans lequel les GRT jouent le rôle d'intermédiaires.

#### • Le modèle « Acteur-GRT »

Dans ce modèle, les acteurs d'ajustement du pays A sont en contact direct avec le GRT du pays B (figure 27). Cela a pour avantage que les offres soumises par les acteurs n'ont pas à subir le filtre du GRT auquel ils sont rattachés. En contrepartie, ils doivent se conformer aux modalités de transmission des offres du GRT étranger (caractéristiques des offres d'ajustement et systèmes d'information). Par ailleurs, les acteurs d'ajustement ont la responsabilité, d'une part, de notifier à leur GRT les modifications de leur production lorsqu'ils sont sollicités par le GRT voisin et, d'autre part, d'acquiescer et de nommer la capacité d'interconnexion nécessaire à la fourniture de l'ajustement.



Ces deux dernières contraintes rendent, en pratique, la fourniture d'ajustement transfrontalière délicate : les délais nécessaires à la nomination des programmes de production et des programmes d'échange aux frontières sont incompatibles avec les besoins d'ajustement, rapides et flexibles. En pratique, dans ce modèle, les échanges ne peuvent avoir lieu que dans un sens, du pays où les contraintes pesant sur la programmation de la production sont les plus faibles vers celui où elles sont les plus importantes. Par conséquent, ce modèle ne permet pas de mettre en œuvre des échanges réciproques, en l'absence d'une harmonisation poussée.

Le mécanisme Acteur-GRT grâce auquel les acteurs suisses et allemands participent au mécanisme d'ajustement français est en fait un mécanisme hybride entre le modèle acteur-GRT et le modèle GRT-GRT. En effet, les acteurs suisses et allemands peuvent modifier leurs programmes de production très près du temps réel (T-15 minutes) et les GRT prennent eux-mêmes en charge la modification des programmes d'échange à l'interconnexion. Cela permet aux acteurs suisses et allemands de fournir de l'ajustement en seulement 30 minutes, contre plusieurs heures sur les autres frontières.

#### • Le modèle « GRT-GRT »

Dans ce modèle, les acteurs d'ajustement du pays A ont accès au marché d'ajustement du pays B par l'intermédiaire de leur GRT (figure 27). Les deux GRT mettent en commun des offres d'ajustement standards. Les GRT prennent en charge, d'une part, les modifications des programmes de production correspondant aux offres d'ajustement sollicitées et, d'autre part, les modifications des flux associés sur l'interconnexion.

Un tel modèle permet de mettre en œuvre des échanges réciproques sans nécessiter pour autant une harmonisation totale des mécanismes d'ajustement nationaux existants.

### 4.2. Le mécanisme cible en discussion

Dans la zone synchrone du Nordel (Norvège, Suède, Finlande et Danemark), les offres d'ajustement, activables manuellement, et remises par les acteurs d'ajustement à leur GRT une heure avant le temps réel, sont rassemblées et classées suivant leur prix dans une liste commune, accessible à tous les GRT, grâce à un système d'information commun (« Nordic Operation Information System » – NOIS). Lorsqu'un besoin d'ajustement apparaît au sein du Nordel, les GRT norvégiens et suédois se coordonnent pour activer les offres d'ajustement nécessaires au maintien de l'équilibre du système. L'ordre d'ajustement est alors transmis à l'acteur d'ajustement par l'intermédiaire de son propre GRT. L'offre d'ajustement ne peut être activée que si la capacité d'interconnexion est disponible.

La mise en commun des offres d'ajustement entre les quatre GRT permet ainsi de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande au sein de la zone synchrone au meilleur coût, en optimisant l'utilisation des ressources d'ajustement disponibles sur l'ensemble de la zone. Par ailleurs, en l'absence de congestion aux interconnexions, le prix de l'ajustement est commun à tous les pays de la zone.

Ce mécanisme d'ajustement a été mis en œuvre en 2002 sur la base des mécanismes existants dans les différents pays nordiques. En 2007, ce mécanisme a évolué vers une plus grande harmonisation sans toutefois atteindre une harmonisation complète. En particulier, ont été harmonisés le schéma de rémunération des offres (prix marginal), le calcul des écarts et le calcul du prix de règlement de ces écarts, ainsi que les horaires des guichets journaliers et infra-journaliers de soumission des programmes de production et des offres d'ajustement aux GRT (45 minutes avant le début de l'heure opérationnelle). En revanche, le dimensionnement des réserves opérationnelles activables manuellement et la façon dont les GRT constituent ces réserves et les utilisent ne sont pas encore harmonisés.

Le mécanisme développé par les pays scandinaves pourrait donc utilement servir de modèle à la définition de la cible visée au niveau européen, à mettre en œuvre, progressivement, dans les différentes régions.

#### 4.3. Questions ouvertes

##### • L'accès à la capacité d'interconnexion

Deux schémas sont a priori envisageables :

- les échanges d'ajustement ne peuvent avoir lieu que lorsque les échanges commerciaux nominés par les acteurs ne saturent pas la capacité d'interconnexion ;
- une part de la capacité d'interconnexion est réservée de manière à permettre des échanges d'ajustement en toutes circonstances.

Il convient toutefois de noter que le point 3 de l'article 6 du règlement 1228/2003 dispose que « la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des opérateurs du marché, dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau ».

**De la capacité d'interconnexion doit-elle être réservée, au-delà des besoins résultant de la mutualisation des réserves primaires, afin de permettre les échanges d'ajustement ?**

##### • Le modèle de gestion de l'équilibre entre injections et soutirages

La réponse à la question précédente pourrait de fait interdire la réalisation d'échanges d'ajustement avec certains GRT qui font reposer l'équilibre entre injections et soutirages essentiellement sur l'utilisation des réserves secondaires. Ces réserves sont activées automatiquement et font l'objet d'une contractualisation afin de garantir leur disponibilité à tout instant.

**Dans quelles conditions est-il pertinent que l'équilibre entre injections et soutirages soit assuré quasi-exclusivement grâce aux réserves secondaires ?**

##### • Le degré d'harmonisation souhaitable

Une harmonisation complète des mécanismes d'ajustement n'est pas indispensable pour permettre les échanges d'ajustement dans le cadre du modèle GRT-GRT. Le développement des échanges d'ajustement doit tenir compte des spécificités des différents systèmes électriques.

**Quel est le degré d'harmonisation des mécanismes d'ajustement souhaitable, en particulier concernant :**

- le format des offres d'ajustement,
- le principe de rémunération des offres d'ajustement,
- le calcul des écarts et du prix de règlement des écarts ?

#### 4.4. Etat d'avancement dans les initiatives régionales

Des propositions concrètes ont été faites dans le cadre de l'initiative régionale France – Royaume-Uni – Irlande : un accès réciproque aux mécanismes d'ajustement français et britannique sera ouvert et des échanges d'ajustement, basés sur un modèle GRT-GRT, seront mis en œuvre mi-2009 entre la France et le Royaume-Uni, avec une étape intermédiaire dès mi-2008.

Ce projet représente une première étape vers le mécanisme cible décrit ci-dessus (section 4.2). En effet, plusieurs évolutions seront encore nécessaires pour atteindre le degré d'intégration des pays scandinaves.

Dans le cadre de ce projet, les échanges d'ajustement GRT-GRT permettront à RTE de recevoir des offres d'ajustement fournies par des acteurs anglais, par l'intermédiaire de National Grid. RTE pourra les interclasser à l'ensemble des offres existantes sur le mécanisme d'ajustement français. Le développement de ces échanges permettra de renforcer la sécurité d'approvisionnement du système français et de réduire les coûts de l'ajustement.



Dans le cadre du contrat existant entre National Grid et RTE<sup>46</sup>, les acteurs français peuvent déjà voir leurs offres sollicitées pour répondre aux besoins d'ajustement du système anglais. Cependant une seule offre est soumise par RTE à National Grid, à un prix unique pour toute la journée et déterminé la veille, donc peu représentatif du prix du marché de l'ajustement en temps réel. Désormais, plusieurs offres seront échangées entre les GRT et les prix de ces offres seront mis à jour toutes les heures en infra-journalier afin de mieux refléter les prix de marché.

Ce projet de développement des échanges d'ajustement entre la France et le Royaume-Uni présente les avantages suivants :

- *Accès réciproque et non discriminatoire aux marchés d'ajustement nationaux et renforcement de la concurrence* : les offres d'ajustement des acteurs des deux Etats membres seront en concurrence, ce qui accroît pour chaque acteur l'opportunité d'être sollicité et devrait conduire à des prix d'ajustement plus compétitifs.
- *Maintien de la sécurité d'approvisionnement dans chaque système* : les offres d'ajustement échangées par les GRT ne seront que les volumes disponibles au-delà des réserves opérationnelles nécessaires aux GRT pour maintenir la probabilité d'une rupture d'approvisionnement sur leur système inférieure à un certain seuil.
- *Pas de réservation de la capacité d'interconnexion* : les échanges d'ajustement transfrontaliers n'auront lieu que si la capacité d'interconnexion est inutilisée par les acteurs de marché. Pour ce faire, les échanges d'ajustement auront lieu entre la fermeture du guichet infra-journalier de nomination de la capacité d'interconnexion et l'expiration du délai de neutralisation associé à ce guichet.
- *Efficacité économique et transparence* : les GRT échangeront des blocs standards (blocs de 50 MW sur une heure, activables en moins de 30 minutes), compatibles avec les architectures de marché de part et d'autre de l'interconnexion. Le prix de ces blocs sera établi à partir du prix des offres remises aux GRT, estimé deux heures avant le temps réel. La méthode de détermination des prix, ainsi que les offres échangées et activées (prix et volumes) seront publiques.

---

46. Contrat BASA conclu entre RTE et National Grid (*Balancing and ancillary services agreement for the provision of commercial ancillary services*).

# Conclusion

L'utilisation efficace des interconnexions est cruciale pour la construction du marché unique de l'électricité. Il importe donc que les mécanismes les plus efficaces soient mis en œuvre dans les meilleurs délais.

Cependant, comme on l'a constaté en 2007, le processus d'intégration des marchés à l'échelle régionale progresse lentement. En effet, ce processus rencontre plusieurs obstacles :

- Les mécanismes cibles de gestion des congestions sont bien identifiés. Mais les architectures de marché ne sont pas harmonisées. Les exemples ci-après illustrent combien les différences d'architectures de marché peuvent entraver les projets visant à faciliter les échanges transfrontaliers :
  - En Angleterre, il n'existe pas de marché organisé avec une fixation des prix en J-1, comme dans les Etats membres d'Europe continentale. Cela compromet la mise en place d'un couplage de marché du jour pour le lendemain entre les deux zones.
  - Faute de marché infra-journalier en Italie, il est impossible à l'heure actuelle de proposer des échanges infra-journaliers sur l'interconnexion franco-italienne.
  - En Allemagne et en Belgique, la gestion de l'équilibre offre – demande repose essentiellement sur des réserves automatiques contractualisées par les GRT. Dans ces conditions, il est impossible à des producteurs ou consommateurs étrangers à ces pays d'y participer, alors même que la mise en place d'échanges transfrontaliers d'énergie d'ajustement fait partie des exigences du règlement européen sur la gestion des interconnexions (1228/2003).
  - Dans la péninsule ibérique, les offres soumises par les acteurs sur le marché ibérique sont exclusivement physiques et directement reliées aux unités de production, ce qui constitue une difficulté pour l'algorithme de couplage du marché ibérique avec le marché français.
  - En France, un des obstacles à lever pour le couplage des marchés de la région Centre – Ouest est lié à la difficulté de décaler d'une heure tous les processus opérationnels des acteurs, afin de décaler l'heure de fixation des prix sur la bourse française Powernext de 11 heures à 12 heures.
- La transposition en droit national de la directive 2003/54/CE<sup>47</sup> a donné des pouvoirs très différents aux régulateurs respectifs des Etats membres. Sur une frontière, un régulateur peut avoir le pouvoir d'approuver formellement les règles d'accès la capacité d'interconnexion (c'est par exemple le cas du régulateur belge), alors que l'autre peut n'avoir qu'un rôle consultatif (c'est le cas de la majorité des régulateurs nationaux)<sup>48</sup>. Dans le cas de projets régionaux (plate-forme d'allocation des capacités de long terme, couplage des marchés du jour pour le lendemain, plate-forme d'allocation des capacités infra-journalières), la dissymétrie entre les compétences des régulateurs devient d'autant plus problématique que les projets impliquent un grand nombre d'Etats membres.
- Les mécanismes cibles ayant vocation à être régionaux – voire multirégionaux, le nombre de parties prenantes aux différents projets est important. Ceci peut constituer un frein quand il s'agit de progresser rapidement sur un projet. Par exemple, dans le cas du projet de couplage des marchés dans la région Centre – Ouest, 4 bourses, 7 gestionnaires de réseaux, 5 régulateurs et 5 ministères sont autour de la table.

C'est l'un des enjeux du « troisième paquet législatif » proposé par la Commission européenne que de lever certains de ces obstacles, notamment par :

- l'harmonisation – par le haut – des compétences des régulateurs, ou bien, l'attribution de pouvoirs de décision à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) pour la gestion des interconnexions, afin de mieux pouvoir impulser les améliorations nécessaires à l'intégration des marchés,
- et parallèlement, la mise en œuvre de mécanismes incitant les gestionnaires de réseaux à accélérer l'intégration des marchés afin de faire rapidement aboutir les projets.

Enfin, une réflexion de fond menée à l'échelle européenne sur l'architecture de marché vers laquelle les Etats membres devraient converger, y compris sur le statut des bourses de l'électricité, est également indispensable dans l'objectif de création d'un marché unique européen de l'électricité.

47. Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

48. Aucun régulateur n'a aujourd'hui le pouvoir d'imposer des améliorations aux règles d'accès aux interconnexions.

# Liste des abréviations

<b>ACER</b>	Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie, dont la création est proposée dans le « troisième paquet législatif » de la Commission européenne
<b>ATC</b>	Available Transfer Capacity – Capacité commerciale disponible
<b>BASA</b>	Balancing and Ancillary Services Agreement for the provision of commercial ancillary services – Contrat conclu entre RTE et National Grid
<b>CASC</b>	Capacity Allocation Service Centre – Future plate-forme d'enchères dans la région Centre – Ouest
<b>CJCE</b>	Cour de Justice des Communautés Européennes
<b>CNE</b>	Comisión Nacional de Energía – Autorité de régulation espagnole
<b>CNP</b>	Capacité Nette Proposée
<b>ERGEG</b>	European Regulators Group for Electricity and Gas
<b>ETSO</b>	European Transmission System Operators
<b>GRT</b>	Gestionnaire de Réseau de Transport
<b>IFA</b>	Interconnexion France – Angleterre
<b>MA</b>	Mécanisme d'Ajustement
<b>NETA</b>	New Electricity Trading Arrangements
<b>NGIL</b>	National Grid Interconnector License
<b>OTC</b>	Over The Counter – Echanges commerciaux de gré à gré
<b>RTE</b>	Réseau de Transport d'Electricité
<b>TLC</b>	TriLateral Coupling – Couplage des marchés entre la France, la Belgique et les Pays-Bas
<b>UIOLI</b>	« Use It Or Lose It » – Perte des droits de long terme s'ils ne sont pas nommés
<b>UIOSI</b>	« Use It Or Sell It » – Revente aux enchères journalières des droits de long terme s'ils ne sont pas nommés

