

Rapport thématique de la CRE

Accès à la capacité de long-terme pour les interconnexions
électriques : vers un jeu de règles unique européen

Mai 2010

Table des matières

Préambule : pourquoi ce rapport?	3
Synthèse :	4
1. La fermeté des capacités d'interconnexion : un élément incontournable du design de marché européen de l'électricité	5
1.1 Comment améliorer la confiance dans les références de prix journalières utilisées pour indemniser les détenteurs de capacités d'interconnexion en cas de réduction ?	7
1.2 Comment inciter les gestionnaires de réseaux de transport à allouer le maximum de capacités financièrement fermes, au moindre coût pour les utilisateurs du réseau	7
2. Comment limiter le risque financier supporté par les utilisateurs des réseaux de transport ?	11
3. De l'intérêt de passer à des produits de transport financiers	18
4. Comment développer la liquidité sur les marchés secondaires ?	25

Préambule : pourquoi ce rapport?

En quelques années, des changements profonds ont eu lieu en matière de gestion des congestions aux interconnexions françaises et européennes. La mise en place de mécanismes d'allocation fondés sur le marché a amélioré significativement l'utilisation des interconnexions électriques¹, au point que, progressivement, un consensus a émergé au niveau européen sur les mécanismes-cibles permettant de gérer efficacement les congestions aux interconnexions aux différentes échéances de temps (long-terme, journalier, infra-journalier et temps réel).

Dans ce premier rapport thématique sur les interconnexions électriques, la CRE a choisi de se concentrer sur l'allocation des produits de long-terme (mensuel, annuel voire multi-annuel). Cet intérêt pour les produits de long-terme se justifie pour deux raisons :

- l'importance des produits de long-terme pour le développement de la concurrence et la création d'un marché européen de l'électricité ;
- le degré d'harmonisation déjà élevé des règles d'allocation² qui tend à montrer que le chemin à parcourir pour atteindre le mécanisme-cible (i.e. un jeu de règles unique à l'échelle européenne) semble à portée de main.

Ce rapport a un double objectif : identifier clairement les enjeux liés aux questions qui font encore débat au sein des instances de concertation européennes (qu'il s'agisse de la fermeté, du niveau des capacités mises à la disposition du marché, du type de produits de long-terme à proposer au marché ou l'importance à accorder au développement des marchés secondaires) et proposer des solutions susceptibles de promouvoir la création d'un marché européen de l'électricité intégré.

¹ Voir les différents rapports de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques :
2006 : <http://www.cre.fr/fr/content/download/3936/73980/file/070512Rapport%20interconnexions.pdf>
2007 : <http://www.cre.fr/fr/content/download/5659/122775/file/080612RapportInterconnexion.pdf>
2008 : http://www.cre.fr/fr/content/download/8793/154889/file/150709_RapportInterconnexions2008.pdf

² Voir le benchmark des règles d'allocation des capacités de long et moyen de l'ERGEG :
http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ERI%20Benchmarking%20report1/CD/E09-ERI-23-03_LT%20Auction%20Rules_26-Feb-10.pdf

Synthèse :

Garantir la fermeté des capacités d'interconnexions (ou indemniser les réductions sur la base des prix de marché journaliers) constitue un élément-clé du design de marché européen intégré de l'électricité.

Toutefois, si la cible à atteindre en matière de fermeté commence, enfin, à faire consensus parmi les régulateurs européens de l'énergie, le chemin pour l'atteindre l'est moins³ et passera nécessairement par une réflexion de fond sur les deux questions-clé suivantes :

- comment améliorer la confiance dans les références de prix journalières utilisées pour indemniser les détenteurs de capacités d'interconnexion en cas de réduction?*
- comment inciter les gestionnaires de réseaux de transport à allouer le maximum de capacités financièrement fermes, au moindre coût pour les utilisateurs du réseau?*

A court-terme, en l'absence de mécanismes incitatifs appropriés à la maximisation des capacités, les régulateurs n'ont guère d'autres choix que de garantir aux gestionnaires de réseaux de transport la couverture des coûts liés à la fermeté des capacités allouées aux différentes échéances de temps.

A cet effet, des solutions transitoires peuvent être mises en œuvre par les régulateurs afin de limiter le risque supporté par les utilisateurs du réseau (par exemple, via l'introduction de plafonds sur les différentiels de prix et/ou sur l'enveloppe disponible pour l'indemnisation des réductions).

Les choix du niveau des capacités et de leur distribution entre les différentes échéances de temps (journalier, mensuel, annuel voire multi-annuel) constituent également des variables de décision importantes pour limiter le risque supporté par les utilisateurs du réseau. Dès lors, en tant que garant de l'intérêt des utilisateurs du réseau, les régulateurs devraient décider du niveau des capacités mises à la disposition du marché. Cette décision devrait être prise en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseaux qui disposent de toute l'expertise nécessaire en matière de calcul des capacités.

Enfin, sur les interconnexions où un mécanisme de couplage des marchés existe, il serait souhaitable que les régulateurs demandent aux gestionnaires de réseaux de transport d'allouer les capacités d'interconnexion de long-terme sous la forme d'options à recevoir le différentiel de prix quand il est positif.

³ En particulier lorsqu'il n'existe pas de référence de prix fiable et transparente sur un marché.

1. La fermeté des capacités d'interconnexion : un élément incontournable du design de marché européen de l'électricité

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 extérieur. A cet égard, l'amélioration de la qualité des produits offerts par les gestionnaires de réseaux constitue un enjeu important pour le développement de la concurrence et la construction du marché européen de l'électricité.

A partir de ce constat, un consensus croissant se dégage parmi les régulateurs européens sur l'importance de garantir la fermeté des droits de capacités d'interconnexion pour le développement des échanges et l'intégration des marchés.

Ce consensus a fait l'objet d'une position officielle de l'ERGEG, en juillet 2008, préconisant le principe de la fermeté *physique* (cf encadré n°1) des capacités après l'étape de nomination⁴. Aujourd'hui, ce principe de fermeté physique est appliqué sur une majorité d'interconnexions européennes⁵.

Encadré 1 - Fermeté physique versus fermeté financière des nominations

Dans sa version la plus stricte, la fermeté physique signifie que les gestionnaires de réseaux n'ont pas la possibilité de réduire la capacité une fois allouée et ce quelle que soit l'échéance de temps (multi-annuelle, annuelle, mensuelle, journalière ou infra-journalière).

Le principe de fermeté financière consiste à mettre en place un schéma d'indemnisation en cas de réduction qui rende les acteurs financièrement indifférents au fait d'utiliser leur droit de transport ou de le voir réduit.

En pratique, la fermeté financière des nominations est peu efficace pour contribuer à assurer la sécurité du système. En effet, plus on est proche du temps réel, moins les mesures de réduction de capacité aux frontières opérées par les GRT ont un impact sur les flux physiques : une réduction annoncée tardivement laisse peu de 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. Ils se retrouveront donc en écart, et le GRT devra garantir lui-même l'équilibre global. De plus, même si ces acteurs parviennent à s'équilibrer, les mesures qu'ils mettront en place ne seront pas forcément efficaces pour lever la contrainte réseau en question.

⁴ http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/E08-EFG-29-05_FirmnessTransmissionCapacity_2008-07-15.pdf

⁵ Voir le benchmark des règles d'allocation des capacités de long et moyen de l'ERGEG

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ERI%20Benchmarking%20report1/CD/E09-ERI-23-03_LT%20Auction%20Rules_26-Feb-10.pdf

⁶ http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/E08-EFG-29-05_FirmnessTransmissionCapacity_2008-07-15.pdf

L'ERGEG⁶ préconise que les capacités allouées soient physiquement fermes une fois que celles-ci ont été nominées. Ainsi, en cas de congestion sur le réseau après l'étape de nomination (i.e. proche du temps réel), il a été jugé préférable de laisser la main aux gestionnaires de réseaux de transport, qui ont à leur disposition plusieurs outils (mécanisme d'ajustement, réserves,...) leur permettant de prendre les mesures d'urgence appropriées (actions de redispatching ciblées sur les moyens de production situés de part et d'autre de la contrainte limitante, etc.) pour lever la contrainte plutôt que de réduire les capacités aux interconnexions.

La question de la fermeté des capacités avant l'étape de nomination représente aussi une étape indispensable vers la constitution d'un marché unique européen. Elle devrait normalement aboutir, dans les tous prochains mois, à une position de l'ERGEG semblable à celle de juillet 2008. Une différence majeure réside dans le fait que les réductions des capacités allouées décidées en amont de l'étape de nomination laissent suffisamment de temps aux acteurs de marché pour adapter leur programme de marche ou se rééquilibrer sur les marchés. Les réductions peuvent constituer, à cet égard, une mesure préventive efficace pour garantir la sécurité des réseaux. La question-clé qui se pose alors est celle de l'indemnisation à verser aux acteurs de marché qui voient leur capacité réduite avant nomination. Afin de garantir la fermeté des capacités allouées aux acteurs de marché, le principe de fermeté financière (i.e. indemnisation des réductions au différentiel de prix⁷ journalier) constitue la solution la plus adaptée.⁸

La décision de l'ERGEG sur la fermeté financière des capacités avant nomination est d'autant plus attendue que le degré de fermeté des capacités impacte fortement les autres sujets encore en débat au sein des instances de concertation européennes. Ces sujets sont :

- le niveau des capacités mises à disposition du marché ;
- la nature de plus en plus financière des produits de transport.

Par ailleurs, le développement de la liquidité des marchés secondaires de capacité de transport et la fermeté financière des capacités se révèlent être deux sujets étroitement liés.

Si la cible à atteindre en matière de fermeté commence, enfin, à faire consensus parmi les régulateurs de l'énergie européens, le chemin pour l'atteindre est moins consensuel et passera nécessairement par une réflexion de fond sur les deux questions-clé suivantes :

- **comment améliorer la confiance dans les références de prix journalières utilisées pour indemniser les détenteurs de capacités d'interconnexion en cas de réduction?**
- **comment inciter les gestionnaires de réseaux de transport à allouer le maximum de capacités financièrement fermes, au moindre coût pour les utilisateurs du réseau?**

⁷ Cette indemnisation devrait refléter le coût de substitution associé à la réduction de capacité subie par les utilisateurs des interconnexions, tel qu'il constaté à l'instant où cette réduction est observée. Sa valeur correspond au différentiel de prix observé entre les places de marchés. Une référence de prix pour le calcul de ce différentiel est donnée par les prix day-ahead des marchés organisés. Pour les pays ayant plusieurs zones de prix et des prix d'achat et de vente différents (par exemple Italie), la définition du prix de référence peut s'avérer difficile.

⁸ Pour plus de détails, voir le paragraphe 1.2 de la 3^{ème} partie du rapport sur les interconnexions 2008.

1.1 Comment améliorer la confiance dans les références de prix journalières utilisées pour indemniser les détenteurs de capacités d'interconnexion en cas de réduction ?

L'une des conditions fondamentales de cette confiance est de pouvoir disposer, sur chacun des marchés interconnectés, d'une référence de prix fiable, représentative des fondamentaux du marché et calculée de manière transparente, selon des règles de marché bien établies, par un marché dit organisé. Or, comme il est indiqué dans la position de l'ERGEG sur la fermeté physique après nomination, lorsqu'on regarde l'ensemble des marchés nationaux existants, tous les pays n'ont pas de bourses d'échanges ou de structures d'échange standardisé qui permettent de disposer d'une référence de prix fiable.

Les questions de fond concernant la structure des marchés (nombre et taille des participants au marché) et l'architecture des marchés (mise en place d'un pool obligatoire, degré d'intégration verticale des acteurs, achat des pertes du gestionnaire de réseau via le marché organisé, etc.) ont un impact déterminant sur le fonctionnement des marchés. Il existe, par ailleurs, des mesures efficaces à court terme, sur lesquelles les régulateurs ont la main, pour développer la liquidité. Parmi ces mesures, le développement des solutions de couplage de marchés et la transformation des produits de transport de long-terme en produits financiers (voir partie 3) sont certainement les plus prometteuses.⁹

1.2 Comment inciter les gestionnaires de réseaux de transport à allouer le maximum de capacités financièrement fermes, au moindre coût pour les utilisateurs du réseau

D'après l'article 6 § 3 du règlement (CE) n°1228/2003 du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, « *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* ». Ainsi, maximiser le niveau des capacités d'interconnexion est une obligation juridique des gestionnaires de réseaux. Or, les régulateurs peuvent difficilement s'assurer que les GRT respectent cette obligation. En effet, le calcul des capacités est effectué par les GRT en fonction de nombreux paramètres et il fait partie du cœur de métier des GRT. Les régulateurs ont peu de moyens techniques pour s'assurer du caractère optimal de ce calcul ni, le cas échéant, pour déterminer la marge ou les moyens de progression. Par exemple, les régulateurs pourraient employer un groupe d'experts qui vérifierait la capacité mise à disposition à l'aide d'historiques et de comparaisons ou organiser des audits à répétition pour s'assurer du bon travail du GRT. Cependant, ces solutions restent coûteuses et délicates à mettre en place. C'est le problème bien connu d'asymétrie d'information entre régulateurs et régulés.

Pour remédier à ce problème, des mécanismes incitatifs pourraient être élaborés. L'ERGEG s'est saisi de cette question et a produit un document¹⁰, soumis à consultation publique, pour ouvrir le débat.

⁹ Sur le plan institutionnel, les régulateurs œuvrent également au niveau européen pour mettre en place un cadre de surveillance afin de s'assurer de l'intégrité des marchés.

¹⁰ « Incentive Schemes to promote Cross-Border Trade in Electricity » : http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/Cross%20Border%20trade%20incentives%20electricity/CD/E08-ENM-07-04_IncentiveSchemes_10-Dec-2009.pdf

Encadré 2 - Faut-il changer d'architecture de marché pour créer un véritable marché européen de l'électricité ?

L'intégration des marchés européens est confrontée à un certain nombre d'obstacles de fond, soulevant de manière de plus en plus récurrente au sein des instances européennes des interrogations sur l'architecture de marché. En effet, la combinaison de différents facteurs pourrait, à moyen terme, avoir des conséquences négatives sur le niveau des capacités d'interconnexion mises à la disposition du marché et, par la même occasion, conduire à une remise en cause du design de marché décentralisé et zonal sur lequel repose aujourd'hui la majorité des marchés européens. Parmi ces facteurs, on peut noter :

- les difficultés rencontrées par les gestionnaires de réseaux de transport des régions Centre-ouest (France-Allemagne-Benelux) et Centre-est (Allemagne, Autriche, Pologne, République tchèque, Slovaquie, Hongrie) dans la mise en place de méthodes d'allocation flow-based qui doivent permettre, grâce à une meilleure appréciation des flux électriques sur le réseau de transport, de proposer plus de capacités ;
- les difficultés des gestionnaires de réseaux de transport à développer de nouvelles infrastructures de transport permettant de soulager les zones congestionnées et donc susceptibles d'accroître les capacités d'échanges ;
- l'incertitude à laquelle doivent faire face les gestionnaires de réseaux de transport vis-à-vis des programmes de production au moment du calcul des capacités d'interconnexion. Ceci se traduit par une marge de sécurité parfois importante et diminue de fait la capacité d'échanges. A noter que cette incertitude risque d'être de plus en plus forte avec le développement des moyens de production intermittents.

Ainsi, il apparaît de plus en plus difficile de renforcer le réseau électrique ou de résoudre les congestions au niveau national sans limiter les échanges. Une approche régionale, voire européenne, d'analyse du réseau et de gestion des congestions serait une étape fondamentale pour pallier ce problème. A terme, une approche centralisée couplant la gestion du réseau et la valorisation de l'électricité, à une maille fine – voire nodale – permettrait une utilisation plus efficace du réseau, des moyens de production et potentiellement de la flexibilité de la demande.

Contrairement à la maximisation des capacités globales, la maximisation du niveau de la capacité ferme vendue aux horizons de long terme n'est pas une obligation juridique des GRT. Ceux-ci peuvent, au contraire, avoir tendance à vouloir diminuer le niveau des capacités de long terme. En effet, il est plus confortable pour les GRT d'allouer plus de capacité à l'horizon journalier, puisqu'ils ont à ce stade une connaissance plus précise des flux sur le réseau, avec, par conséquent, un risque de recourir au redispatching moins élevé.

Cependant, comme constaté plus haut, les produits de long-terme permettent aux acteurs de marché de s'implanter durablement dans un marché voisin. C'est pourquoi la plupart d'entre eux font de l'augmentation du niveau des capacités de long-terme une de leurs principales demandes. En revanche, certains considèrent que l'acquisition de capacités de long terme est contraignante et ont peur de se voir exclus des échanges transfrontaliers. Les principales contraintes évoquées sont :

- la barrière financière qui existe pour accéder aux enchères de long-terme. En effet, les acteurs de marché sont souvent contraints de fournir des garanties financières parfois élevées avant même d'avoir acquis de la capacité de transport ;
- la faible liquidité des marchés de transfert de capacité de transport qui ne permet pas de revendre facilement la part du produit que l'acquéreur ne souhaite pas utiliser.

La CRE est convaincue que la maximisation des capacités de long-terme sera déterminante pour le développement de la concurrence et la construction du marché européen de l'électricité au bénéfice du consommateur final. De plus, cette maximisation s'inscrit dans le cadre du modèle de long-terme défini par le PCG¹¹. Toutefois, comme il convient de n'exclure aucun acteur et de garantir un meilleur accès aux différents marchés, le travail de comparaison des règles de long-terme réalisé par l'ERGEG constitue une étape importante puisqu'il permet à la fois de retenir les meilleures conditions d'accès et de définir le chemin vers un jeu de règles unique pour le marché européen.

Encadré 3 - Comment inciter les gestionnaires de réseau à allouer le maximum de capacités de long-terme de façon ferme au moindre coût pour les utilisateurs du réseau ?

Dans l'hypothèse où les régulateurs d'une même région souhaiteraient inciter les GRT à offrir plus de capacités de long-terme, ces premiers devraient prendre plus de responsabilités dans la détermination du niveau des capacités de long terme (fermes), sous la forme d'un mécanisme incitatif appliqué aux GRT, qui serait réévalué périodiquement.

Par exemple, les régulateurs pourraient définir un contrat, de nature contraignante, avec les GRT qui stipulerait le niveau des capacités mises à disposition du marché lors de l'enchère annuelle, ainsi qu'un montant financier cible visant à couvrir les coûts induits par la fermeté (physique ou financière) de ces capacités (coûts d'indemnisation en cas de coupures, de redispatching...). Si les GRT acceptent un tel contrat, leur performance annuelle serait mesurée par l'écart entre le montant financier cible défini avec le régulateur dans le contrat et le montant réalisé. La différence, positive ou négative, serait partagée entre les GRT et les utilisateurs du réseau, selon une règle de partage (par exemple 50%-50%) définie dans le contrat. Cette règle devrait être suffisamment avantageuse pour les GRT afin de les inciter à réduire leurs coûts.

Les régulateurs pourraient même choisir ou proposer aux GRT de choisir parmi un menu de contrats, définissant différentes combinaisons de niveau de capacité annuelle et de coût associé, un niveau plus élevé de capacité allant de paire avec un montant-cible plus élevé pour assurer la fermeté, et/ou avec une règle de partage plus avantageuse pour les GRT.

Dans le cadre de régulation actuel, au-delà de la difficulté de définir le menu de contrats, la mise en œuvre d'un tel schéma incitatif est un défi :

- en effet, cette démarche n'aurait de sens qu'à grande échelle : par exemple, concernant les frontières françaises, les capacités d'export sur les frontières Est (Belgique, Allemagne, Suisse et Italie) s'influencent mutuellement ; un schéma incitatif visant à maximiser la capacité ferme aux horizons de long terme devrait donc impliquer ces quatre frontières de manière coordonnée. Cela pose le problème du nombre de parties prenantes au contrat (régulateurs et GRT), ainsi que celui du partage des bénéfices et des coûts entre les différentes frontières ;

¹¹ Project Coordination Group. Il s'agit d'un groupe de travail composé de représentants de différents types d'acteurs du marché d'électricité, créé lors du Forum de Florence 2008. Les conclusions de ce groupe de travail peuvent être consultées sur le lien suivant : http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/Stakeholder%20Fora/Florence%20Fora/PCG/meeting_17_2_pcg_presentation.pdf

- de plus, l'idée de reverser une partie des économies réalisées aux GRT pourrait être perçue comme étant au détriment des utilisateurs du réseau. Des efforts de pédagogie importants seraient nécessaires afin d'expliquer l'aspect vertueux d'un tel schéma incitatif ;
- enfin, les GRT eux-mêmes pourraient être réticents à l'idée qu'une partie des surcoûts éventuels, par rapport à la cible fixée, soit à leur charge.

En attendant que ces obstacles soient levés, les régulateurs n'ont pas d'autres choix que de couvrir, par le tarif d'accès au réseau, les coûts engendrés par la fermeture des capacités, qu'elle soit physique (coût de redispatching) ou financière (coût de l'indemnisation). Toute autre approche serait en effet contre-productive. Si les GRT n'ont pas la garantie que leurs coûts seront couverts, ils seront implicitement incités à minimiser ces coûts, et par conséquent, à réduire les capacités disponibles aux horizons de long terme.

Ainsi, lors de la mise en place d'un schéma d'indemnisation basé sur le différentiel de prix en cas de réduction des capacités de long-terme allouées sur l'interconnexion France-Espagne, la CRE et la CNE ont donné à RTE et à REE la garantie que les coûts des indemnisations lors de réductions de capacités seraient couverts par les tarifs d'accès aux réseaux.

2. Comment limiter le risque financier supporté par les utilisateurs des réseaux de transport ?

La décision des régulateurs de couvrir les coûts de la fermeture des capacités d'interconnexion ne va pas sans poser de difficulté. En effet, il existe des cas de réduction de capacité, parfois importants, sur certaines interconnexions (cf. tableaux 1 et 2). De plus, les prix des marchés organisés, sur lesquels serait basé un schéma d'indemnisation au différentiel de prix, peuvent parfois atteindre des niveaux déconnectés de la réalité économique entraînant un accroissement rapide du coût de l'indemnisation. Enfin, il est en théorie possible que le coût de la fermeture financière soit très supérieur aux recettes d'enchères des produits de long-terme alors que ce n'est pas le cas avec les schémas d'indemnisation dits « classiques »¹². Ces éléments peuvent rendre ainsi délicate la décision du régulateur de faire supporter la couverture des coûts de la fermeture financière des capacités d'interconnexions aux utilisateurs des réseaux.

Tableau 1 : Occurrence des réductions sur les frontières françaises en 2008

2008		Profondeur moyenne des réductions (MW)	Nombre d'heures concernées dans l'année	Nombre de périodes de réductions
Angleterre	Export	591	1780	29
	Import	689	207	5
Espagne	Export	204	98	10
	Import	155	207	8
Italie	Export	644	151	3
	Import	0	0	0

Source : RTE - Analyse : CRE

Tableau 2 : Occurrence des réductions sur les frontières françaises en 2009¹³

2009		Profondeur moyenne des réductions (MW)	Nombre d'heures concernées dans l'année	Nombre de périodes de réductions
Espagne	Export	321	478	20
	Import	90	24	4
Italie	Export	627	409	26

Source : RTE - Analyse : CRE

Cependant, les tableaux suivants, qui indiquent le coût de l'indemnisation des réductions de capacités allouées en appliquant différents schémas d'indemnisation pour l'année 2008 et 2009 sur les interconnexions ayant connu des réductions, permettent d'observer que selon les interconnexions et le sens considéré, le coût des schémas de compensation dits « classiques » peut être inférieur/supérieur à celui de la fermeture financière (i.e. indemnisation au différentiel de prix des marchés organisés¹⁴). On observe également que, sur l'interconnexion avec

¹² Coût d'indemnisation classique « 100% » ou « 110% » : le schéma d'indemnisation est appelé « 100% » ou « 110% » car l'indemnisation équivaut soit à un remboursement au prix d'enchère du produit coupé pour chaque MW réduit soit à un remboursement plus une majoration de 10%.

Coût de la fermeture financière : l'acteur impacté se voit compenser pour chaque MW réduit à hauteur du différentiel de prix si positif.

¹³ Hors Angleterre et Italie dans le sens de l'import car les données ne sont pas disponibles.

¹⁴ Le marché britannique ne possède pas de référence de prix journalier équivalent à celui existant en France et dans la majorité des marchés continentaux. Les calculs sont basés sur les indices Platts pour les périodes pointe et hors-pointe publiées pour chaque journée d'échange.

l'Angleterre où l'écart entre le coût d'une indemnisation dite classique et celui de la fermeté financière est le plus important, ce dernier reste, malgré tout, très en deçà des recettes d'enchères des produits de long-terme.

Tableau 3 : Coût de la fermeté financière aux frontières françaises en 2008

2008	M€	Coût d'indemnisation classique		Coût de la fermeté financière	Recettes issues des produits de LT	ratio coût fermeté financière/recettes des produits LT
		100%	110%			
Angleterre*	Export	9,64	10,60	26,05	159,46	16%
	Import	0,16	0,18	0,11	24,25	0%
Espagne	Export	0,06	0,07	0,05	11,53	0%
	Import	0,43	0,47	0,61	17,00	4%
Italie**	Export	1,52	1,67	0,39	278,56	0%
	Import	0	0	0	0	0

* Les prix journaliers Platts pointe et hors-pointe ont été utilisés

Source : RTE - Analyse : CRE

** Le prix national (PUN) a été utilisé

Tableau 4 : Coût de la fermeté financière aux frontières françaises en 2009¹⁵

2009	M€	Coût d'indemnisation classique		Coût de la fermeté financière	Recettes issues des produits de LT	ratio coût fermeté financière/recettes des produits LT
		100%	110%			
Espagne	Export	0,37	0,40	0,36	15,27	2%
	Import	0,02	0,02	0,03	32,45	0%
Italie**	Export	2,67	2,94	7,51	184,70	4%

* Les prix journaliers Platts pointe et hors-pointe ont été utilisés

Source : RTE - Analyse : CRE

** Le prix national (PUN) a été utilisé

Si le coût de la fermeté financière peut apparaître plus élevé que celui des schémas dits « classiques », sa mise en place représente une amélioration importante de la qualité des produits de long-terme qui devrait se traduire par une meilleure valorisation, diminuant ainsi son coût relatif.

En attendant que les pré-requis soient remplis, et notamment que la confiance dans les références de prix existe, **les régulateurs ont toujours la possibilité de prendre des mesures transitoires pour limiter le risque financier supporté par les utilisateurs des réseaux en cas d'adoption d'un mécanisme d'indemnisation au différentiel de prix de marché.** Dans la suite de cette partie, nous mettons l'accent sur deux types de mesures transitoires, celles sur le schéma d'indemnisation et celles sur le niveau des capacités de long-terme mises à la disposition du marché.

a- Introduire des plafonds sur le schéma d'indemnisation basé sur le différentiel de prix

C'est la solution la plus simple et la plus facile à mettre en œuvre. Elle peut être un bon compromis entre, d'une part, le besoin de fermeté exprimé par les acteurs de marché participant aux échanges transfrontaliers et, d'autre part, le besoin des régulateurs de protéger les utilisateurs des réseaux contre les défaillances du marché.

Pour la première fois en Europe, un mécanisme d'indemnisation basé sur le différentiel de prix en cas de réduction de la capacité de transport a été mis en place en juin 2009 avec l'entrée en application des nouvelles règles d'allocation de la capacité sur l'interconnexion

¹⁵ Hors Angleterre et Italie dans le sens de l'import car les données ne sont disponibles.

entre la France et l'Espagne. Les régulateurs ont décidé, en attendant qu'une solution de couplage de marché soit mise en place sur l'interconnexion, d'introduire deux plafonds dans le schéma d'indemnisation afin de limiter le risque financier supporté par les utilisateurs :

- le premier vise à empêcher le montant mensuel des indemnisations de dépasser le niveau des recettes réalisées à travers les enchères des produits de long et moyen termes. Concrètement, l'enveloppe mensuelle disponible pour l'indemnisation des acteurs comprend le revenu de l'enchère mensuelle correspondante et 1/12 du revenu de l'enchère annuelle ;
- le second fixe une limite sur le différentiel de prix retenu pour l'indemnisation. Ce plafond est différent pour chacun des deux sens de l'interconnexion. Concrètement, les régulateurs ont choisi de ne pas retenir les différentiels de prix les plus élevés observés sur une année entre les deux marchés. Il a donc été arbitrairement décidé d'exclure 5 % des différentiels de prix les plus élevés.

Depuis l'introduction de ce mécanisme, quelques réductions ont eu lieu en juin, novembre et décembre 2009. Aucun des plafonds n'a été atteint pour le calcul de l'indemnisation. Par ailleurs, ce schéma d'indemnisation s'est avéré, sur la période considérée, globalement moins coûteux que le schéma d'indemnisation classique basé sur le prix de l'enchère initiale (cf tableau ci-dessous).

Tableau 5 : Coût de la fermeture financière avec cap sur la frontière France-Espagne

€	Indemnisation	Juin	Juillet	Aout	Septembre	Octobre	Novembre	Decembre	TOTAL
France - Espagne	au différentiel de prix avec plafond à 110%	32 292	0	0	0	0	0	0	32 292
	au différentiel de prix avec plafond à 110%	36 310	0	0	0	0	1 850	3 922	42 082
Espagne - France	au différentiel de prix avec plafond à 110%	196	0	0	0	0	25 440	0	25 636
	au différentiel de prix avec plafond à 110%	8 888	0	0	0	0	11 386	0	20 274

Données RTE

Il convient toutefois de rappeler que ces résultats ne couvrent qu'une période relativement courte. Son réel impact ne pourra être discuté qu'avec un plus long historique.

b- Adapter le niveau des capacités de long-terme mises à disposition du marché

La façon dont sont réparties les capacités entre les différentes échéances de temps est également un facteur susceptible d'impacter fortement le risque financier supporté par les utilisateurs du réseau en cas d'adoption d'un schéma d'indemnisation basé sur le différentiel de prix.

La répartition entre les différentes échéances de temps a parfois fait l'objet de discussions entre les régulateurs et les GRT qui ont pu déboucher sur des critères stricts. C'est le cas pour l'interconnexion entre la France et la Belgique où il fallait assurer une liquidité suffisante au couplage de marché. Cependant, les GRT décident généralement seuls de la répartition entre les différentes échéances de temps. Les tableaux suivants présentent la répartition de la capacité sur les différentes interconnexions françaises en 2008 et 2009.

Tableau 6 : Répartition de la capacité allouée entre les différentes échéances de temps en 2008¹⁶

¹⁶ Sur l'interconnexion avec l'Angleterre, les différents produits proposés ont été groupés de la façon suivante dans tous les tableaux :

- Annuel : produits annuels calendaire et financier
- Mensuel : produits saisonnier, trimestriel et mensuel
- Journalier : produits week-end et journalier

2008	MW	Capacité nette allouée en moyenne				
		Annuel	Mensuel	Journalier*	Total	% LT
Allemagne	Export	699	761	514	1974	74%
	Import	999	575	1763	3337	47%
Angleterre	Export	900	900	174	1974	91%
	Import	900	900	144	1944	93%
Belgique	Export	1300	167	1065	2532	58%
	Import	400	179	255	834	69%
Espagne**	Export	150	259	652	1061	39%
	Import	100	76	137	313	56%
Italie**	Export	1799	630	71	2500	97%
	Import	700	249	79	1028	92%

* Les capacités supplémentaires issues du UIOLI ou du UIOSI ou du netting ne sont pas prises en compte

** Les périodes d'indisponibilité ont été exclues des calculs

Source : RTE - Analyse : CRE

Tableau 7 : Répartition de la capacité allouée entre les différentes échéances de temps en 2009

2009	MW	Capacité nette allouée en moyenne				
		Annuel	Mensuel	Journalier*	Total	% LT
Allemagne	Export	900	558	611	2069	70%
	Import	1000	461	1782	3243	45%
Angleterre	Export	900	900	175	1975	91%
	Import	900	900	172	1972	91%
Belgique	Export	1300	203	999	2502	60%
	Import	400	245	443	1088	59%
Espagne**	Export	200	288	457	945	52%
	Import	400	141	22	563	96%
Italie**	Export	1800	639	127	2566	95%
	Import***	699	242			

* Les capacités supplémentaires issues du UIOLI ou du UIOSI ou du netting ne sont pas prises en compte

** Les périodes d'indisponibilité ont été exclues des calculs

*** Pas de données sur les reventes du produit annuel aux enchères mensuelles

Source : RTE - Analyse : CRE

Il ressort de ces deux tableaux que la répartition de la capacité entre les produits de long-terme (annuel et mensuel) et les produits de court-terme (journalier et week-end pour l'interconnexion avec l'Angleterre) est assez différente d'une frontière à une autre voire, sur une même interconnexion, d'un sens à l'autre. **Le fait le plus marquant concerne les frontières italienne et anglaise où une part extrêmement élevée (supérieure à 90% et pouvant même atteindre 97%) des capacités totales est allouée en long-terme dans les deux sens.** Ceci peut s'expliquer par les particularités liées à ces deux interconnexions :

- du fait d'un maillage important entre les réseaux de transport nationaux situés au nord de l'Italie, les GRT de cette région s'accordent entre eux sur une capacité nette cible par frontière d'une année à l'autre. Cette visibilité leur permet d'allouer la quasi-totalité de la capacité disponible aux échéances de moyen et long termes.
- le calcul de la capacité disponible sur IFA est moins complexe car il s'agit d'une interconnexion en courant continu. De même, cette caractéristique a favorisé l'allocation de produits à moyen et long termes.

Dès lors, il n'est pas étonnant de constater que ce sont précisément sur les deux interconnexions où la part des produits de moyen et long termes est la plus élevée que le coût de la fermeture aurait été le plus élevé.

Les deux tableaux suivants évaluent *a posteriori* les capacités que les gestionnaires de réseaux auraient pu mettre à disposition du marché aux échéances de long-terme moyennant quelques heures (une limite de 8 heures a été arbitrairement fixée) de mesures spécifiques (redispatching...) supplémentaires dans l'année pour les années 2008 et 2009.¹⁷

Tableau 8 : Capacité atteignable avec moins de 8 heures de mesures spécifiques en 2008

2008	MW	Capacités de LT offertes en annuel	Capacité atteignable en annuel avec moins de 8h de mesures spécifiques supplémentaires	Capacités de LT offertes en annuel et mensuel	Capacité atteignable en mensuel avec moins de 8h de mesures spécifiques
Allemagne	Export	699	1400	1460	1679
	Import	999	1251	1574	2223
Angleterre	Export	900	1000	1800	1475
	Import	900	0	1800	975
Belgique	Export	1300	1700	1467	2125
	Import	400	600	579	733
Espagne*	Export	150	50	409	563
	Import	100	0	176	200
Italie*	Export	1799	2182	2429	2407
	Import	700	870	949	984

* Les périodes d'indisponibilité ont été exclues des calculs

Source : RTE - Analyse : CRE

Tableau 9 : Capacité atteignable avec moins de 8 heures de mesures spécifiques en 2009

2009	MW	Capacités de LT offertes en annuel	Capacité atteignable en annuel avec moins de 8h de mesures spécifiques supplémentaires	Capacités de LT offertes en annuel et mensuel	Capacité atteignable en mensuel avec moins de 8h de mesures spécifiques
Allemagne	Export	900	1300	1458	1800
	Import	1000	1501		2081
Angleterre	Export	900	1000	1800	1417
	Import	900	0	1800	1083
Belgique	Export	1300	1700	1503	2225
	Import	400	600	645	925
Espagne*	Export	200	0	488	480
	Import	400	0	541	383
Italie*	Export	1800	1182	2439	1992
	Import	699	870	941	933

* Les périodes d'indisponibilité ont été exclues des calculs

Source : RTE - Analyse : CRE

Les deuxième et quatrième colonnes de ces tableaux permettent de tirer des enseignements intéressants sur les marges de manœuvre potentielles à la disposition des gestionnaires de réseaux de transport afin d'allouer plus de capacités aux horizons de long-terme :

- sur les interconnexions allemande et belge, on constate ainsi que les gestionnaires de réseaux pourraient allouer beaucoup plus de capacités fermes aux horizons de long-terme (en moyenne 40% de plus) sans faire prendre énormément de risques aux utilisateurs de réseaux ;
- sur les interconnexions anglaise, italienne et espagnole, on constate, en revanche, que le niveau de capacités de long-terme actuellement proposé par les gestionnaires de réseaux est soit équivalent, soit supérieur au niveau de capacités atteignable moyennant quelques heures de mesures spécifiques (redispatching...). Ce constat laisse à penser que, sur ces interconnexions, les marges de manœuvre à la disposition des gestionnaires de réseaux pour allouer plus de capacités de long-terme sont limitées, voire nulles.

¹⁷ Pour plus d'informations sur ces calculs, voir le paragraphe 6.1 de la première partie du rapport interconnexions 2008.

En conclusion, il est important de rappeler qu'il existe des marges de manœuvre à la disposition des régulateurs et des gestionnaires de réseaux de transport pour limiter le risque financier supporté par les utilisateurs du fait de la mise en place d'un schéma d'indemnisation basé sur le différentiel de prix de marché journalier.

Ces marges de manœuvre diffèrent d'une interconnexion à l'autre.

Dans certains cas (interconnexion allemande et belge), il apparaît que les régulateurs pourraient décider d'allouer plus de capacités de long-terme financièrement fermes sans trop de risque pour les utilisateurs de réseaux.

Dans d'autres cas (interconnexion anglaise, espagnole et italienne), l'introduction de la fermeté financière des capacités devrait certainement être accompagnée de mesures pour limiter le risque financier supporté par les utilisateurs de réseaux. Ces mesures pourraient prendre la forme, soit de plafonds sur le schéma d'indemnisation au différentiel de prix (comme ce qui a été fait sur l'interconnexion France-Espagne), soit d'une meilleure distribution des capacités entre les différentes échéances de temps (par exemple sur France-Angleterre et France-Italie).

Les régulateurs, en tant que garant de l'intérêt des utilisateurs du réseau, ont un rôle majeur à jouer dans ces décisions. Ils devraient, en effet, s'impliquer davantage dans le choix des modalités d'indemnisation proposées dans les règles d'allocation, mais aussi dans la détermination du niveau et de la distribution des capacités mises à la disposition du marché. L'implication des régulateurs dans ce type de décisions est encore trop souvent éloignée des pratiques habituelles. Les gestionnaires de réseaux de transport ont en effet trop souvent tendance à annoncer le niveau des capacités disponibles pour l'enchère annuelle très tard dans l'année et sans consultation préalable, ni des acteurs, ni des régulateurs.

Ces décisions doivent bien évidemment être prises en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseaux qui disposent de toute l'expertise nécessaire en matière de calcul des capacités, en pesant le pour et le contre entre, d'une part, le risque financier supporté par les utilisateurs de réseaux en cas de mise en place d'un schéma d'indemnisation basé sur le différentiel de prix de marché et, d'autre part, le niveau des capacités.

Encadré 4 - Les données qui, mises à disposition par les gestionnaires de réseau de transport, permettraient aux régulateurs de plus s'impliquer dans la distribution des capacités selon les différentes échéances

Seuls les gestionnaires de réseaux disposent des données et de l'expertise nécessaires pour estimer le niveau de capacités qui peut être alloué aux échéances de long terme (y compris à une échéance multi-annuelle). Le régulateur peut néanmoins intervenir dans le choix des capacités à allouer si le gestionnaire de réseau met à sa disposition :

- des données sur la probabilité de pouvoir maintenir un certain niveau de capacité pendant plusieurs années / toute l'année / tout le mois (éventuellement hormis des périodes de maintenance planifiée) sans avoir recours à des actions spécifiques (redispatching ou counter-trading) ;
- une estimation des coûts liés à l'allocation d'un volume de capacité de long terme susceptible d'entraîner des actions de redispatching ou de counter-trading ou des réductions et donc des indemnisations.

Les régulateurs pourraient alors estimer le risque que les gestionnaires de réseaux devraient

être prêts à encourir pour offrir plus de capacité à l'échéance considérée. Ces données pourraient également leur permettre de mesurer l'impact financier de différents schémas d'indemnisation de la capacité réduite.

3. De l'intérêt de passer à des produits de transport financiers

Le débat actuel sur le modèle cible européen des droits d'utilisation de la capacité de long terme n'a pas encore permis de dégager un consensus définitif sur la nature des produits alloués. Deux options existent :

- une première option consisterait à continuer d'allouer la capacité d'interconnexion sous la forme d'« options à nommer » ou de droits de transport dits « physiques » (i.e. des PTR pour « Physical Transmission Rights »). Ces PTR laisseraient à leur détenteur le choix entre nommer l'énergie correspondante ou profiter de la revente automatique de la capacité non nommée dans le cadre de l'enchère journalière (principe dit du « Use-It-Or-Sell-It ») ;
- une seconde option consisterait à allouer la même capacité d'interconnexion sous la forme d'instruments financiers de couverture (i.e. Financial Transmission Rights ou FTR).

Ces deux options – i.e. FTR et PTR avec UIOSI – sont très proches l'une de l'autre dans le cas où les marchés concernés sont couplés, mais le passage aux FTR comporte de nombreux avantages que nous décrivons par la suite. Avant cela, il est important de bien définir les différentes notions qui sont souvent, et sans distinction, appelées FTR (cf encadré n°5).

Encadré 5 - Taxonomie des droits de transport¹⁸

- **PTR avec UIOSI A → B** : c'est un droit optionnel à utiliser de la capacité d'interconnexion en nominant un flux d'électricité d'une zone de prix A vers une zone de prix B. Le mécanisme de UIOSI permet à l'acteur qui n'exerce pas son option à nommer de recevoir le prix de la revente lors de l'enchère journalière. Cette enchère journalière peut être *explicite* (dans ce cas, le détenteur du PTR reçoit le prix de l'enchère journalière) ou *implicite* s'il y a du couplage de marché (dans ce dernier cas, le détenteur du PTR reçoit le différentiel de prix entre les deux marchés s'il est positif). La quantité de PTR mis à la disposition du marché est calculée par les GRT sur la base d'un calcul de réseau coordonné. Les PTR peuvent être acquis par enchères auprès des GRT, d'un « Auction office » indépendant ou sur un marché secondaire. Cet instrument est en place sur la plupart des interconnexions européennes.
- **FTR option A → B** : c'est un droit qui autorise le titulaire à recevoir le différentiel de prix constaté entre le marché B et A lorsque celui est positif. La quantité de FTR-option mis à la disposition du marché est calculée sur les mêmes bases que les PTR, c'est-à-dire sur la base d'un calcul de réseau coordonné entre GRT. De la même manière, les FTRs options peuvent être acquis par enchères auprès des GRT, d'un « Auction Office » indépendant ou sur un marché secondaire. Cependant, la mise à disposition de FTRs options suppose le couplage entre deux marchés adjacents via un système d'enchère journalière implicite. Cet instrument est en place aux Etats-Unis.

¹⁸ Pour plus de détails sur les caractéristiques et le fonctionnement de ces produits :

http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etso/Congestion_Management/Short%20ETS%20Risk%20hedging%20in%20CM_final%20PUBLIC.pdf

- **FTR obligation $A \rightarrow B$** : c'est un droit qui autorise le titulaire à recevoir (/payer au GRT) la valeur absolue du différentiel de prix constaté entre le marché B et A lorsque celui est positif (/négatif). La quantité de FTR-obligation mis à la disposition du marché est calculée sur les mêmes bases que les PTR et FTR-option, c'est-à-dire sur la base d'un calcul de réseau coordonné entre GRT. De la même manière, les FTR-obligation peuvent être acquis par enchères, d'un « *Auction Office* » indépendant ou sur un marché secondaire. Cependant, la mise à disposition de FTRs obligations suppose le couplage entre deux marchés adjacents via un système d'enchère journalière implicite. Cet instrument est en place aux Etats-Unis.
- **FTR « pur » (*Contract for Difference ou CfD*) $A \rightarrow B$** : c'est un droit purement financier qui lie deux acteurs désirant mettre en place une transaction d'énergie « opposée ». Contrairement aux droits de transport précédents, le CfD n'est pas géré par un GRT. Le CfD va lier un acteur désirant acheter de l'énergie dans une zone « A » pour la revendre dans une zone « B » avec un autre acteur désirant acheter de l'énergie dans une zone « B » pour la revendre dans une zone « A ». Le CfD autorise donc l'acheteur de ce contrat, à recevoir du vendeur, à échéance de celui-ci, un revenu égal au différentiel de prix entre ces deux zones de prix. Au contraire, si le différentiel de prix est négatif, c'est l'acheteur qui doit payer le différentiel de prix au vendeur. La mise à disposition de CfD ne suppose pas un couplage entre deux marchés adjacents et le montant de CfD n'est pas limité à la capacité de transport disponible entre deux marchés. Cet instrument est en place sur Nordpool.

Dans la mesure où les CfD sont des produits purement financiers, développés à la demande du marché, sans lien *a priori* avec la capacité physique du réseau calculée par les gestionnaires de réseaux, la CRE n'a pas à prendre position sur le développement de ce type de produits. Elle peut simplement dire que ce type de produits, s'il se développe à la demande du marché, ne peut venir qu'en complément d'autres produits de couverture avec un sous-jacent physique (type PTR ou FTR).

Qu'ils soient « optionnels » ou « obligatoires », les FTR, dans la mesure où ils sont fermes, répondent à un même besoin des acteurs de marché : se couvrir contre le risque de volatilité des différentiels de prix. Dans la mesure où les FTR-option sont ceux qui se rapprochent le plus des produits actuellement disponibles (PTR avec UIOSI), ce sont eux qui seront considérés, dans la suite, sous l'appellation FTR.

Remarque : Contrairement à l'idée souvent répandue, les FTR ne constituent pas la solution miracle aux problèmes évoqués plus haut. Le difficile arbitrage entre, d'une part, le risque financier supporté par les utilisateurs (du fait de la garantie de fermeté) et, d'autre part, le niveau des capacités mises à disposition du marché, demeure entier.

Comme il a été souligné dans le second rapport de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques, dès lors qu'un couplage des marchés du jour pour le lendemain existe entre deux marchés, le passage aux FTR présente deux avantages importants :

- **une simplification des processus opérationnels à la fois pour les traders, mais aussi pour les gestionnaires de réseaux, du fait de la suppression de l'étape de**

- **un accroissement des volumes échangés sur les marchés organisés** et, par conséquent, une amélioration potentielle de la confiance dans les références de prix : en effet, l'absence de possibilité de nomination des produits de long-terme implique que tous les échanges transfrontaliers seront traités par les marchés organisés couplés et participeront à la définition des prix journaliers.

Malgré ces avantages, plusieurs acteurs ont exprimé, à l'occasion de la publication du rapport 2007 de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions, des réserves à propos de la mise en place de FTR :

- Le problème de traçabilité de l'électricité renouvelable lors des échanges aux frontières : toutes les nominations ayant lieu dans le cadre du couplage de marché, par définition anonyme, un acteur détenteur de droits de transport financiers sera-t-il en mesure de prouver l'origine de l'électricité produite ?
- La question du cadre de régulation et de la réglementation applicable aux droits de transport financiers. Certains acteurs de marché et GRT se sont en effet interrogés sur la réglementation qui serait applicable aux droits de transport s'ils devenaient financiers et sur les impacts que cela pourrait avoir.
- Le passage obligé par les marchés organisés pour exécuter une transaction transfrontalière.

Dans la suite, nous analysons le bien-fondé des réserves émises par certains acteurs de marché.

a- Le problème de traçabilité de l'électricité renouvelable lors des échanges aux frontières

La mise en place des FTR supprime la possibilité de nommer des transferts physiques d'électricité. En cela, elle peut être contradictoire avec la nécessité de traçabilité d'un flux physique de certaines réglementations des pays membres. Certains Etats membres, comme l'Italie, ont en effet besoin de tracer l'origine et le transit physique de l'énergie à certifier.

Il convient tout d'abord de différencier les deux outils principaux qui permettent aujourd'hui d'assurer la traçabilité de l'énergie d'origine renouvelable :

- le certificat vert qui est émis par un système volontaire privé ;
- la garantie d'origine (GO) qui est encadrée par le droit communautaire¹⁹.

Le certificat vert est un système privé élaboré par l'association Renewable Energy Certificate System (RECS). Ce système de certification volontaire permet de garantir que l'électricité est bien produite par un producteur d'énergie renouvelable et n'est vendue qu'une seule fois.

¹⁹ Directives 2001/77/CE du 27 septembre 2001 et n° 2004/8/CE du 11 février 2004 transposées par l'article 33 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005. Le décret n° 2006-1118 du 5 septembre 2006, l'arrêté du 26 septembre 2006 et l'arrêté du 8 novembre 2007 précisent les modalités de mise en œuvre de ces garanties d'origine.

Les échanges (import /export) de certificats verts sont totalement disjointes de l'utilisation du réseau et n'imposent donc aucune nomination de transferts physiques d'électricité pour être validés²⁰.

Une garantie d'origine permet d'attester qu'une part ou la quantité d'énergie vendue au client final a été produite à partir d'énergies renouvelables. En France, elle est délivrée par le gestionnaire de réseau de distribution ou de transport concerné²¹. L'électricité ainsi labellisée est soit d'origine renouvelable, soit produite par cogénération. Selon la législation des pays, les échanges de garanties d'origine peuvent être liés à des transferts physiques d'électricité.

Les directives 2001/77/CE²² et 2009/28/CE²³ prévoient la reconnaissance mutuelle des garanties d'origine délivrées par les Etats membres. Tout refus de reconnaître des garanties d'origine doit se fonder sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires.

Ces directives ne précisent pas que les transferts de garanties d'origine d'un Etat membre à un autre ont besoin d'être associé à un transfert physique d'électricité²⁴. Les réglementations allemande, britannique²⁵, belge²⁶, espagnole²⁷, française, luxembourgeoise²⁸ et néerlandaise ne précisent pas que les importations de garanties d'origine doivent être corrélées à un transfert physique d'électricité.

En revanche, la réglementation italienne²⁹ ne permet pas l'importation de garanties d'origine sans qu'un import physique d'électricité soit corrélé à cette importation de garanties. Il existe aussi un type de certificat britannique, dit « LECs³⁰ » (non reconnu par les directives communautaires). Le producteur britannique souhaitant importer des LECs, doit prouver qu'il a acheté de la capacité d'interconnexion afin de garantir le transfert physique d'électricité.

En conclusion, les réglementations sur la traçabilité de l'électricité échangée aux frontières françaises, des échanges de certificats verts et de garanties d'origine, ne constituent pas un obstacle à la mise en place de FTR, à l'exception de l'interconnexion France-Italie et du cas spécifique des certificats LECS britannique.

b- La question de la réglementation applicable aux droits de transport financiers

Certains acteurs de marché et GRT s'interrogent sur la réglementation applicable aux droits de transport financiers et sur les conséquences que cela pourrait avoir.

²⁰ <http://www.recs-france.com/docs/EECSPRORelease06.pdf>

²¹ Article 1^{er} du décret n° 2006-1118 du 5 septembre 2006

²² Article 5 de la directive 2001/77/CE

²³ Article 15 de la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables qui doit être transposée dans tous les Etats membres avant le 5 décembre 2010

²⁴ Considérant 52 de la directive 2009/28/CE

²⁵ Pour les REGOs équivalent britannique des garanties d'origine définit par le droit communautaire: The Electricity (Guarantees of Origin of Electricity Produced from Renewable Energy Sources) Regulations 2003.

²⁶ Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

²⁷ Chapitre 1, article 11 de l'Ordonnance ITC/1522/2007, du 24 mai 2007

²⁸ Article 3 du Règlement grand-ducal du 8 février 2008 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables

²⁹ Article 20 du Decreto Legislativo 29/12/2003 n°387

³⁰ Levy Exemption Certificate décrite au sein de : The Climate Change Levy (General) Regulations 2001 (Statutory Instrument (SI) 2001 No. 838)

Dans le modèle proposé, le volume de FTR mis aux enchères serait calculé sur les mêmes bases que les PTR, c'est-à-dire sur la base d'un calcul de réseau coordonné entre gestionnaires de réseaux.

Les gestionnaires de réseaux continueraient à calculer la capacité « commerciale » d'interconnexion selon une méthode approuvée par les régulateurs conformément au 2 de l'article 5 du règlement (CE) n° 1228/2003 et à l'article 30 du cahier des charges du Réseau public de transport d'électricité. Cette capacité « commerciale » continuerait à être allouée selon des règles approuvées par les régulateurs.

De ce point de vue, le cadre de régulation resterait donc inchangé, de même que les compétences des régulateurs de l'énergie en matière d'approbation des règles d'allocation des capacités commerciales aux interconnexions.

Si les FTR devaient être qualifiés d'instruments financiers et donc, relever de la directive 2004/39/CE du 21 avril 2004 et de sa transposition dans le code monétaire et financier, le seul impact serait pour les gestionnaires de réseaux qui seraient alors tenus d'appliquer les dispositions pertinentes du code monétaire et financier.

En ce qui concerne les acteurs de marché, une telle qualification n'entraînerait pas de changement particulier. La participation aux enchères de FTR supposerait la signature d'une déclaration de participation aux règles d'allocation des capacités, comme c'est le cas aujourd'hui.

c- Le passage obligé par les marchés organisés pour exécuter une transaction transfrontalière

Certains acteurs regrettent, en effet, le fait que le passage aux FTR supprime la possibilité, laissée pour les PTR, de nommer physiquement ces produits de long terme ou de les utiliser comme des FTR grâce au mécanisme de revente automatique (UIOSI). Les FTR obligeraient donc les acteurs souhaitant réaliser des transactions transfrontalières à exécuter celles-ci dans le cadre du couplage de marché, pouvant donc impliquer le paiement d'une charge de participation aux marchés organisés.

Cette critique, avancée par certains acteurs de marché à l'encontre des FTR, est à considérer tout en ayant connaissance des deux points suivants :

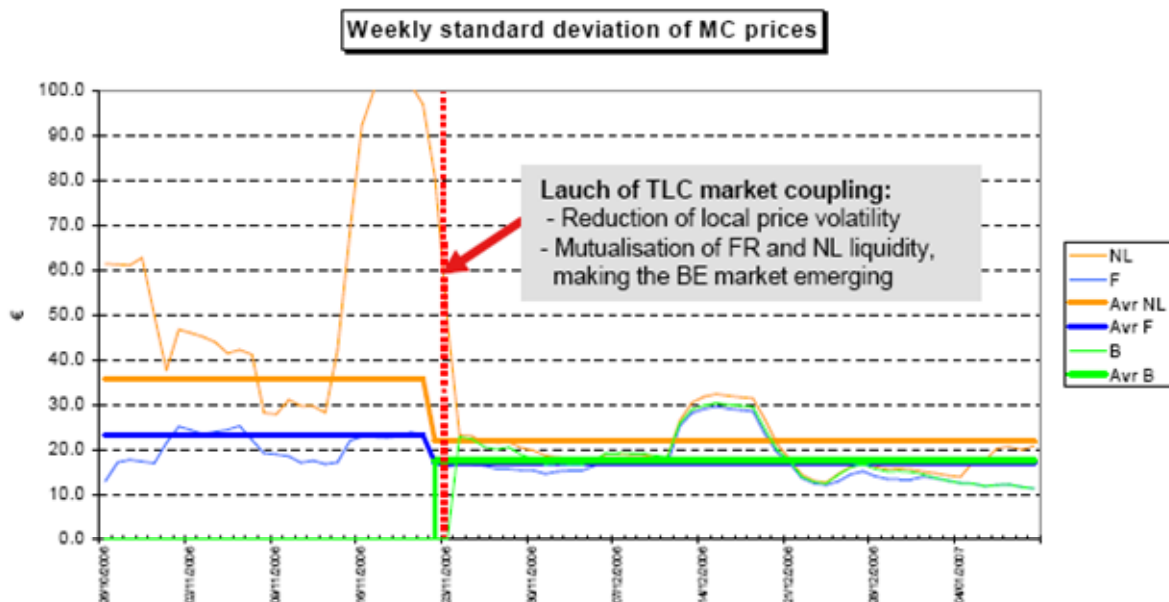
- le premier est lié au fait qu'**une majorité des capacités d'interconnexion de long-terme est d'ores et déjà utilisée comme des FTR sur les marchés couplés** (cf tableau ci-après). Les taux de revente des produits de long-terme en journalier sont très élevés au sein du TLC, ce qui signifie que les détenteurs de capacités de long-terme préfèrent recevoir le différentiel de prix qu'utiliser physiquement ces droits en les nominant. La proportion importante de transactions transfrontalières exécutées via les marchés organisés tend à démontrer que le passage obligé par les marchés organisés, loin de constituer une barrière au développement des échanges transfrontaliers, représente une facilité essentielle pour les acteurs de marché ;

2008	Part des capacités de long-terme revendues en journalier	
France - Belgique		52%
Belgique - France		88%
Pays-Bas - Belgique	22	77%
Belgique - Pays-Bas		73%

- le second vient du manque de cohérence du positionnement de certains acteurs. Il est, en effet, curieux de constater que **les acteurs de marché qui se montrent les plus réticents à participer à la liquidité des marchés organisés – et donc à la fiabilité des références de prix – sont souvent ceux qui réclament, de manière inconditionnelle, la mise en place d’une indemnisation des réductions de capacité d’interconnexion au différentiel des prix de marchés organisés.**

De plus, concernant ce second point, l’introduction de FTR ne précéderait pas la mise en place de couplage de marché. Or, les couplages de marché permettent de réduire la volatilité des prix sur les marchés organisés et d’accroître sensiblement la qualité de ces prix et la confiance qu’on peut leur porter.

Le graphique ci-dessous illustre la nette réduction de la volatilité sur les marchés hollandais et français une fois couplés. La mutualisation de leur liquidité ainsi que la création du marché belge ont permis d’avoir des références de prix plus fiables.



Source : Powernext

Cependant, il reste une interrogation légitime liée à la mise en place de FTR : le passage obligé par les marchés organisés pour exécuter une transaction transfrontalière donnera de fait le monopole de ces transactions aux marchés organisés. Or ceux-ci ne sont généralement pas des entités régulées. Dès lors, l’extension du couplage de marchés et la mise en place de FTR posent la question du mode de gouvernance à mettre en place vis-à-vis des bourses.

Pour conclure, il apparaît que **les réserves exprimées par certains acteurs de marché à l’encontre de la mise en place de FTR sur les interconnexions où une solution de couplage de marché existe ne sont pas toutes légitimes ou pertinentes.** La question de la gouvernance des bourses reste toutefois à traiter.

Compte-tenu des nombreux avantages – y compris une amélioration potentielle de la confiance dans les références de prix journaliers – que comporte le fait d’allouer les capacités d’interconnexion sous forme d’options à recevoir le différentiel de prix (quand il est positif), les régulateurs, auraient tout intérêt à encourager et faciliter leur mise en place. Cela passe par une réflexion de fond sur la question de la gouvernance des bourses³¹.

³¹ A cet égard, il existe un groupe de réflexion dédié à la question de la gouvernance des bourses créé suite au Forum de Florence de décembre 2009 - lien : [AHAG - expert group](#)

4. Comment développer la liquidité sur les marchés secondaires ?

D'après l'article 2.12 des Congestion Management Guidelines³², « les capacités peuvent faire l'objet d'échanges sur le marché secondaire [...] ». La mise en place de marchés secondaires présente plusieurs avantages :

- En permettant aux détenteurs de capacités de les revendre, l'existence d'un marché secondaire rend ces produits plus attractifs. Ainsi, puisqu'un produit échangeable a nécessairement une valeur plus importante qu'un produit qui ne l'est pas, la mise en place d'un marché secondaire implique un accroissement de la valorisation des capacités et donc, toutes choses étant égales par ailleurs, du revenu des enchères.
- En permettant de plus à d'éventuels nouveaux entrants, par exemple, d'acquérir de la capacité annuelle en cours d'année, la mise en place d'un marché secondaire permet un accroissement de la concurrence sur le marché des capacités, et par conséquent, un accroissement de la concurrence sur les marchés de gros de l'électricité.

Sur toutes les frontières françaises avec d'autres Etats membres, des marchés secondaires ont été mis en œuvre. Trois mécanismes coexistent :

- **la revente sur demande des capacités annuelles aux enchères mensuelles** : le détenteur d'une bande de capacité annuelle peut notifier aux GRT son souhait de la revendre sous forme de bande mensuelle lors de la prochaine enchère mensuelle de capacité ; il en recevra le prix issu de cette enchère. Ce mécanisme est faiblement utilisé sur les frontières françaises ;

Tableau 10 : Revente de la capacité annuelle aux enchères mensuelles³³

2009		Capacité annuelle revendue en moyenne aux enchères mensuelles	Part de la capacité annuelle allouée
Allemagne	Export	43	5%
	Import	14	1%
Belgique	Export	11	1%
	Import	0	0%
Espagne	Export	18	12%
	Import	3	1%
Italie	Export	39	2%

Source : RTE - Analyse : CRE

- **la revente automatique des capacités de long terme à l'enchère journalière (Use-It-Or-Sell-It ou UIOSI)** : ce mécanisme, qui était initialement sur demande comme le précédent, permet la revente automatique des capacités de long terme dès lors qu'elles ne sont pas nominées, au prix de l'enchère journalière. Sur les frontières gérées par couplage de marchés, cela revient à utiliser les PTR comme des FTR puisque le prix

³² 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.

³³ Pas de données disponibles pour l'Italie dans le sens de l'import.

de la capacité journalière est le différentiel de prix entre les marchés. Comme présenté plus haut, ce service est largement utilisé au sein du TLC. Pour 2009, sur la frontière entre la France et la Belgique, on note que le taux de revente des capacités de long-terme tend vers 70% dans les deux sens ;

- **le transfert de capacité de gré à gré** : les détenteurs de capacité de long terme peuvent également en revendre tout ou partie à un autre acteur, à un prix convenu librement entre eux. Le produit transféré n'est pas forcément une bande mais peut être découpé en fractions d'une heure. Malgré la flexibilité de ce service, il n'est que peu utilisé : en effet, les échanges enregistrés pour l'année 2009 ont uniquement concerné l'interconnexion entre la France et l'Italie pour une moyenne de 87 MW. La publication des détenteurs de capacité de long et moyen termes peut expliquer cette particularité.

La mise en place de marchés secondaires, avec en particulier la possibilité de transférer les capacités entre acteurs, était une demande forte des acteurs de marché. La faible utilisation des transferts montre que cette demande de la part des acteurs n'est pas complètement satisfaite. Plusieurs raisons expliquent cette situation :

- l'absence de transfert des obligations financières liées aux droits de transport lors d'une vente de gré à gré est rédhibitoire pour les détenteurs initiaux. Dans cette situation, ceux-ci ont des craintes légitimes à vendre tout ou partie de leurs droits à un tiers car en cas de défaut de paiement de ce dernier, le gestionnaire de réseau se tournera vers eux ;
- l'absence de plate-forme dédiée, avec un mécanisme de clearing, ne facilite pas les transferts. Rechercher un acquéreur ou un vendeur, sans une telle plate-forme, est inefficace et chronophage. A défaut d'une plate-forme de ce type, la liste des détenteurs de capacité devrait au moins être accessible aux acteurs enclins à acquérir de la capacité. Un tel système est en place sur l'interconnexion France-Italie uniquement, où le nom des détenteurs de capacités est publié ;
- du fait de la faible liquidité du marché secondaire, les GRT ne sont pas incités à mettre en place une plate-forme permettant la rencontre de l'offre et de la demande de manière anonyme. Pourtant, l'existence d'une telle plate-forme leur permettrait de racheter, si nécessaire, un éventuel trop-vendu de capacité, au juste prix. Un tel outil, qui leur permettrait d'éviter dans une certaine mesure les réductions de capacités et leur indemnisation, permettrait aux GRT de se dégager de l'incitation implicite à réduire le niveau des capacités allouées aux horizons de long terme. De plus, ce mécanisme de rachat des capacités par les GRT rendrait également la plate-forme plus attractive pour les acteurs et la liquidité du marché secondaire en serait augmentée ;
- la mise en place du mécanisme de revente automatique (UIOSI) rend les transferts de capacités moins attractifs. Pour un détenteur de capacité, le mécanisme de revente automatique permet d'optimiser facilement ses positions sans effort ni risque, puisqu'il touche le prix de l'enchère journalière dès lors qu'il n'a pas nommé sa capacité de long terme en J-1. Au contraire, les transferts de capacités doivent être notifiés en J-2, voire en J-3 ou J-4 en fonction des jours de la semaine ;

- dans une moindre mesure, l'absence de fermeté financière freine la liquidité du marché secondaire, de la même façon que celle des enchères, en excluant les acteurs de marché particulièrement sensibles aux réductions (comme ceux sans capacité de production ou située uniquement dans un pays) de participer aux échanges transfrontaliers par crainte d'avoir à se rééquilibrer.

En conséquence, il est important de souligner que le développement des marchés secondaires donne aux gestionnaires de réseaux un outil supplémentaire pour garantir la fermeté des capacités ainsi qu'une meilleure valorisation des capacités. En effet, la mise en place d'une plate-forme dédiée aiderait également à développer la liquidité sur le marché de gré à gré ce qui permettrait aux gestionnaires de réseaux de racheter l'éventuel trop-plein de capacités et aux acteurs de marché de mieux gérer leur besoin en droit de transport. Enfin, sur les interconnexions où une solution de couplage de marché n'est pas envisageable à court terme, la mise en place de PTR avec mécanisme de revente automatique devrait être privilégiée.