

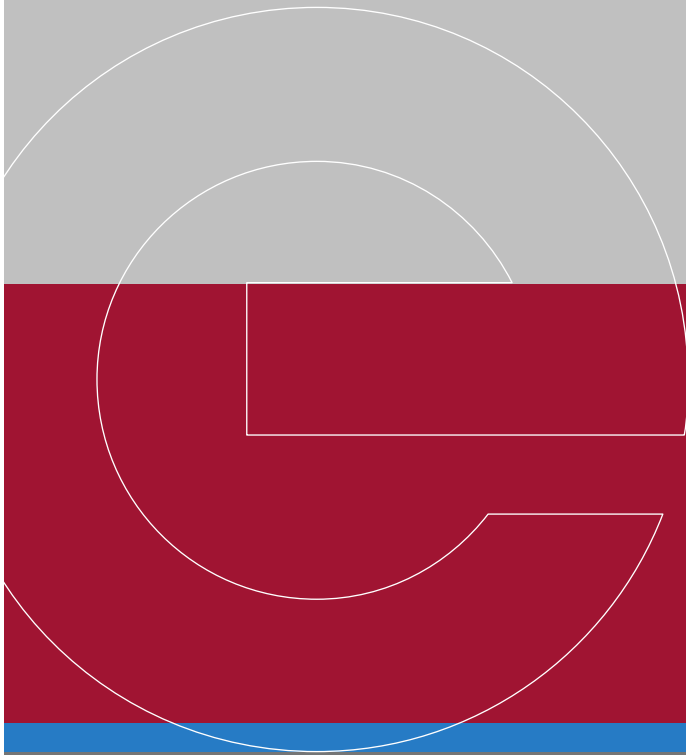
Contributions relatives à la consultation publique
sur les modalités de mise en œuvre de mécanismes
efficaces de gestion des congestions aux frontières.

BDEW (En anglais)	page 2
BELPEX (En anglais)	page 9
Centrica (En anglais)	page 12
EDF	page 20
EFET	page 31
Electrabel (En anglais)	page 42
EnBW Trading (En anglais)	page 56
Iberdrola	page 69
Uniden	page 78
Vattenfall (En anglais)	page 81

Position Paper

Response of the German Association of Energy and Water Industries (BDEW)
on CRE “Public consultation on the modalities for the implementation of
efficient congestion management mechanisms at borders”

STN 04.004.08
18 July 2008



1. Long-term capacity allocation

• Firmness of capacities

How is the financial risk associated with socialising the cost of capacity firmness evaluated?

How can the TSOs be incentivised to trade off fairly between the level of capacity and the cost of firmness?

In our view, major improvements can be achieved by

- buying back capacity;
- countertrade;
- re-dispatch;
- curtailment compensation at market spread conditions;
- changes in network topology (long term solution).

Because of the TSOs' unique role in the market (as a low risk monopoly provider of services with access to much more market information than any other player) all their actions regarding firmness should be appropriately monitored by regulatory authorities, ideally with a scope wider than national. The legal and organisational framework needs to be developed and adapted to accommodate a regional and – at a later stage – pan-European approach.

How can confidence in the price references from the organised markets, on which price differential compensation would be based, be improved for all stakeholders?

The “Report on Transparency” issued by the Central Western European Electricity Regional Initiative should be put into practice

Could the implementation of caps to limit the cost of compensation (cap on the price differential level and/or on the compensation period and/or on the total amount of the compensation) be an acceptable transitional step for the market operators and TSOs?

Caps in the discussed form lead to increased risks for capacity holders if the allocated capacity is curtailed. Any price cap in any

segment of the market is detrimental and is causing repercussions in all other segments of the electricity market.

Price caps particularly deter potential newcomers from entering the market.

If so, at what level should these caps be fixed?

See above.

- **Physical and financial rights**

Would the extra cost to the market operators of converting long-term capacities into financial products (which would have to be done through the organised markets) not be largely compensated for by the savings associated with the simplification of procedures for accessing the interconnections and the increase in liquidity of the organised markets?

Theoretically yes. However, liquidity building is in practice a long process requiring uninterrupted confidence in the reliability of market results over a long period. Therefore a purely financial capacity market can only be the result of a longer evolutionary process.

There is a strong risk of instead damaging liquid long term wholesale markets through changes in the design of the long term market. Losses related to such a damaging process may be rather high. This in turn would weaken the degree of market liberalisation which has already been achieved

Would converting long-term capacities into financial products not be an effective way of increasing the liquidity of the organised markets, and consequently improving confidence in the price references?

- **Secondary markets**

Leaving aside the buying back of capacities by the TSOs to avoid curtailments, would the added value offered by an anonymous secondary organised market be enough to make it a high priority?

What additional flexibility would the market operators like?

Why do some market operators not want the names of holders of capacities on the French interconnections (excluding the France-Italy interconnection) to be published?

- **Scope of the auction platforms**

Should separate projects be rolled out in all regions, or should the progress made with one be used to save resources in the others?

As soon as the CWE-market is producing tangible results in terms of newly established market architecture the results may be transferred to other regions (see the example given below). However, as set out below, there should not be given priority to one of the projects but the advantages of the different approaches should be used.

2. Allocation of daily capacities

- **Compatibility and order of the coupling projects**

How could the various coupling projects currently in progress be coordinated at interregional or European level?

Starting with Central-Western Europe and Northern Europe, a multi-regional optimisation and common approach is needed and an appropriate market architecture needs to be established.

The ideal solution may be to merge all projects into some form of a unique Pan-European market coupling fully harmonised and in one optimisation. However, such an ideal is not a realistic model to be achieved in the near future, because of:

- lengthy agreement seeking due to large number of parties (the larger the region)
- different peculiarity in market design and products (different cultures)
- Market coupling or splitting (dependent on the future of exchanges)
- reduced flexibility to include additional regions in the future

BDEW subscribes the following view taken in the ETSO-EUROPEX Interim Report April 2008:

“74. Given the diversity of situations and congestion management approaches already implemented in different regions, the Dome coupling model may be a pragmatic approach for the short to medium term.

Potentially it:

- a) builds on existing regional initiatives (and requires minimal changes to these regional arrangements or their governance);
- b) is able to achieve a reasonable degree of optimality (depending on the tightness of the coupling and the nature of adjoining regions);
- c) allows some flexibility on how congestion management is solved within each market region, which can customise market and the intra-regional congestion management rules appropriate to the local requirements;
- d) has the potential to be implemented across Europe relatively quickly. In particular, the governance and technical issues are lessened with volume coupling, particularly if some degree of looseness can mitigate the need for immediate full harmonisation;
- e) it is capable of facilitating and supporting further parallel evolutionary development - including: progressive harmonisation across regions, horizontal integration.”

From an operational point of view, how can the interaction between the next two market couplings, such as the coupling of France and Benelux with Germany and of Germany with Denmark, be managed effectively?

First of all it has to be considered that due to the intended implicit allocation between the Netherlands and Norway (NorNed-cable) the situation is even more complex. A close cooperation between the different projects on harmonisation and effective processes is necessary. BDEW is working with its partners within NEW MPP on

this issue. As far as we know the research for solutions between the partners (TSO's and PX's) which are leading the development of the different projects has already begun.

***What priority can be given to the different coupling projects?
On the basis of what criteria?***

Some harmonisation will be needed to make better use of the ongoing coupling initiatives. This should not be done by giving priority to one of the projects but with using the advantages of the different approaches and without hindering the dynamics of any of the projects. Any further delays in any of the projects might deeply undermine confidence in the regional approach and its ability to quickly deliver tangible results.

- **Status of the electricity exchanges**

How can the development of coupling projects, which naturally involves the Power Exchanges, be reconciled with their current unregulated status?

“Would changes to the regulatory framework of the Power Exchanges be desirable? If so, what changes?”

3. Allocation des capacités infra-journalières

- **La gestion des échanges d'énergie**

How can sufficient liquidity for intraday trades be guaranteed (model 2 or 3)?

Is competition between the intraday trading platforms (model 1) viable in the long term, or will it finish up with the emergence of a single platform?

If a monopoly developed, should it be regulated? If yes, how?

- **Project added value**

What intraday mechanisms should the TSOs introduce in the short term? And in the medium term?

In the current context, where improvements are being made to the long-term auctions, dayahead market coupling is being extended and balancing market integration is being envisaged, what priority should be given to setting up more sophisticated intraday mechanisms?

4. Balancing trades

- **Access to interconnection capacity**

Should interconnection capacity be reserved beyond the needs resulting from the pooling of primary reserves to allow balancing exchanges?

In our view, there should be no capacity reservations.

- **Model for managing the balance between injections and withdrawals**

Under what circumstances should the balance between injections and withdrawals be guaranteed almost exclusively by secondary reserves?

- **Desirable degree of harmonisation**

What degree of harmonisation of the balancing mechanisms is desirable, particularly as regards:

- ***the formats of balancing offers,***
- ***the remuneration principle of balancing offers,***
- ***the calculation of imbalances and the settlement price of the imbalances ?***

Brussels, July 16th, 2008

Belpex response to the “Public consultation on the modalities for the implementation of efficient congestion management mechanisms at borders”

This note contains Belpex’ responses to certain of the topics addressed in aforementioned consultation (the Consultation Paper).

Belpex remains at the disposal of the CRE to further discuss the opinions expressed in this note. Questions may be addressed to:

James Matthys-Donnadieu
Product Development Manager
James.matthys-donnadieu@belpex.be
+32 (0)2.546.72.93

Financial Transmission Rights

Belpex supports the idea that shifting from Physical Transmission Rights (PTR) to Financial Transmission Rights (FTR) would offer several advantages.

- There would be no need anymore to arbitrarily split the available interconnection capacity between long term capacity rights (important for the market parties to hedge cross border price risks) and capacity reservations for the market coupling (important for guaranteeing optimal capacity utilisation and price convergence). Introducing FTR’s would allow to offer the maximum amount to both timeframes thereby maximizing the amount of forwards hedges for the market while at the same time allocating all physical capacity through market coupling. This will result in an optimal utilization of all the interconnection capacity, maximum price convergence and even more resilient and robust day ahead price indices.



- Because day ahead prices are used as underlying in the valuation of forward contracts, more robust and resilient day ahead price indices may reduce the volatility risk premium included in forward contract prices.
- More robust and resilient day ahead prices and maximum price convergence may also induce a downward pressure on FTR prices compared to PTR prices as these long term hedge products tend to be priced based on the spread between the forward contract prices of the relevant markets.
- All the operations related to the daily nominations of PTR's would not be necessary anymore thereby reducing operational costs and risks both for the market participants as well as for the TSO's.
- Implementing a true secondary market for PTR's requires robust title tracking mechanisms (implying close interaction between the trading platform and the PTR database), fungibility of the PTR's as well as firmness. The complexity in organizing a true secondary market lays in the physical nature of the PTR. The financial character of FTR's would probably make the implementation of a secondary market easier, provided the necessary (financial) firmness is guaranteed by the TSO's.
- An improved access to long term hedge products through an efficient secondary market would facilitate market entry for cross border trade.

Intraday Market

Intraday markets (ID) are an important tool for market parties to keep positions balanced as injections and/or off-take may change between the day-ahead stage and real time operations. The growth of intermittent generation capacity makes efficient ID-markets even more relevant.

Like most of the other European power exchanges, Belpex has responded to the needs of the market by establishing a transparent and efficient continuous traded ID market where market parties can easily find counter-parties to trade out their imbalances or to benefit from arbitrage opportunities. The Belpex intraday market volumes have been steadily growing since its start in March 2008 which proves the clear interest of the market for such trading arrangements.

Belpex supports the idea that an implicit continuous capacity allocation would simplify the existing ID-capacity allocation arrangements considerably.

As provider of organized markets that facilitate non-discriminatory access to liquidity, Belpex can make an important contribution to cross border congestion management based on implicit allocations. As power exchange we have a strong incentive to meet market participants' needs concerning traded products. The trilateral market coupling project is a good illustration of how combined know how and close collaboration between TSO's and power exchanges adds significant value for the market. The added value of power exchanges in the establishment of cross border congestion management methods has also been recognized by the Florence Forum.



Belpex, together with APX, EEX and Powernext have worked together to identify a possible model for ID cross border trade which we have laid down in a White Paper called: *Cross Border Intraday Markets : White Paper on a possible market model proposed by APX, Belpex, EEX and Powernext*. For our opinion regarding ID cross border trade we refer to the White Paper which is attached to the present note¹.

Point of departure of the White Paper was the identification of the key principles an efficient intraday cross border market should have. The proposed model is a continuous traded cross border ID market with implicit capacity allocation. It is based on a collaboration of power exchanges that will allow their respective ID liquidity to compete irrespective of the exchange it was submitted to, but taking into account the available ID cross border capacity.

This model, which is compliant with EU regulation, maximizes ID liquidity and competition on each of the involved markets while ensuring efficient and secure interconnection capacity utilization. Its decentralized approach allows furthermore to take into account the regulatory characteristics of the different involved markets and to give market participants access without additional technical or legal arrangements. The model is compatible with either an ATC or a flow based capacity determination model.

The white paper also identifies a number of issues that would need to be addressed and that are likely to impact the range of choices regarding possible models for ID cross border markets, inclusive the once identified in the consultation paper.

Belpex would be willing to discuss the ideas set out in the White Paper as well as the identified issues/challenges with the CRE.

¹ The White Paper is also available on www.belpex.be

Centrica plc
Millstream East
Maidenhead Road
Windsor
Berkshire SL4 5GD

Telephone +44 (0)1753 431000
Facsimile +44 (0)1753 431010
www.centrica.com

Commission de Régulation de l'Energie
2 rue du Quatre-Septembre
75084 Paris Cedex 02

By email: webmestre@cre.fr

22nd July 2008

CRE - Public consultation on the modalities for the implementation of efficient congestion management mechanisms at borders

Dear Sir, Dear Madam,

I refer to your recent, June 2008, consultation on the modalities for the implementation of efficient congestion management mechanisms at borders. On behalf of Centrica, I wish to submit the following response.

Centrica supports the work being done by the CRE and other regulators in cross border and regional initiatives. Improved cooperation between national markets and regulators and the creation of closer regional markets will, we believe, encourage greater liquidity and market competition and ultimately benefit customers.

In addition to our activities in our home market of Great Britain, Centrica and its affiliates is also active in the wholesale electricity markets of France as well as in Spain, Belgium, the Netherlands and Germany. We support the work by the CRE to implement a more efficient congestion management mechanism at the French network border points.

A key element of energy market liberalisation is ensuring non-discriminatory access to network structures, including interconnectors. This helps improve security of supply through better network congestion management at borders, increases interconnection capacity and hence the resilience in each interconnected region.

In developing new congestion management mechanisms, we would urge the CRE to keep the mechanisms as simple and transparent as possible.

The structure of our response conforms to that of the consultation document itself.

1. Long-term capacity allocation

• Firmness of capacities

Questions:

- *How is the financial risk associated with socialising the cost of capacity firmness evaluated?*
- *How can the TSOs be incentivised to trade off fairly between the level of capacity and the cost of firmness?*
- *How can confidence in the price references from the organised markets, on which price differential compensation would be based, be improved for all stakeholders?*
- *Could the implementation of caps to limit the cost of compensation (cap on the price differential level and/or on the compensation period and/or on the total amount of the compensation) be an acceptable transitional step for the market operators and TSOs? If so, at what level should these caps be fixed?*

As per the report of the CRE, the congestion revenues at the interconnectors have not historically matched the costs of delivering firm capacity.

A fairer system of allocating payments against constrained flow is to be welcomed. It should contribute to increased liquidity on all applicable exchanges as operators will be more willing to move power across grids. Improved liquidity should help facilitate new entry to the market and boost the level of competition in the national and regional markets.

With a compensation mechanism that refunds at the full market spread, the financial risk of providing firm capacity is not shared with the network users but is passed on fully to the network operator. As the TSO is the agent best placed to manage congestion and firmness through operational and physical choices, we believe this is the fairest mechanism.

The use of caps to limit the cost of compensation paid out by the network operator in the event of curtailment is unfair to network users who have little or no control on the availability of capacity. It is the TSOs who are in control of network availability and the use of caps does not incentivise them to deliver firmness. In a perfect world, the network user would want the full cost of capacity reimbursed and the market spread fully compensated. As a transitional measure and for a fixed term duration, the use of caps could be an alternative methodology, but this should be combined with an incentive regime to deliver on firmness. We would welcome a further consultation to address the form and duration of these compensation caps.

Confidence in the price reference used for compensation is enhanced by market transparency and regulatory certainty. The price reference should be a market based reference and should be consistently used by all parties concerned. The reference should be agreed through discussion with market participants. Greater market transparency helps increase liquidity, and

together these should also improve the quality of the price setting mechanism to reflect the true characteristics of the market.

Regulatory certainty and regulatory coordination across borders further enhances the trust placed by participants in the markets. We strongly urge the CRE and other national regulators to make use of the guidelines on transparency previously prepared by ERGEG, which should help deliver a consistent model across the regions.

• **Physical and financial rights**

Questions:

- *Would the extra cost to the market operators of converting long-term capacities into financial products (which would have to be done through the organised markets) not be largely compensated for by the savings associated with the simplification of procedures for accessing the interconnections and the increase in liquidity of the organised markets?*
- *Would converting long-term capacities into financial products not be an effective way of increasing the liquidity of the organised markets, and consequently improving confidence in the price references?*

As markets mature, it may be feasible to move to increasing implicit auctions and financial transport rights. In order for this to succeed however the underlying issues that are currently delaying the development of physical trades should be addressed. These issues should include the harmonisation of gate closures, nomination processes, auction rules etc. The financial products merely reflect the fundamental physical products, and if the design of the latter is lacking, then the financial products will not be robust either. For electricity flows to occur the financial products must ultimately be converted into a physical delivered product. Attempting to increase the level of liquidity without taking account of the end physical product could be counter productive. This issue merits further consideration by the regulator and market participants.

• **Secondary markets**

Questions:

- *Leaving aside the buying back of capacities by the TSOs to avoid curtailments, would the added value offered by an anonymous secondary organised market be enough to make it high priority?*
- *What additional flexibility would the market operators like?*
- *Why do some market operators not want the names of holders of capacities on the French interconnections (excluding the France-Italy interconnection) to be published?*

In our opinion, the issue of anonymity of capacity holders is of a secondary nature compared to the provision of a non-discriminatory system for allocating and trading of secondary capacity.

The creation of secondary market is essential to deliver optimum use of capacity. In theory a secondary market should allow traders to buy and sell the title of a product, with only the final purchaser presenting this to exercise the right to the capacity stated in the traded title. A properly organised secondary market can support the anonymity of the individual traders. The publication of the capacity holder's name is not necessary for the trading of

capacity, as buyers and sellers can be matched by an independent provider or platform.

Whilst many believe that anonymity may increase liquidity, the primary driver would be guaranteeing the firmness of the traded capacity. Until such time as there is sufficient liquidity in a market to warrant an independent trading platform that provides for anonymity, some form of messaging board is the most obvious method for trading of secondary capacity, but usually this does necessitate visibility of who actually holds the capacity.

The use-it-or-sell-it mechanism delivers additional flexibility over the use-it-or-lose-it mechanism.

In addition, we would encourage the use of within-day auctions. This would enable users to make fuller use of pricing signals and other market information and is more consistent with other elements of competitive electricity markets in generation and supply. The auction rules should be refined by allowing nominations closer to the gate closure.

• **Scope of the auction platforms**

Question:

- *Should separate projects be rolled out in all regions, or should the progress made with one be used to save resources in the others?*

In the interest of a single European market, rolling out one single auction platform across all regions would be ideal. However given the varying degrees of liberalisation across member states, this can not happen immediately. Some borders and regions are willing and able to progress faster than others. In our opinion, each region should progress at a pace suitable to its particular development and priorities.

To help ensure that developments occur in a harmonious manner and to make it easier to link the various platforms at a later date, each region should be encouraged to build their trading models according to commonly agreed terms and conditions. The experience from the early moving regions can thus benefit the design of auction platforms in the slower paced regions. Joint reports, perhaps by ERGEG, could publish the progress made across the regions and include details of the lessons learned and best practice from the various projects.

2. Allocation of daily capacities

• **Compatibility and order of the coupling projects**

Questions:

- *How could the various coupling projects currently in progress be coordinated at interregional or European level? From an operational point of view, how can the interaction between the next two market couplings, such as the coupling of France and Benelux with Germany and of Germany with Denmark, be managed effectively?*
- *What priority can be given to the different coupling projects? On the basis of what criteria?*

A number of cross border and regional projects are ongoing. To help inform the regulators on how the various market coupling projects are linked and/or prioritised, we believe that a pan-European roadmap would be beneficial, based on objective criteria. This could be constructed from the ERGEG regional initiatives, thus involving the regulators, the network operators and network users. In so far as possible, this roadmap should avoid causing delays to any individual project so as not to undermine the confidence of market participants in the regional initiatives.

• **Status of the electricity exchanges**

Questions:

- *How can the development of coupling projects, which naturally involves the Power Exchanges, be reconciled with their current unregulated status?*
- *Would changes to the regulatory framework of the Power Exchanges be desirable? If so, what changes?*

Power exchanges are not regulated in the way that monopoly network operators are, but neither do they need to be. Whilst they may be a key component in the development of market coupling projects, they are not a monopoly provider in the way that network operators are but merely act as a platform or market facilitator for wholesale traders. In this, the regulatory control should focus on ex-post review as needed rather than on ex-ante controls.

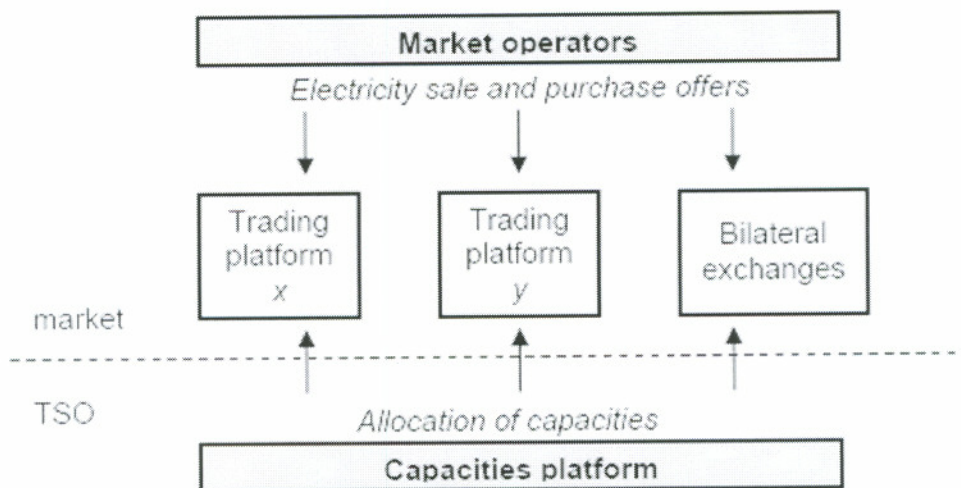
The focus of regulatory oversight should be in two parts. Firstly, it should ensure that the design of the exchange does not itself encourage or facilitate abuse of conduct by exchange users. Secondly, the regulator should oversee wholesale markets to verify that exchange users do not in practice abuse their position within the exchange. This can be achieved through an ex-post study of available data as may be appropriate by the relevant regulatory authorities, and if this gives rise to concern then a further investigation may be launched to look at the underlying issues in more depth.

3. Allocation of intra-day capacities

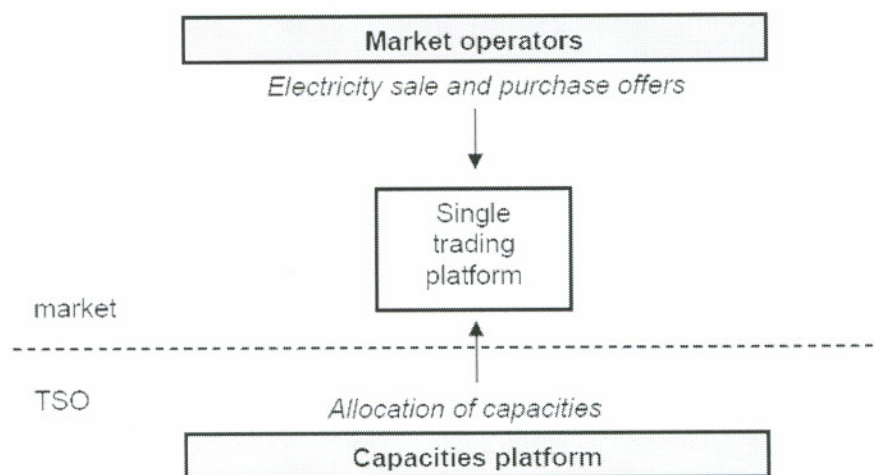
• **Management of power exchanges**

Several models are considered for the management of energy trades.

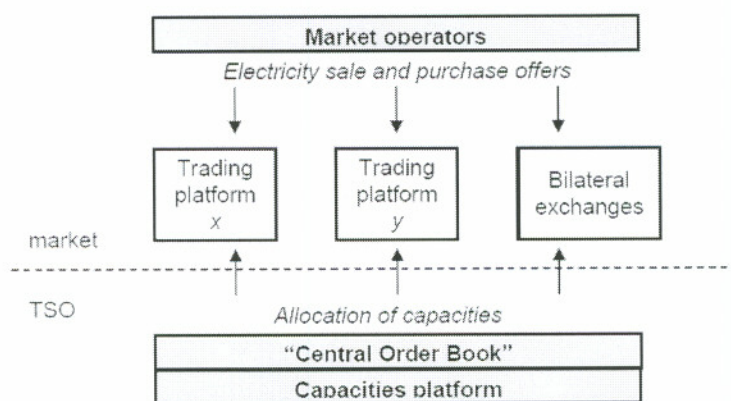
- Model 1: intraday exchanges with several competing trading platforms



- Model 2: intraday exchanges with a single trading platform



- Model 3: intraday exchanges with a capacity platform centralising offers made on different trading platforms



Questions:

- How can sufficient liquidity for intraday trades be guaranteed (model 2 or 3)?
- Is competition between the intraday trading platforms (model 1) viable in the long term, or will it finish up with the emergence of a single platform?
- If a monopoly developed, should it be regulated? If yes, how?

The third model is the one most likely to facilitate market liquidity, as there will be multiple, competing trading platforms. Furthermore by linking network capacities through a central order book, it should help deliver optimum usage of capacity.

In the long term it is unlikely that all platforms will continue to exist. Over time efficiencies will likely lead to some platforms merging. It is unclear whether this would result in a single platform or merely fewer than at the outset.

Oversight of the trading platforms – whether a single or multiple platforms – should focus on addressing any potential misconduct by the platform users. The ownership structure of the trading platform should not be such that there is any asymmetry of information between the market participants. The design of the trading rules should not facilitate misconduct by trading parties. We have also addressed this issue within our response on the status of electricity exchanges.

• **Project added value**

Questions:

- *What intraday mechanisms should the TSOs introduce in the short term? And in the medium term?*
- *In the current context, where improvements are being made to the long-term auctions, day ahead market coupling is being extended and balancing market integration is being envisaged, what priority should be given to setting up more sophisticated intraday mechanisms?*

In developing cross border trading, we consider that the most important priorities are long term explicit auctions (especially on borders where non-market mechanisms currently apply) and day-ahead market coupling. Cross border intraday and balancing trade mechanisms are potentially interesting enhancements but if they would unduly complicate or delay the introduction of the basic market mechanisms then they should be deferred to a secondary stage.

Market coupling should fully utilise all capacity made available up to day ahead (or whenever market coupling is run). The later a nomination is allowed, the most efficient the system becomes, as network users can make use of more accurate, available information.

Intraday trade can address any additional capacity released by the TSO, for example capacity that had previously been reserved for safety margin and which is no longer required on the day for that purpose.

4. Balancing trades

• **Access to interconnection capacity**

Question:

- *Should interconnection capacity be reserved beyond the needs resulting from the pooling of primary reserves to allow balancing exchanges?*

In a liberalised energy markets, the adjoining transmission network operators should not be reserving capacity for the purpose of balancing the exchanges in their respective markets. Instead, the operators should be utilising market based balancing mechanisms.

By reserving a certain volume of interconnector capacity to address the possible need for balancing, the TSOs are merely reducing the potential for liquidity in their markets and could distort the market.

• **Model for managing the balance between injections and withdrawals**

Question:

- *Under what circumstances should the balance between injections and withdrawals be guaranteed almost exclusively by secondary reserves?*

Network operators should only reserve capacities for the purpose of responding to emergency situations. As the date of the capacity utilisation nears, the network operator should be able to review the need for emergency capacity and release unwanted capacity back to the market.

• **Desirable degree of harmonisation**

Question:

- *What degree of harmonisation of the balancing mechanisms is desirable, particularly as regards:*
 - o *the formats of balancing offers,*
 - o *the remuneration principle of balancing offers,*
 - o *the calculation of imbalances and the settlement price of the imbalances ?*

As noted above, in our opinion, capacity should not be reserved by the TSOs for the purpose of balancing. Instead, the balancing mechanism should be based on market based mechanisms.

Cross border balancing can be enhanced if the relevant national balancing markets are based on the same principles. For this, we would encourage the national regulators to use the guidelines establishment by ERGEG following an industry wider consultation in 2006.

To reiterate, we support the work being done by the CRE to implement more efficient congestion management mechanisms at the border points. I trust that you find this response helpful. Please do not hesitate to contact me if you would like to discuss any issue raised in further detail.

Yours faithfully,



Carys Rhianwen
European Regulatory Manager

Email. carys.rhianwen@centrica.com
Mobile. +44 7979 566325

EDF considère que l'amélioration des mécanismes de gestion des interconnexions favorise l'intégration des marchés et leur fonctionnement à tous les horizons de temps (spot, forward...).

L'efficacité de tels mécanismes repose sur les principes suivants :

- Maximiser les capacités mises à disposition du marché, en privilégiant les produits de long terme pour couvrir le risque de volatilité des prix de marché
- Garantir la fermeté des capacités allouées par les GRT
- Harmoniser à l'échelle régionale les règles d'accès aux interconnexions dans un cadre de régulation adapté

1. Allocation des capacités de long terme

• Fermeté des capacités

Questions :

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

- o Un acteur de marché achète des droits de transport comme moyen de couverture de tout ou partie de son portefeuille. Il utilise cette option afin d'optimiser la gestion de son portefeuille et de son exposition à la volatilité des marchés jusqu'à l'échéance de nomination J-1.

Le préjudice subi par un acteur dont la capacité est réduite en J-1 correspond à la valeur du différentiel de prix spot, celle-ci pouvant être supérieure ou inférieure au prix initial d'acquisition de la capacité.

Si le motif de réduction relève d'une situation relevant de la force majeure, le principe d'un remboursement basé sur la valeur d'acquisition de la capacité est envisageable.

Pour tout autre motif de réduction¹, la valeur de la compensation financière doit être égale à la différence entre les prix de marché J-1.

- o Les GRT disposent d'instruments pour minimiser leur risque:
 - allocation partielle de la capacité disponible sous forme de droits de transport de long terme (horizons annuel et mensuel).
 - la capacité résiduelle (éventuellement complétée de la capacité long terme non utilisée par les acteurs) est destinée à l'allocation journalière, mais le GRT a toute latitude pour n'en allouer qu'une partie le cas échéant.

¹ Dans les règles actuelles RTE Règles d'Accès au Réseau Public de Transport Français pour des Importations et des Exportations, le motif de différenciation de la compensation entre raison relevant de la force majeure et « raison liée à la Sécurité du Système Electrique » n'est pas évident à comprendre.

- les GRT disposent également de recettes permettant de mettre en œuvre des actions afin de couvrir ce risque² :
 - Acquisition de capacités en amont du J-1 sur un marché secondaire de capacité ;
 - Intervention lors de l'allocation journalière en rachetant de la capacité ;
 - A une échéance proche du temps réel, le GRT peut activer les offres disponibles sur le marché d'ajustement local, voire celles mises à disposition par des GRT voisins.
 - Le GRT allocataire des capacités de transport dispose de moyens adaptés pour mettre en œuvre une politique de risque équilibrée permettant un fonctionnement économique du système dans le respect des règles de sûreté.
- **Comment inciter les GRT à réaliser le bon arbitrage entre niveau des capacités et coût de la fermeté ?**
- La réduction du risque pour le GRT ne doit pas se traduire par une limitation de la capacité commerciale mise à disposition par les GRT à l'ensemble des acteurs des marchés de gros.
 - Le GRT dispose d'outils lui permettant de d'adapter son risque au niveau d'incertitude. La connaissance de l'ensemble des paramètres dimensionnant pour le système électrique (Production, Consommation, Demande) et leur utilisation (prévisions de production et de consommation, planning prévisionnel de la maintenance et du développement du réseau,) lui permet d'anticiper les tensions de l'équilibre Offre-Demande, et des éventuelles congestions internes sur le réseau.
 - La réduction du niveau d'incertitude peut être facilitée par une coordination renforcée entre GRT. L'initiative du forum pentalatéral pour la région Centre-Ouest en est un exemple avec le projet de couplage des marchés de la région Centre-Ouest et les principes de coopération accrue en matière de sûreté d'approvisionnement.
 - Dans le but de garantir une allocation maximale et une utilisation optimale des capacités existantes, une incitation peut être l'objectif d'étendre les missions confiées à la société commune CASC, aujourd'hui limitées au seul service d'allocation des capacités annuelles, mensuelles et journalières :
 - Le développement d'une plate-forme centrale d'allocation implicite et continue des capacités est de nature à améliorer le fonctionnement du marché intrajournalier. Cette plate-forme donne aux GRT une meilleure visibilité en temps réel sur la capacité résiduelle disponible, et améliore les opportunités d'échanges d'excédents de réserve et d'actions de redispatching pour garantir les transactions.

² Règlement EC 1228/03, Article 6.6. « Toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants: a) garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée; [...] »

- Un modèle centralisé de calcul et de détermination des capacités, alimenté par une base de données communes à l'ensemble des GRT
- Un guichet unique pour les nominations concernant l'utilisation des capacités allouées : cette fonction améliore la visibilité des GRT sur l'utilisation commerciale des capacités d'interconnexion pour la zone considérée.

L'objectif d'incitations doit donc être considéré dans une dimension d'intégration régionale et sa réussite requiert le soutien de l'ensemble des régulateurs nationaux.

- **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 ?**

- Il y a consensus parmi les acteurs du marché de gros sur l'utilisation des prix des Bourses comme références de prix indépendantes. Elles sont notamment utilisées comme indices pour des transactions commerciales, par les GRT pour déterminer les prix de règlement des écarts. Ces références interviennent également dans différentes dispositions réglementaires (CSPE, TARTAM) sans soulever de critiques.

Le principe d'une compensation à l'échéance journalière construite à partir de ces indices est de plus de nature à améliorer la liquidité du marché.

- **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 ?**

- EDF n'est pas favorable au principe de fixation d'un prix limite. Néanmoins, afin de faciliter la mise en œuvre d'une compensation au différentiel de prix de marché, une période transitoire (par exemple 1 an maximum) pourrait être envisagée. La détermination de ce plafond doit être précédée d'une large consultation des acteurs de marché.
- Un plafond sur une période donnée (mensuelle par exemple) serait une approche préférable à une limitation au pas horaire.
- La réflexion sur l'opportunité d'un cap pose la question plus générale des prix limites par les Bourses et leur harmonisation (180 €/MWh sur OMEL, 500 €/MWh sur GME, 2000 €/MWh sur Elspot, 3000€/MWh sur Powernext et EEX).

• **Droits physiques ou financiers**

Questions :

- **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 ?**

- Il est difficile d'évaluer l'impact en terme de coût/bénéfice d'une transformation des droits de transport physiques en produits financiers dans la mesure où certains processus seront maintenus :
 - Des allocations primaires des droits à différentes échéances (annuel, mensuel) demeurent, qu'il s'agisse de droits de transport ou de droits financiers ;
 - Le principe de trading secondaire (transfert ou revente) doit également être conservé ;
 - La réglementation relative aux certificats d'énergie renouvelables en vigueur dans certains pays (Italie par exemple) impose la justification d'exports d'énergie vers ces marchés, que seules des nominations physiques à la frontière permettent de garantir aujourd'hui ; Un compromis sous forme de droit de transport « hybride » (droit financier pouvant également être nommé physiquement) pourrait être à court-terme une solution adaptée à ces contraintes réglementaires, dans l'attente d'une évolution de la certification des certificats que pourrait proposer le GRT.
- L'autre frein à une approche financière est la commission perçue par les Bourses, laquelle reste significativement supérieure à celles des brokers. Elle limite pour le moment l'intérêt pour les acteurs de recourir à des droits financiers purs.

- **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 ?**

- L'augmentation des capacités mises à disposition par les GRT, en particulier celles de long terme (horizons annuel et mensuel) constitue un vecteur important d'amélioration de la liquidité. La répartition actuelle a tendance à privilégier la capacité journalière (capacité réservée pour le couplage des marchés) au détriment de la capacité de long terme.
- Une augmentation des investissements en interconnexions est de nature à améliorer significativement l'offre de produits de transport, en particulier sur des frontières contraintes comme le Royaume-Uni, l'Espagne et l'Italie.

A plus court-terme, une amélioration de la détermination des capacités commerciales par les GRT doit être envisagée. Elle doit se traduire par une approche régionale, où les GRT partagent un même modèle de calcul et de détermination à la place de l'actuelle approche qui reste trop nationale.

- EDF considère enfin que des produits de transport pluriannuels (5 ans par exemple) sont également une source d'amélioration de la liquidité des marchés.

• Marchés secondaires

Questions :

- **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 ?**
 - EDF n'a pas a priori de préférence particulière sur l'organisation secondaire. Cependant, l'option d'un marché organisé et anonyme doit être comparée à l'option d'un mode d'organisation avec un ou plusieurs brokers, qui garantit également l'anonymat des transactions. Le rapport coût/bénéfice de chacune des deux options (Système d'information, commission) doit également être analysé.

- **De quelle flexibilité supplémentaire souhaitent bénéficier les acteurs de marché ?**
 - Un certain nombre de points sont de nature à améliorer l'efficacité d'un marché secondaire :
 - Publication du nom des détenteurs de capacités lors de l'allocation primaire, comme c'est le cas sur la frontière France-Italie;
 - Système d'information fiable et fonctionnel (ex : Damas) ;
 - Fonctionnalité (ex : possibilité de notification au plus près du guichet de clôture (GCT) et non en J-2).

- **Pourquoi certains acteurs de marché refusent-ils la publication du nom des détenteurs des capacités sur les interconnexions françaises (hormis l'interconnexion France – Italie) ?**
 - EDF soutient le principe d'une communication transparente des résultats des enchères aux frontières, notamment le nom des détenteurs de capacités. L'identification des détenteurs de capacités est un moyen facilitant le trading secondaire.

• Etendue des plates-formes d'enchères

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

- La solution idéale serait sans aucun doute un système unique gérant l'ensemble des frontières des 27 pays de l'Union. Cette approche « Top-Bottom » est inatteignable à court-terme compte-tenu des prérequis (cadre réglementaire adapté, harmonisation contractuelle, compatibilité des échanges de données et des systèmes d'informations , etc...).

- Une approche plus pragmatique consiste à capitaliser l'expérience des différentes initiatives régionales, réputées bâties sur des zones homogènes. Elle permet de tenir compte des spécificités régionales sans remettre en cause la dynamique d'intégration.

Le projet CASC pour la région Centre-Ouest, les réflexions identiques dans les initiatives Centre-Est et Centre-Sud indiquent qu'à minima une plate-forme par région constitue une étape incontournable. Cela représente une avancée importante par rapport à la situation actuelle (1 GRT = 1 plate-forme).

Par ailleurs, elle ne remet pas en cause la cible possible d'une fusion à terme des différentes plates-formes régionales vers un système européen unique d'allocation des interconnexions.

2. Allocation des capacités journalières

• Compatibilité et ordre des projets de couplage

Questions :

- **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 ?**
 - Une approche pragmatique consiste à s'appuyer sur les initiatives régionales. De part leur spécificité et leur dynamique propres, il paraît préférable de privilégier dans la mesure du possible l'harmonisation et l'intégration au sein de chaque région (prime à la cohérence).
 - Dans un deuxième temps, la question de l'intégration entre régions doit être considérée. La difficulté découle de l'absence aujourd'hui d'une feuille de route sur l'intégration entre initiatives régionales. Le pragmatisme doit guider cette démarche, en évaluant notamment le degré d'intégration atteint dans chaque région et le niveau de compatibilité entre les mécanismes de marchés en place.
 - Une allocation journalière de type *price-coupling* est la seule apportant un gain économique, mais elle requiert des mécanismes de marché compatibles. En leur absence, toute autre approche de couplage (ex : *volume-coupling*) ne procure pas un gain significatif par rapport à une allocation de type enchère explicite (occurrences de flux commerciaux non cohérents avec les différentiels de prix constatés)
- **Quelle priorité donner aux différents projets de couplage ? Sur quels critères ?**
 - EDF privilégie le couplage Centre-Ouest comme projet de nature à apporter un gain maximal dans l'allocation et l'utilisation des capacités aux frontières

communes entre la France, le Benelux et l'Allemagne (notamment par le choix d'une approche *price-coupling*).³

- La nature complexe des projets EMCC et NorNed et des ressources engagées incitent à privilégier une approche conjointe et coordonnée de ces deux initiatives :
 - Les projets sont deux initiatives séparées de couplages concernant la même zone géographique (Scandinavie et Europe Centre-Ouest)
 - Côté scandinave, c'est la même Bourse (Nordpool dans les deux cas). ;
 - Côté continental, les bourses APX et EEX sont également partie prenante dans le couplage Centre-Ouest. L'utilisation distincte de leurs carnets d'ordre dans des mécanismes de couplage successifs au cours d'une même journée questionne le gain réellement atteint ;
 - La pertinence d'un couplage de marché entre ces 2 régions reste posée en l'absence de produit de couverture à terme compatible entre modèles scandinave et continental. (Par exemple, comment rapprocher les modèles scandinave (approche CFD) et continental (approche droits physiques) ?).

- EDF privilégie de manière transitoire des enchères explicites entre les régions Centre-Ouest et le Nordpool avant la mise en œuvre d'un projet de couplage entre ces 2 zones.

• Statut des bourses de l'électricité

Questions :

- **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 ?**

La mise en œuvre des projets de couplage est facilitée par l'assurance d'une neutralité financière du projet pour les parties prenantes (GRT, Bourses). Les régulateurs peuvent envisager d'utiliser une partie des futurs revenus de l'allocation pour garantir l'investissement initial. Un mécanisme incitatif peut être envisagé par les régulateurs sous forme d'un bonus/malus dépendant par exemple de l'atteinte de l'objectif dans le respect d'un calendrier et d'un plafond de ressources autorisées.

Les régulateurs doivent également s'assurer que les conditions de fonctionnement de couplage garantissent un traitement transparent et non-discriminatoire vis-à-vis de l'ensemble des acteurs de marché, notamment entre marchés organisé et bilatéral.

Dans l'optique d'une transformation des droits de transport physiques vers des produits financiers, une analyse du cadre de régulation approprié peut s'avérer nécessaire (directive MIFID).

³ On peut souligner aussi que l'ensemble constitué de la France, l'Allemagne et le Benelux représente approximativement la moitié de la production/consommation de la zone UCTE (source UCTE 2007)

3. Allocation des capacités infra-journalières

• La gestion des échanges d'énergie

Questions :

- **Comment garantir une liquidité suffisante pour les échanges infra-journaliers (modèle 2 ou 3)?**

- En règle générale, les arbitrages des acteurs de marché interviennent au plus tard en J-1, et se traduisent par des déclarations d'utilisation des interconnexions (nominations) auprès des GRT.

Le marché infrajournalier est en revanche un marché de rééquilibrage permettant éventuellement une optimisation de leur portefeuille, mais plus généralement de corriger un déséquilibre physique de leur périmètre (aléa sur les injections ou soutirages). Les acteurs ont alors la possibilité de corriger par eux-mêmes ces écarts plutôt que de payer une compensation financière dans le cadre du règlement des écarts.

Le marché infrajournalier se caractérise donc par un volume moins important que le volume d'activité spot qui concentre l'essentiel de l'activité marché de gros (En 2007 sur le Nordpool, le volume négocié sur le marché spot (Elspot) a représenté 290,6 TWh quand le marché infrajournalier (Elbas) a seulement traité 1,6 TWh). L'efficacité d'un marché journalier repose sur la possibilité offerte aux acteurs de bénéficier de moyens de rééquilibrage, qu'ils soient locaux (hub) ou frontaliers (interconnexions).

- **La concurrence entre les plates-formes de « trading » infra-journalières (modèle 1) est-elle viable sur le long terme, ou déboucherait-elle sur l'émergence d'une plate-forme unique ?**

- La concurrence entre plates-formes commerciales (brokers, Bourses) est déjà effective sur l'ensemble des produits à terme, allant de J-1 à l'annuel N+3 (ex : *forward* versus *futures*).

L'activité infrajournalière se traduit par des produits supplémentaires proposés aux acteurs de marché.

Pour traiter ces produits sur le marché bilatéral, les acteurs auront certainement la possibilité d'utiliser un système reprenant le principe d'un « Agrégateur de Carnet d'Ordre » (comme c'est aujourd'hui le cas pour l'ensemble des produits à terme aujourd'hui négociés sans entraîner nécessairement l'émergence d'une plate-forme unique).

- **Dans l'hypothèse où un monopole apparaît, faut-il alors qu'il soit régulé ? Si oui, comment ?**

- Il convient de s'assurer qu'un cadre de régulation adapté garantit des conditions de fonctionnement transparentes et non-discriminatoires, en particulier lorsque les prestations de service sont assurées par des intérêts privés. Des exigences en matière de transparence (mise à disposition d'informations à destination du marché, pour le régulateur à des fins de surveillance) doivent être effectives.

• La valeur ajoutée des projets

Questions :

- Quels mécanismes infra-journaliers les GRT doivent-ils mettre en place à court terme ? A moyen terme ?

- EDF soutient comme modèle infrajournalier le principe de plate-forme de trading continu, à l'image du système Elbas présent en Scandinavie depuis plusieurs années. L'allocation simultanée de la capacité et de l'énergie correspondante est une réponse adaptée aux besoins de rééquilibrage des acteurs à très court terme.
- Un système d'enchères explicites n'est pas viable en infrajournalier. Il se caractérise par des processus d'allocation de la capacité, de négociation (transaction d'énergie) et de nomination vers le GRT. Ce processus opérationnel est donc inadapté à la spécificité de l'infrajournalier qui requiert une réactivité forte compte-tenu de la proximité du temps réel.
- Les conditions de réalisation sont en principe atteintes : La future société commune CASC gèrera à partir de 2009 les allocations annuelles, mensuelles et journalières pour la zone Centre-Ouest. Le processus de détermination et de mise à jour des capacités commerciales disponibles en infrajournalier opérationnel. Un certain nombre de marchés organisés (APX, Powernext, EEX, Nordpool...) proposent par ailleurs des plates-formes de transactions commerciales. Il ne reste aux GRT qu'à développer l'interface « Plate-forme de capacité » alimentée à partir des ATC aujourd'hui disponibles. EDF considère que l'atteinte de ce système n'est possible qu'avec une volonté partagée entre régulateurs et GRT.

- 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 infra-journaliers élaborés ?

- Il ne peut y avoir de réservation de capacités pour une échéance donnée. Toute la capacité commerciale non-utilisée ou disponible (netting) doit être mise à disposition des acteurs de marché.

Au plus près du temps réel (1h avant échéance), le GRT conserve la possibilité de recourir à des échanges de blocs d'énergie avec d'autres GRT limitrophes à des fins d'ajustement, et ce dans la limite des capacités atteignables sur les

interconnexions et des volumes d'offres disponibles sur les mécanismes d'ajustement.

- Priorité doit être donnée au développement de l'infrajournalier commercial frontalier. Même si le Règlement européen impose qu'un mécanisme infrajournalier d'allocations doit être en place depuis le 1^{er} Janvier 2008, certaines frontières ne le permettent pas encore (Hollande et Italie par exemple).

4. Echanges d'ajustement

• L'accès à la capacité d'interconnexion

Question : 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 ?

- EDF rappelle sa préférence à une allocation des capacités commerciale selon la séquence la plus efficace qui répond aux besoins des acteurs de marché :
 - Maximisation de la capacité offerte aux allocations de long terme.
 - Allocation de la capacité non-utilisée ou supplémentaire (netting) dès le journalier et étendue pour l'infrajournalier
 - Allocation de la capacité résiduelle pour l'ajustement et l'échange de réserves entre GRT.
- L'analyse des indicateurs du rapport 2007 de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques illustre d'une part la faisabilité de ce principe, en regard de la part de capacité résiduelle sur la plupart des interconnexions françaises, d'autre part le moindre intérêt économique à réserver de la capacité pour de l'ajustement potentiel au détriment par exemple d'un couplage optimisé en J-1 (gain pouvant atteindre l'ordre de 100 M€).
- Le GRT peut également apprécier l'opportunité de solliciter une partie de la marge de sécurité (TRM) à des fins d'ajustement entre GRT, en fonction des conditions d'équilibre et de la dynamique du système électrique.

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

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

- EDF ne considère pas que les mécanismes de gestion de réserves actuellement présents en Belgique et l'Allemagne soient optimaux sur un plan économique. Dans le cas d'un réseau maillé, une contractualisation auprès des producteurs de l'ensemble des réserves, à fortiori via un volume important de réserves secondaires engendre nécessairement un surcoût financé par le tarif d'utilisation du réseau. Il réduit l'incitation des RE à minimiser leurs écarts en mutualisant une partie de ce surcoût.

En contrepartie, le niveau de sûreté système atteint ne paraît pas amélioré pour autant, ce système pouvant procurer l'impression de disposer à tout moment des

réserves nécessaires (de manière automatique) et ne pas être incitatif à améliorer ses pratiques en terme de sûreté ou d'efficacité économique. Pour autant, dans certains cas de petit réseaux isolés, assurant seuls leurs réglages de fréquence, il semble tout à fait pertinent de faire appel à ce genre de mécanisme.

• **Le degré d'harmonisation souhaitable**

Question : 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 ?

- Le schéma cible proposé par la CRE et inspiré du modèle scandinave (Nordpool) en cours d'harmonisation constitue un objectif intéressant. Il consiste à centraliser au niveau régional l'ensemble des offres disponibles auprès de GRT et à procéder à une gestion régionale et harmonisée des ajustements et des écarts. Il présente aussi de fortes similitudes avec le modèle infrajournalier Elbas, en permettant la mise à disposition implicite d'ajustements dans la limite des capacités d'interconnexions disponibles.

Il permet donc l'élaboration d'un prix d'ajustement unique en l'absence de congestions, ou bien d'un prix d'ajustement différencié en fonction des congestions actives sur les zones de prix.

- Pour ce qui concerne les quatre initiatives régionales dont la France fait partie, plusieurs conditions préalables doivent être atteintes au préalable : évolution des cadres réglementaires nationaux, harmonisation des règles de marché, harmonisation des échanges de données et des systèmes d'information.

EDF considère qu'un premier pas peut être atteint avec l'expérimentation d'échanges d'ajustement entre TSO entre la France et UK. Cette approche pragmatique permet à chaque système de bénéficier de manière réciproque des « surplus » de réserves entre pays tout en étant compatible avec des modèles de marché différents.

EDF soutient la généralisation de cette initiative vers d'autres pays, voire recommande l'idée d'une centralisation de l'ensemble des offres en surplus des TSO sur une plate-forme unique à disposition des GRT. Comme pour le modèle infrajournalier, cette plate-forme serait également munie d'une interface de capacités alimentées par les GRT et qui préciserait les volumes de capacités résiduelles disponibles pour l'ajustement.

- Cette cible intermédiaire, a priori plus atteignable dans un premier temps, nécessite néanmoins des adaptations importantes de la part des GRT, ainsi que la mise en place d'un cadre de régulation transfrontalier efficace.

1. Allocation des capacités de long terme

• Fermeté des capacités

Questions :

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

Jusqu'à présent, les revenus des congestions ont été supérieurs aux coûts de la gestion des congestions en assurant la fermeté des capacités périodiques (expliqué dans le Rapport de la CRE, et démontré sur le document EFET publié en mai 2006 *More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure: Improving firmness of capacity rights and maximising capacity allocation using new regulatory incentives for transmission system operators*).

Dès lors que la capacité est ferme en garantissant que sa compensation en cas de coupure se fait au *full-market-spread*, sa valeur augmente automatiquement. En effet, dans ce cas, les acteurs de marchés seront prêts à payer une prime de risque pour garantir la fermeté qui est transmise aux GRTs. D'autre part, les acteurs du marché rattachent une valeur de risque de coupure supérieur à celle estimée par les GRTs, car les GRTs ont accès à l'information sur l'état du réseau de manière privilégiée et prioritaire, et gèrent les mécanismes de congestions aussi bien dans le long que dans le court terme. Les GRTs sont donc les gestionnaires naturels du risque de coupure et les acteurs de marché rémunéreront le risque associé à la fermeté à minima au niveau du *full-market-spread*.

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

Les GRTs doivent faire face aux signaux de prix réels lors des réductions de capacités, c'est-à-dire qu'ils doivent compenser les détenteurs de capacité au *full-market-spread*. Dans ce cas, les GRTs seront capables de prendre les décisions les plus efficaces. En effet, les GRTs sont les seuls vendeurs naturels de droits de transport capacités et ils possèdent la meilleure information et l'accès aux mécanismes pour gérer le risque.

En effet, les GRTs ont la possibilité de gérer les congestions dans le long terme et dans le court terme par de différents mécanismes parfaitement expliqués dans le Rapport de Gestion et Utilisation des Interconnexions :

- Rachat des capacités par les GRTs ;
- Réductions des capacités ;
- Actions de « countertrading » par les GRTs en J-1 ;
- Réaménagement des plans de production ou « redispatching » ;
- Modification de la topologie du réseau.

Etant donné que le risque financier des GRTs est totalement couvert, afin d'augmenter leurs marges, les GRTs seront obligés d'optimiser la gestion des interconnexions en appliquant les mécanismes décrits ci-dessus de la manière la plus efficace possible. Il s'agit de la meilleure façon d'encourager et d'améliorer la gestion et l'utilisation des interconnexions par les GRTs.

En ce qui concerne un mécanisme d'incitation pour assurer que la capacité disponible soit maximisée lors des enchères périodiques, EFET est actuellement en train de débattre un mécanisme approprié. Une première approche consiste à baser ces incitations sur les revenus nets des enchères des capacités périodiques (annuelles, biannuelles). Les revenus nets sont déterminés à partir des revenus bruts des enchères auxquels on soustrait les coûts pour garantir la fermeté (avec les outils décrits ci-dessus). Ainsi les GRTs seront incités à garder leurs coûts le plus bas possible en améliorant l'efficacité de gestion des congestions en même temps qu'ils garantissent la fermeté des produits.

En effet, une telle incitation stimule et oblige les GRTs à faire usage d'outils de plus en plus efficaces pour assurer la sécurité du réseau, ainsi qu'à améliorer les méthodes de calcul et de gestion des capacités en vue d'en vendre le plus possible dans les enchères périodiques car cela entraînerait une augmentation des revenus et donc du résultat. Un équilibre naturel sera trouvé entre la valeur ajoutée du bénéfice économique de l'ensemble du marché et les coûts que cela présente pour les GRTs.

- 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 confiance dans les références de prix progressera en améliorant la transparence et la liquidité du marché. Le plus la transparence et la liquidité du marché se développent, le plus les régulateurs dans toutes les régions seront poussés à appliquer des règles communes concernant la transparence. Ceci permettra une transparence et liquidité accrue dans toutes les régions. De ce fait, les références de prix seront plus crédibles.

La confiance dans les références de prix dépend aussi d'autres facteurs. Un pré-requis fondamental dans tout marché est, avant tout, la confiance des acteurs dans ce même marché. Tous les facteurs permettant une confiance dans la référence de prix sont donc fondamentalement liés à la confiance dans le marché même.

Le facteur de liquidité est doublement révélateur. D'un côté, l'existence même d'un marché liquide démontre que les acteurs ont confiance en ce marché. D'autre part, l'existence de liquidité attire plus d'acteurs de ce même marché et, de ce fait, accroît la liquidité. En ce qui concerne le marché à terme, toute la gamme de produits et de supports de trading (marché OTC ou organisé) permet aux acteurs d'acheter et de vendre leur produit selon leurs besoins spécifiques.

Un autre facteur qui améliore la confiance dans les références de prix est au travers la mise en place des règles et régulation cohérentes dans tous les marchés. Aujourd'hui, afin de pouvoir traiter plusieurs pays, un acteur doit comprendre plusieurs types de règles de marché souvent différents et parfois contradictoires. Une harmonisation des différents régimes appliqués dans les différents pays membres au travers des régions et plus tard au travers de l'Europe entière augmentera la confiance des acteurs de marché dans les marchés respectifs et de ce fait améliorera la participation, la liquidité et donc la confiance dans les références de prix.

En attendant une amélioration de la transparence, de la liquidité, et de la cohérence et de l'harmonisation de règles, il est impératif qu'une surveillance continue et efficace du marché soit conduite par les régulateurs. L'imposition d'une pénalisation appropriée et dissuasive contre les acteurs qui se comportent de manière anticoncurrentielle est essentielle.

Les détenteurs de capacité ne sont pas responsables des pics anormaux de prix dans le marché. Bien au contraire les détenteurs de capacité sont les victimes de ces anomalies. Du fait qu'ils se soient procurés ces droits de capacité afin de se couvrir des prix de marché spot, une interruption de l'accès aux capacités d'interconnexion couplé avec des prix anormaux est extrêmement pénalisante. Ceci était le cas entre la France et l'Espagne en Novembre 2007 lorsqu'il y a eu des prix fortement à la hausse en même temps que des interruptions du droit de l'utilisation des capacités. La valeur et la raison même aux acteurs d'acheter des droits d'accès aux capacités sont fortement réduits sans une compensation au *market spread*.

L'indemnisation du *full-market-spread* ne peut être appliquée que lorsqu'il existe des deux côtés de la frontière un marché du type spot permettant des *day-ahead call-option*. Dans le cas de l'interconnexion France-Angleterre, il est donc impératif de trouver une bonne référence de prix pour assurer une compensation appropriée. En l'absence d'une telle compensation, les TSOs de chaque côté du câble IFA devraient avoir l'obligation de rééquilibrer les positions des acteurs en cas de coupure afin qu'ils se retrouvent équilibrés et à l'abri de coûts prohibitifs suite à un événement dont ils n'ont aucun contrôle ou prévision. De surcroît, le changement de règles prévu sur IFA qui, en 2009, appliquera les principes UIOSI et OIOLI sans compensation physique ou au *full-market-spread*, sera encore plus pénalisant qu'aujourd'hui, car l'application de ces principes retireront le seul outil de gestion de risque de coupure disponible aux détenteurs de capacité. En effet aujourd'hui, ceux-ci ont moyen de réduire le risque de

pénalisation en cas de coupure en réduisant leurs nominations, car en cas de réduction, IFA réduit la capacité de chaque acteur au prorata de ce qu'ils ont acheté (un acteur peut avoir acheté 150 MW et décide de nommer 100 MW s'il estime qu'il y a un risque de coupure. En cas de coupure les 50 MW non nommés seront les premiers à être réduits, et le risque d'être en déséquilibre sur les deux marchés adjacents est donc réduit). Dans le cas où les principes UIOLI et OIOSI seront appliqués, en cas de coupure IFA réduira la capacité des détenteurs au prorata en fonction de leur nomination et donc si les acteurs nomment positivement, dans tous les cas de figure, ils seront pénalisés par les coûts des écarts dans les deux marchés moins le remboursement de la capacité au prix d'achat sans compensation physique ou au *full-market-spread*. Contrairement à certaines interconnexions AC, sur IFA, câble DC, le risque de coupure est bien réel et fréquent, il est donc inacceptable de retirer aux acteurs de marché un outil essentiel de gestion de risque de coupure sans compensation physique ou au *full-market-spread*.

- 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 ?

EFET applaudit l'introduction d'une compensation basée sur le différentiel de prix entre les marchés en cas d'interruption de droit de transit. Nous estimons qu'il s'agit d'une étape majeure en vue de permettre l'acquisition par les acteurs de marché de droits fermes d'utilisation de capacités d'interconnexion. Nous estimons que celle-ci sera une étape fondamentale qui permettra d'améliorer fortement la liquidité des marchés. L'importance de cette étape ne peut être sous-estimée car elle dotera la France d'un rôle prépondérant sur le transfert efficace du risque de fermeture des acteurs de marché aux GRTs.

Cependant, comme exprimé précédemment, EFET estime que seule une compensation basée sur le *full market spread* permettra une réelle fermeture des droits d'accès aux capacités d'interconnexion (se référer aux documents d'EFET suivants: *More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure: Improving firmness of capacity rights and maximising capacity allocation using new regulatory incentives for transmission system operators, May 2006* et *Key principles in the treatment of electricity transmission capacity rights, June 2007*). EFET estime que l'introduction d'un plafond quelconque sur l'indemnisation reviendrait à redonner le risque de fermeture aux acteurs du marché et entraînerait des inefficacités dans le marché. De ce fait, nous estimons que la mise en place d'un plafond devrait être considérée comme une mesure transitoire, une étape vers une réelle indemnisation sur la totalité du différentiel de prix de marché. Une date devrait être mise en place pour retirer ce plafond, par exemple le jour du commencement du Couplage de Marché sur l'interconnexion en question.

Nous sommes extrêmement réticents à l'introduction d'un cap sur le différentiel de prix horaire. Les détenteurs de capacités d'interconnexion, et particulièrement ceux qui n'ont pas accès à la production de l'un ou l'autre côté de la frontière, ont le besoin et la volonté de se couvrir le différentiel horaire de marché qui est extrêmement volatile.

Cependant, considérant qu'un plafond est mis en place, celui-ci devrait être sur un montant mensuel car ce type de mécanisme serait en adéquation avec l'intention de la réglementation EC/1228/2003 où il est clairement dit que toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs buts, dont la garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée. Ce plafond pourrait être établi non seulement des revenus mensuels plus 1/12ème des revenus provenant des enchères annuelles, mais aussi des revenus non utilisés des mois précédents (i.e. recettes de m-3 au mois courant). Il est aussi clairement nécessaire que les revenus des enchères journalières et infra-journalières soient pris en compte afin d'établir la somme du mois en cours. L'introduction d'un cap mensuel aurait été suffisamment robuste pour compenser, sans souci des situations où les pics de prix sont extrêmement élevés, avec, en parallèle, des réductions des droits de capacité comme c'était le cas en novembre et décembre 2007.

EFET propose de partager le plafond mensuel entre toutes les heures durant les quelles la capacité a été réduite. Par exemple, partons des hypothèses suivantes:

- le plafond mensuel est de 1000 EUR/MW ;
- il y a eu 744 heures interrompues dans le mois en question ;
- le différentiel de prix a été de 1EUR/MWh pour 740 heures et de 100 EUR/MW pour 4 heures.

On suppose qu'il n'y a pas de plafond de la compensation horaire. La compensation au *full market spread* est de $740+4*100=1140$ Euro/MW, au delà du plafond mensuel. EFET propose de compenser les détenteurs de capacité qui étaient dans les heures où le différentiel de prix était de 1 EUR/MWh par le montant suivant: $1*1000/1140=0.877$ EUR/MWh et de compenser les acteurs dont on a réduit la capacité dans les heures où le différentiel de prix était de 100 EUR/MW par : $100*4/1140=877$ EUR/MWh. Selon ce mécanisme aucun traitement discriminatoire ne serait appliqué à aucun des acteurs, dans aucune heure.

• Droits physiques ou financiers

Questions :

- 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 ?

Il est évident que la mise en place de FTRs présente des avantages certains: élimination des nominations et donc réduction des erreurs opérationnels; augmentation probable de la liquidité avec un accès possible pour les acteurs financiers; etc..

Vous supposez que la mise en place de FTRs engendrerait des surcoûts. Ceux-ci devraient, dans tout les cas, être minimes voire inexistant: d'une part il ne faut pas qu'il y ait de "pancaking" de frais et d'autre part, l'augmentation du volume sur les bourses grâce aux FTRs pourrait justifier une baisse de leurs *fees*.

Cependant, avant de mettre un tel système en place, certains aspects doivent être réglés. En outre, il est nécessaire de déterminer quelle réglementation sera applicable aux FTRs: s'agit-il de la régulation liée à la finance (MIFID) ou à l'énergie ? Dans le cas où un tel mécanisme est soumis à la régulation financière, un nombre important d'acteurs physiques risquent de ne plus pouvoir participer sur les interconnexions ce qui ne serait pas acceptable, a priori.

D'autre part, en vue du manque d'harmonisation entre les différents régimes que régissent les énergies renouvelables, nous voulons tirer l'attention sur la nécessité dans certains pays de devoir tracer l'origine et le transit de l'énergie à certifier d'où le besoin de traçabilité d'un flux physique. Tant que ce manque d'harmonisation existe, il est nécessaire de pouvoir reconvertir ces produits financiers en capacités physiques, en laissant la porte ouverte aux nominations des flux physiques par exemple.

- 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 ?

A priori, cette transformation augmenterait la liquidité mais largement moins que le fait de garantir la fermeté par l'indemnisation du différentiel de marchés, s'agisse-t-il d'un FTR ou d'un PTR. D'une façon générale, l'efficacité des FTRs dépend de comment la conversion a eu lieu. EFET estime important que les régulateurs organisent une consultation sur les PTRs et FTRs. Les acteurs de marché ont déjà lancé le débat avec certains GRTs. Les débats incluent des réflexions sur la phase de transition, la possibilité de traçabilité pour les certificats verts, les coûts qui pourraient être engendrés et la réglementation applicable. Cependant, aucune position finale n'a encore été prise. Nous estimons nécessaire que la totalité des acteurs touchés par ces problématiques soit inclus dans une consultation, en particulier les GRTs et les bourses.

• Marchés secondaires

Questions :

- 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 ?

Un tel projet est important pour améliorer la liquidité dans les marchés de l'électricité et des droits de transport de capacité, mais ce n'est pas une priorité tant que le marché primaire des capacités n'est pas fondamentalement solide. En particulier, le fait de garantir la fermeté des droits de transport de capacité avec la compensation au *full-market-spread* est la première priorité.

Cependant, il est important de noter que, hormis une amélioration du marché primaire, la mise en place d'une plateforme permettant l'échange de droits de capacité faciliterait grandement le marché secondaire. Un tel développement est souhaitable dès que possible

- 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) ?

Quelques acteurs refusent de publier leurs noms pour éviter de révéler des données qui peuvent être considérées commercialement sensibles.

EFET n'a pas eu le temps avant le commencement de l'été de discuter la question du degré exact de transparence souhaitable lors de la publication des résultats des enchères dans les interconnexions françaises.

Cependant, la majorité des membres d'EFET soutient que les GRTs concernés publient la liste des acteurs qui ont obtenu de la capacité dans chacune des enchères. En absence de la mise en place d'une plateforme d'échange organisée (bourse) ou OTC, la publication des détenteurs de capacité facilitera le développement du marché secondaire.

Dans le futur, il est souhaitable que les régulateurs, les GRTs et/ou les bureaux d'enchères de chaque ERI mènent des consultations plus détaillées portant sur les publications de données. Pour le moment, nous considérons important d'avancer sur les points suivants:

- La mise en place d'un régime clair et régulé sur toutes les frontières afin de rendre les droits de capacité totalement fermes contractuellement ;
- Une harmonisation totale des règles d'enchères soutenant cette fermeté et définissant clairement les dispositions pour les situations d'urgence et de force majeure en accord avec la Régulation 1228/2003 et avec le contrat cadre standard d'EFET pour la livraison et l'acceptation de l'électricité ;
- La création d'une plateforme d'échange électronique gérée par les GRTs ou un « auction office », pour favoriser le développement du marché secondaire de droits de capacité ;
- Un processus simplifié et accéléré pour le transfert de droits entre les acteurs du marché, en rendant possible le découpage de produits ruban ou de points des droits aux capacités en heures et blocks d'heures (par exemple, en blocks journaliers, hebdomadaires, saisonniers, ou volumes réduits) ;
- L'apparition d'un minimum de liquidité dans le marché secondaire.

Néanmoins il faut souligner qu'aujourd'hui il n'y a pas de consensus sur le sujet au sein d'EFET.

• Etendue des plates-formes d'enchères

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

En phase de développement, EFET considère qu'il est important d'avancer à un rythme soutenu dans plusieurs projets en parallèle en soutenant un degré d'harmonisation élevé. Cependant le progrès d'une région ne doit pas retarder le progrès d'une autre région. Le développement et l'harmonisation des différents projets peuvent avancer parallèlement.

Afin de bénéficier des bonnes pratiques de chaque région, une benchmark doit être établie et une évaluation continue de celle-ci doit être menée. Par ailleurs, s'il existe des initiatives régionales qui diffèrent du « projet principal » avec une ferme volonté de progresser, celles-ci ne doivent pas être mises à l'écart dans l'attente d'un résultat du "projet principal". C'est le cas du SWE MC qui est en phase d'arrêt en attente que le CWE MC soit suffisamment développé.

L'approche *botton-up* du processus appliquée jusqu'à aujourd'hui (consultation avec les *stakeholder groups* au cours du processus de l'intégration régional) semble être efficace pour permettre à toutes les parties intéressées de participer et donner leur retour dans la plupart des Initiatives Régionales. Malgré le fait que le processus pourrait, à notre avis, être plus rapide, nous ne pensons pas qu'une approche *top down*, imposée sur les participants du marché serait une approche productive et acceptable. Nous encourageons donc les régulateurs à travailler ensemble et à surveiller les projets en cours. Il est important que les différentes conclusions et expériences soient partagées entre les différentes régions.

Du fait que le statu et développement des marchés régionaux en Europe est très divers, nous estimons important que des différents types de projets soient menés à bien dans chaque région. Cependant nous espérons qu'il y ait une coordination et coopération suffisamment proches entre les GRTs et les régulateurs actifs dans chaque Initiative Régionale pour aboutir au but final d'un marché unique Européen, i.e. la mise en place d'une plateforme pour gérer les enchères devrait être développée avec la possibilité de s'étendre et d'incorporer d'autres régions.

Un organisme régulateur au niveau européen devrait se charger d'établir une feuille de route intégrant toutes les initiatives régionales comme nous l'indiquons dans nos réponses de la section 2. Ceci permettrait d'avancer dans tous les projets avec une homogénéité et l'assurance qu'une harmonisation européenne sera atteignable.

2. Allocation des capacités journalières

• Compatibilité et ordre des projets de couplage

Questions :

- 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 ?

EFET soutient fortement le développement du couplage de marché car celui-ci permet l'optimisation de l'allocation en J-1 de la capacité et promu la liquidité des deux côtés des interconnexions. Cependant, pour garantir le bon fonctionnement du mécanisme quelques critères préalables doivent être respectés :

- Une référence de prix prouvée de chaque côté de la frontière en question;
- Un bon niveau de liquidité dans les marchés à terme et sur le marché spot ;
- S'assurer d'une harmonisation des règles de chaque coté de la frontière (p.e. *gate closure*) ;
- Gouvernance objective de toutes les bourses impliquées ;
- Pas ou peu de traitement privilégié pour les bourses (seul un minimum voir aucune capacité peut être gardée pour le marché spot, et surtout pas de monopole) ;
- Les GRTs ou régulateurs ne doivent pas discriminer les détenteurs de capacités long-terme ;

- Etre ouvert à redéfinir les zones de prix en-dehors des frontières politiques;
- Obtenir le soutien des bourses et des GRTs pour faciliter le trading secondaire des droits périodiques;
- La mise en place du *use-it-or-get-paid-for-it* au moment de l'enchère spot.

Le couplage de marché entre l'Allemagne et le Danemark est un projet avancé et son lancement est prévu dès fin septembre 2008. La date de lancement de couplage de marché de CWE était prévue, selon le MoU signé le 6 juin 2007, début 2009. Cependant, son développement est en cours, des délais sont prévus et une date de lancement n'est probablement pas envisageable avant mi-2009 au plus tôt. A cause des difficultés de conception et d'implémentation du *flow-based Market Coupling*, même s'il commençait avec un calcul de capacité disponible basé sur l'ATC, le projet dans le CWE aura quand même probablement du retard.

Cependant, dans le cas des deux projet de couplages entre l'Allemagne avec la France et avec le Danemark, il est actuellement prévu de coupler d'abord l'Allemagne et le Danemark, et de prendre les flux résultants sur la frontière et d'intégrer cette donnée dans le CWE MC. Ensuite, le prix pour le premier MC est publié sur Nordpool et du deuxième couplage pour le CWE MC. Mais il est prouvé, cet algorithme a de fortes probabilités d'aboutir à des flux non-économiques ou illogiques. Nous estimons que ceci est inacceptable. Pour le moment, un procès itératif s'impose (faire un nouveau couplage de l'Allemagne avec le Danemark et ainsi de suite jusqu'à arriver à un résultat cohérent s'il existe).

Afin de pouvoir coordonner de façon objective et efficace les différents projets régionaux à niveau interrégional ou européen, il est nécessaire avant tout de définir une feuille de route à niveau européen. Selon notre compréhension, le régulateur européen prévu (ACER) n'aura certainement pas une autorité suffisante pour agir de façon effective au niveau régional. Nous demandons donc que tous les régulateurs nationaux coopèrent avec ACER. Nous encourageons tous les participants dans chacune des régions de continuer à développer leurs projets tout en tenant compte de ce qu'il se passe dans les autres régions avec, pour but, une intégration à l'échelle Européenne. Ceci implique une compréhension profonde et commune des différentes stratégies, visions et processus discutés dans chaque région. Cette feuille de route devrait donc classifier les divers projets régionaux en fonction de leur importance et de leur probabilité de succès tout en tenant compte de leur compatibilité avec les autres projets régionaux qui se superposent. De cette façon seule sera-t-il possible de coordonner les projets de couplage en cours au niveau européen, notamment ceux du CWE MC de l'EEX avec le Nordpool ainsi que celui du MIBEL avec CWE. Cependant, cette feuille de route doit être mise en place sans mettre en péril l'avancement des projets en cours. De nouveaux délais dans le projet de couplage remettront en cause la crédibilité et la valeur de ces projets en vue de l'intégration des marchés.

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

Selon notre réponse précédente, le développement des projets de *market coupling* devrait être mis en place selon des critères établis dans une feuille de route coordonnée entre les ERI et dans laquelle ACER (ou un organisme régulateur équivalent à niveau européen) coordonne les projets afin d'assurer leur cohérence. Certains des critères objectifs qui doivent être pris en compte incluent l'importance de chaque projet en fonction de la maximisation du bien social européen (non seulement par l'allocation efficace des droits de capacité en J-1, mais aussi en assurant l'augmentation de la liquidité dans le marché OTC et de la concurrence), leur probabilité de succès en prenant en compte de leur compatibilité avec les autres initiatives régionales de couplage de marchés, et le développement de la liquidité du marché résultant du couplage. Il est aussi important de prendre en compte le temps réel de mise en place dans l'évaluation des priorités. Une approche *bottom-up* est très efficace dans ce cas, particulièrement dans les marchés où des solutions rapides et efficaces peuvent être mises en place.

Dans ce contexte, étant donnée que les deux principaux hubs d'énergie européen sont la France et l'Allemagne (ensemble ils font partie de toutes les régions définies par ERGEG), le projet le plus important est CWE. Cependant le projet entre le Danemark et l'Allemagne est le plus avancé et est fortement soutenu par les régulateurs et les acteurs de marché Nordique et de la région CWE. Donc EFET estime que malgré la priorité dédiée au projet CWE, il est important d'avancer sur les autres projets. Nous estimons que le projet CWE MC pourra bénéficier dès septembre 2008 des résultats du MC entre l'Allemagne et le Danemark. Le projet CWE MC devrait donc être défini de manière cohérente, en assurant la possibilité de couplage avec les régions voisines. La débat ne devrait pas mettre en péril l'avancement de projet mais doit s'assurer de l'harmonisation et de l'intégration des différentes initiatives.

La solution du « dome coupling » (page 74 de l'ETSO-EUROPEX *Interim Report April 2008*) est appropriée et permettra un couplage interrégional en relativement peu de temps.

- **Statut des bourses de l'électricité**

Questions :

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

Tous les monopoles doivent être régulés. Si on accorde aux bourses un rôle où elles n'auront plus de concurrence, comme cela pourrait être le cas dans les projets de couplage de marchés qui sont prévus, il faudra réguler de façon efficace cette position monopolistique. Il faudra assurer la rentabilité de l'activité en contrôlant les revenus monopolistiques perçus.

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

[Voir la réponse ci-dessus.](#)

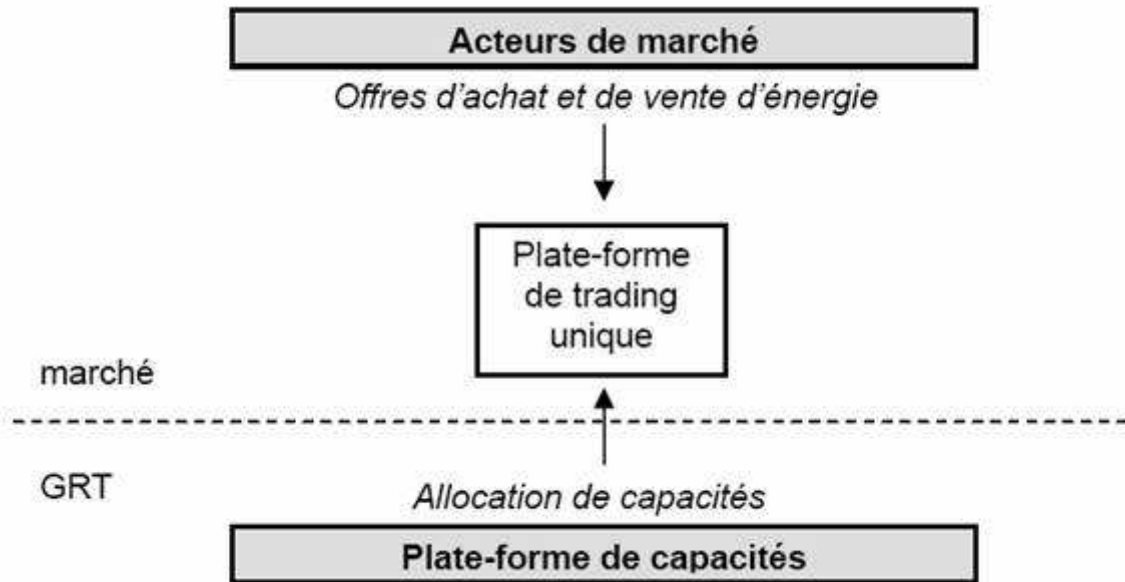
3. Allocation des capacités infra-journalières

- **La gestion des échanges d'énergie**

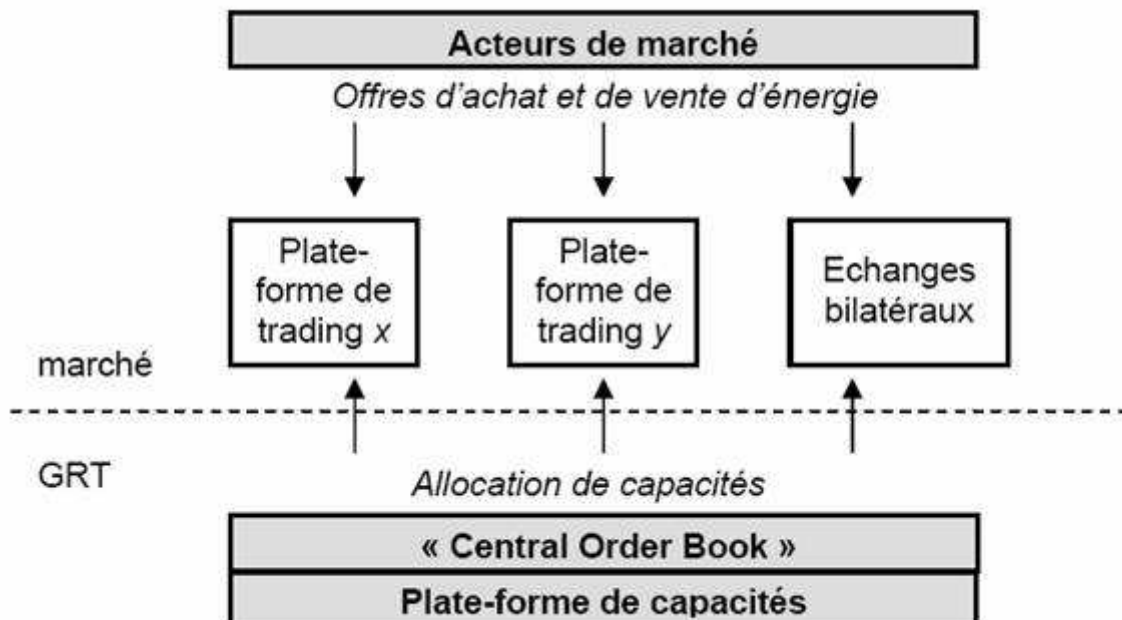
Plusieurs modèles sont possibles pour la gestion des échanges d'énergie.

- Modèle 1 : échanges infra-journaliers avec plusieurs plates-formes de « trading » en concurrence

- Modèle 2 : échanges infra-journaliers avec une plate-forme de « trading » unique



- Modèle 3 : échanges infra-journaliers avec une plate-forme de capacités centralisant les offers réalisées sur différentes plates-formes de « trading »



Questions :

- Comment garantir une liquidité suffisante pour les échanges infra-journaliers (modèle 2 ou 3)?

Le modèle 3 semble être celui qui va permettre un meilleur développement de la liquidité car il met en concurrence plusieurs plateformes. Surtout, ce modèle permettra une profondeur de marché accrue. En plus, il respecte le principe « take and use it » défendu par EFET dans *position paper* sur les marchés intra-journaliers (*Intra-day power markets within and across European national frontiers: A practical approach to facilitate wholesale liquidity*).

- 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 ?

Le modèle 1 n'est pas le modèle le plus efficient puisqu'il nous semble qu'il n'assurera pas que toute la capacité possible soit utilisée dans le sens économique.

- Dans l'hypothèse où un monopole apparaît, faut-il alors qu'il soit régulé ? Si oui, comment ?

En effet, oui, tous les monopoles doivent être régulés en contrôlant l'utilisation des revenus, en assurant une rentabilité suffisante pour maintenir les activités monopolistiques et le cas échéant en appliquant une régulation incitative.

• La valeur ajoutée des projets

Questions :

- Quels mécanismes intra-journaliers les GRT doivent-ils mettre en place à court terme ? A moyen terme ?

La position d'EFET sur les marchés intra-journaliers est décrite dans le document "*Intra-day power markets within and across European national frontiers: A practical approach to facilitate wholesale liquidity*". Néanmoins, il n'y a pas une position commune sur quel pourrait être le mécanisme court-terme pour développer l'intra-journalier. Dans tous les cas, EFET estime impérativement qu'il doit y avoir un mécanisme intra-journalier transparent et non discriminatoire sur toutes les interconnexions européennes (dans la majorité des interconnexions il n'y a pas encore de mécanisme intra-journalier). En outre, EFET soutient l'harmonisation des règles des marchés nationaux pour ainsi établir des bases solides pour permettre un développement de l'intra-journalier ultérieur à la mise en place d'un mécanisme efficace en J-1.

- 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 ?

Il s'agit d'un projet important dont le développement est moins important que l'attribution de droits de capacité fermes ou la mise en place du couplage des marchés. En effet, EFET estime que la priorité des projets est la suivante :

1. Allocation de capacités périodiques fermes;
2. Couplage de marchés en J-1;
3. Développement d'un mécanisme d'allocation des capacités intra-journalières;
4. Intégration des marchés d'ajustement.

4. Echanges d'ajustement

• L'accès à la capacité d'interconnexion

Question : 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 ?

Une étude détaillée sur cette question devrait être poursuivie afin de déterminer la proportion de capacité d'interconnexion doit être réservée en vue de maximiser le *social welfare*. Nous encourageons la CRE à reprendre de nouveau l'initiative afin de préparer un rapport sur ce sujet.

A priori, nous estimons que la réservation de capacité d'interconnexion pour des échanges d'ajustement ne permettra pas une utilisation maximale de celle-ci.

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

Question : 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

Question : 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 ?

Avant d'harmoniser le format des offres d'ajustement, il est important d'harmoniser les modèles de marché d'ajustement entre chaque région. Comme exprimé ci-dessus, l'intégration des marchés d'ajustement est moins prioritaire que l'harmonisation d'autres marchés, par exemple la mise en place d'un marché infra-journalier régional et interrégional doit être implémenté avant la mise en place d'un marché d'ajustement interrégional.

Paris, 23 June 2008

Public consultation on the modalities for the implementation of efficient congestion management mechanisms at borders

CRE published in June 2008 its second annual report on electricity interconnection management and use. This report is downloadable on <http://www.cre.fr/en/content/download/5677/122968/080619Rapport2007InterconnexionsUK.pdf>

CRE invites all interested stakeholders to give their opinion on the modalities for the implementation of efficient congestion management mechanisms, on the basis of the questions raised in the report.

These questions are listed here below.

Answers are expected until 18 July 2008

- by email to webmestre@cre.fr
- by contributing directly on the CRE website (www.cre.fr) in the section "Publications / Public consultations";
- consultations"; by mail to
Commission de régulation de l'énergie
2, rue du Quatre-Septembre
75084 PARIS Cedex 02
France.

INPUT ELECTRABEL

1. Long-term capacity allocation

• Firmness of capacities

Questions:

- How is the financial risk associated with socialising the cost of capacity firmness evaluated?

As a general principle, the exact cause for a curtailment (i.e. a lack of grid capacity) cannot be identified or contributed to a capacity owner, this is true for domestic grid access but also for cross-border grid access. For this simple reason, it is not correct to make capacity owners to bear the curtailment costs. Only socialization to all grid users is the only way to share the costs.

The costs for guaranteeing capacity rights (financially) firm should anyway be borne by the end customers. However, the question is which customer:

- a) If the capacity owner is aware that he is not fully financially compensated, then he will in principle try to pass through the non compensated curtailment costs to the customers he serves with this capacity right, for example via a risk premium, or via a direct compensation in case of curtailment; however this means that those customers that are sourcing themselves via cross-border competition will face the non-compensated curtailment costs.
- b) If the capacity owner is fully financially compensated, then the TSOs will have to bear the compensation costs, and on their turn they will pass through these costs to “all customers” via a socialization.

The variant b is the appropriate model, indeed a curtailment is equivalent to a (international) redispatching. Redispatching costs are within control areas socialized, as they are actually a consequence of lacking grid capacity. Whenever grid capacity would have been sufficient, there would not have been a need for redispatch, however in this case, the grid assets are more developed (more lines are available), which then results in higher grid access tariffs. Likewise for internal grids, there is an economical trade off to make whether new lines should be built when structural internal congestions are present (and thus structural redispatch becomes too costly to solve the congestions), there should also be a trade off to make for cross-border investments: once the costs to solve the congestions via redispatching (or curtailment) is too high, then additional lines should be built.

The variant a is actually shifting the associated risks towards those market players that are willing to enter in cross-border competition, it could therefore be considered as a barrier for the well functioning of the internal European Energy market and thus not appropriate.

- How can the TSOs be incentivised to trade off fairly between the level of capacity and the cost of firmness?

Electrabel would like to refer to a preliminary proposal¹ that aims at give TSOs an incentive based on the net income of long-term (i.e. annual and multi-annual) allocated cross-border capacity, whereby “net income” means that it is after the reduction of the costs for guaranteeing firmness; this gives at the same time an incentive for keeping the costs as low as possible (as this reduces the net income).

Such an incentive scheme should aim stimulate TSOs to review their trade off between their grid security, calculation and operation standards and the subsequent amount of capacity offered to their customers on a firm basis. As long as the incentive paid to the TSOs results in an increase of social welfare that is higher than the incentive itself, there is global benefit for the market. We are aware that such an incentive scheme should be designed carefully in order to avoid distortions between TSOs or unwanted results.

- How can confidence in the price references from the organised markets, on which price differential compensation would be based, be improved for all stakeholders?

In general the answer is that price differential is reliable when enough players participate in order to create a sufficient level of liquidity.

Long term : TSOs could buy back at the secondary market, TSO could also organize auctions whereby they buy back a certain amount of capacity from the market (attracting a maximum of players and thus resulting in reliable prices : we can observe that on most borders (and in

¹ These thoughts are at a preliminary stage in an EFET task force

particular the French borders) 10 and more players are active on the buy side of capacity rights. There is no reason why in an auction where market players are invited to sell their capacity, there would be less players active, because this should be financially neutral for market players to sell their capacity rights or to keep them for "own" use. Of course if TSOs buy back capacity rights in the opposite direction of the expected price spread, this price spread should normally increase, and thus the resulting "buy back" auction price could be higher than the "sell" auction price.

Short term (D-1) : the most appropriate organized markets are the power exchanges; if capacity between markets on D-1 stage is allocated via market coupling, the price spread between the PX is the most appropriate indication of the compensation; in order to increase liquidity on the PX, the implementation of UIOSI will allow that physical rights evolve towards financial rights, creating additional volumes on the PX and thus making the price results more reliable. If TSOs have for instance offered 1000 MW long-term rights, but at the day of the operation, they only have 800 MW available, the resulting UIOSI value might be higher, but determined by the clearing outcome of the power exchanges, where in principle a lot of participants are active, and in general there is not a market concentration problem. To avoid any misunderstanding, in this example, all 1000 MW long-term capacity owners should be reimbursed at the UIOSI value (which is the market spread).

Intraday: only a well functioning continuous trading platform will enable TSOs to do the most cost-efficient counter trade.

Real time: the price then depends on bids of the balancing market; therefore balancing market design should be developed to attract a maximum number of participants

However, TSOs should not only rely on "organized" markets for the purpose of solving (cross-border) congestion: they could also conclude, via open tender procedures, properly designed contracts with generators and/or customers in order to obtain an optional right to change their injection or off-take. This should allow them to challenge at every moment the market players in order to give competitive "OTC" prices compared to the different organized markets.

Reliability of price formation is of course important, however, one should avoid that TSOs become real "trading" parties on these markets in order to create additional benefits. All their actions should be subject of regulatory review.

As CRE did with the October/November 2007 price spikes, regulatory monitoring of such events is necessary to detect and improve existing market flaws.

- Could the implementation of caps to limit the cost of compensation (cap on the price differential level and/or on the compensation period and/or on the total amount of the compensation) be an acceptable transitional step for the market operators and TSOs? If so, at what level should these caps be fixed?

Electrabel does not agree that putting a cap on the compensation is an appropriate solution: as our reply at the first question already indicates, only full financial compensation of capacity right owners is the right way forward in order to avoid that in particular those market operators that attempt to create competition in the market via cross-border trade, or their associated customers, would bear the risks and the costs of lacking grid problems between 2 markets.

We also believe that the proposal of a cap is not in line with the Cross-Border Regulation 1228/2003 and its updated Congestion Management Guidelines (Decision 2006/770/EC)

Indeed, the article 2.5 of the congestion management guidelines states clearly that “The access rights for long- and medium term allocations shall be firm transmission capacity rights. [...]”. And also the article 2.13 is clear about the obligations of a TSO: “[...] if a TSO does not fulfill its obligations, it shall be liable to compensate the market participant for the loss of capacity rights [...]”

And, though article 6.2 of the 1228 Regulations accepts that “[...] curtailment procedures shall be applied in emergency situations [...], it also continues with stating that “Except in cases of force majeure, market participants who have been allocated capacity shall be compensated for any curtailment”, which actually also means that also short term capacity can be considered firm.

Subject that a transitional period is limited in time (e.g. determined by the implementation of market coupling, ..) such cap mechanisms could however be considered. One should be aware that such caps do not put any incentive on the TSOs to increase the firmness, therefore also the transitional caps should also be accompanied with incentive schemes similar to those proposed for instance by EFET.

However, all curtailments should then be duly clarified on a very transparent way to the market participants with clear and complete reports, allowing market players to conclude that indeed no other measures were possible to eliminate the emergency situation.

Cap on the total amount of compensation : this cap could be determined by $1/12^{\text{th}}$ of the yearly auction income plus the monthly auction income, however it should be cumulative: non used amounts in previous months should become available again for the current month; in order to have no “discrimination” between different months of the year, the number of previous months could be a rolling period (e.g. the last 6 month auction income (sum of 6 monthly auctions and half yearly auction income) are taken into account to determine the cap).

Cap on the price differential : they should be set by direction (asymmetrical), and be determined on the observed market spreads for that direction for a reference period composed of the previous month and the 3 months (M-1, M, M+1) of the same period one year before; the x% highest spread values could then be capped whereby x% should be evaluated dynamically in order to allow full “use” of the budget (i.e. the total amount of compensation determined above) based on the historical price spreads (M-1, M, M+1 of the Y-1).

The whole idea is to increase the price differential cap as high as possible, because it would be unfair to have some curtailments where the compensation is limited to a too low price differential cap, while there is still “money” available.

This could be illustrated in the following (simplified) example

Let us assume a border where during 700 hours of the month the historical spread (M-1, M, M+1 of Y-1) is 1€/MW, and during the remaining 20 hours, the spread varies from 10 to 200 €/MW in steps of 10 €/MW. The total historical auction income would be 2800 €/MW.

If for that month a curtailment budget of 2000 €/MW would be available (i.e. the budget based on the 6 monthly previous auction and half a year auction income), In that case, it can be easily calculated that a cap around 80€/MW allows to compensate fully 708 hours, while only 12 hours (with spreads higher than 80 €/MW) would be capped at 80 €/MW. However if the budget is 2300 €/MW, a cap of 100 €/MW would still be feasible (thus only capping 10 hours at a reimbursement of 100 €/MW).

Other models could be suggested, for instance, the x% value could be simply abandoned, and all curtailments could be paid back a a prorated compensation value when the cap on the total amount of compensation is not sufficient.

Much more important is that the “price differential cap” **should expire** once market coupling on that particular border has been put in place.

When not yet power exchanges exist on both sides of the border, the market price should be determined on the basis of the outcome of daily explicit auctions.

• Physical and financial rights

Questions:

- Would the extra cost to the market operators of converting long-term capacities into financial products (which would have to be done through the organised markets) not be largely compensated for by the savings associated with the simplification of procedures for accessing the interconnections and the increase in liquidity of the organised markets?

For companies like Electrabel, there are actually no direct savings possible. Indeed, the operators are present anyway (e.g. for the intraday activities or for nominations on borders where financial transmission rights are not yet in place). There are indirect savings, due to a lower risk (nomination errors or IT problems at the deadline of long-term nominations, ..), and there is a simplification (less processes to run, harmonization, ...; these indirect savings are difficult to quantify.

We expect that volumes on power exchanges will increase with the introduction of financial transmission rights, and there should thus be room to review downwards the fees on the power exchanges. Also the trend of merging power exchanges should help further reducing their overhead costs and thus the fees.

It is very difficult to figure out whether indirect savings will be outweighed with lower power exchange fees, but Electrabel is confident that the right trade off will be reached.

A drawback from financial products is they do not allow to make power flow traceable as required in some renewable power schemes; due attention should be paid to remove such superfluous administrative requirements,

- Would converting long-term capacities into financial products not be an effective way of increasing the liquidity of the organised markets, and consequently improving confidence in the price references?

As indicated above: yes.

• Secondary markets

Questions:

- Leaving aside the buying back of capacities by the TSOs to avoid curtailments, would the added value offered by an anonymous secondary organised market be enough to make it a high priority?

We do not believe that the secondary market requires to be “anonymous” or “organized”. This market could be easily organized like the commodity market, whereby parties can trade on broker screens like they can trade power or gas. Each time a deal is done, the broker should forward the names to the involved CASC (or TSOs) in order to verify that this deal is possible. This should be the only intervention of the CASC in order to update their register of capacity “owners”. Of course, next to brokers, also organized markets could be an intermediate, but there is no reason why they should have specific arrangements with the CASC/TSOs, Such organized markets could indeed ensure anonymity between buyer and seller, and could also be intermediate for financial settlement between buyer and seller.

And finally, market parties should also be allowed to make bilateral trades, whereby again it is essential that the confirmation of their capacity deal should be quickly confirmed by the CASC/TSOs. For this purpose, it is important that the names of capacity owners are published.

In a first phase, and as long as capacity owners accept to know each other (via OTC trading or bilateral trading), confirmation of deals towards TSOs could be achieved via platforms like operated by Damas (CEPS), whereby actually the trading parties confirm via a nomination platform the capacity deals they have concluded. The platform only accepts trades when the seller has enough capacity rights in his portfolio. Implementation of such a platform on the French and even the CWE borders would already facilitate and improve the current archaic notifications via fax as in use on y many borders.

- What additional flexibility would the market operators like?

The main point is that secondary trades are confirmed as fast as possible, the suggested use of the Damas platform would already be a step in the right direction.

Secondary markets will only function appropriately when the capacity rights are firm. Indeed, non-firm products do also need a tracking of the original primary allocation, at least when firmness features are different for different primary allocations; at the same time, this will hamper the secondary trade, because due to their different primary origin, the products have different features, and thus the number of different products increases, resulting in low liquidity.

- Why do some market operators not want the names of holders of capacities on the French interconnections (excluding the France-Italy interconnection) to be published?

Electrabel has no problem to be listed for all borders; the publication should not only be limited to primary buyers but also secondary capacity owners should be invited to be listed. Only the name of capacity owners should be published, not the amount of rights they have. If only one player is poised to be listed, then he should have the right to stop the publication.

• Scope of the auction platforms

Question: Should separate projects be rolled out in all regions, or should the progress made with one be used to save resources in the others?

In the particular case of France, different regional developments might lead to a less harmonized situation than the current one with the Ariba platform that is overseeing most of the French borders.

Electrabel believes that one should put in place the CASC for the CWE market, and subsequently add all other borders to this CASC, e.g. the SE borders, the IFA interconnector (and later the BritNed cable), the NorNed cable etc. This would allow a huge harmonization in the auction rules, in the IT

applications on the market participant side, etc.. It would also limit the resources needed for the development of the different CASCs.

If anyway "CASC" platforms are to be developed in parallel, harmonization of auction rules, IT interfaces, etc. should be required in order to facilitate later on a smooth integration of the different CASCs.

2. Allocation of daily capacities

• Compatibility and order of the coupling projects

Questions:

- How could the various coupling projects currently in progress be coordinated at interregional or European level? From an operational point of view, how can the interaction between the next two market couplings, such as the coupling of France and Benelux with Germany and of Germany with Denmark, be managed effectively?

Electrabel believes that the concurrent launch of 3 (CWE, EMCC and NorNed) projects in the CWE + Nord Pool region is not the best way forward. The projects actually involve the same resources (TSOs, PX, regulators, market players), whereby there is no clear priority set which project should prevail. We believe that the parallel development of all these projects actually is one of the causes of the delay.

It is not at all clear how the different projects will be integrated with each other, the risk is that we end with a patchwork of very costly and not compatible solutions or only short living models, which will lead to suboptimal results or to frequent changes in the market. Although Electrabel is in favour of a flow based coupling in CWE, we still believe that it is too ambitious to implement this "overnight" in the CWE region without having duly prepared all market participants to this model. We welcome the recent decision to start the market coupling in CWE on ATC basis.

The (informal) proposals to have the NorNed cable allocated via implicit auctions, whereby APX would be involved in 2 coupling projects (APX11 = TLC, APX12 = NorNed/Nord Pool) does seem not acceptable for the market (in a market, there should be only one underlying price, not 2).

On top of that, we see that the Iberian peninsula is also questioning to be coupled with CWE. We can appreciate such request, however, this will only further complicate the process (more parties negotiating the project), and we could even imagine then completely unwanted solutions; whereby a nightmare situation would be a PWNX 10 (= PWNX/MIBEL coupling) and a PWNX11 (= TLC coupling), while the CWE coupling (TLC + Germany) would be suspended until all problems are solved, with similar flaws as the indicated APX11-APX12 suggested proposals.

- What priority can be given to the different coupling projects? On the basis of what criteria?

We emphasize the need for a concrete European roadmap with a clear timeline of the different market coupling projects.

We believe that the order of the projects should be based on a gradual (horizontal) expansion whereby the quick wins should be quickly implemented:

a) Expansion of the TLC market coupling with Germany on an enhanced NTC based model.

- b) As long as the CWE NTC based market coupling is not achieved, the NorNed cable should be allocated explicitly. However, the current 100% day ahead allocation should be replaced by a 80 % long term (yearly, monthly) allocation, and 20 % daily. The long term allocations should be of the “financial type”, i.e. without a need to nominate, but with implementation of the UIOSI mechanism, making the physical rights equivalent to financial rights.
- c) Although it seems to be taken for granted that 12h00 is the “natural gate closure”, we are not convinced yet that this is the most optimal time. It will require later on huge changes in the Spanish market (10 to 12), in the Italian market (9 to 12), in the Polish market (8 to 12); and it is already clear that the 12h gate closure is conflicting with gas nominations, with VPP nominations, with nomination deadlines at Czech borders, etc.. Working days might become extremely long, requiring double shifts which is not evident in smaller companies, and thus create some additional barriers. Fall back solutions based on explicit auctions might not longer be feasible. We regret that the 11h00 solution has not been evaluated more in detail as a better compromise to all referred problems.
- d) Once CWE is coupled, and once the long-term allocation on the NorNed cable is fairly established, the next step should be the market coupling between CWE and Nord Pool. Because this coupling goes over several borders (NorNed, German/Danish price area DK1 and price area DK2, , Swedish/German border (Baltic cable) and the Kontek cable; this coupling as such looks much more complex than often presented, and we wonder how this coupling will really work !) An intermediate (or maybe temporary) solution via EMCC will probably need to be adapted whereby iterations in the algorithm will be necessary not only for block bids, but also for taking into account the impact of commercial flows in both CWE and Scandinavian area. For all these complex reasons, we believe it should be postponed until CWE is finalised,
- e) After this coupling of 2 regions, further progress can be made towards Iberia, Switzerland, Italy and Austria, and later on towards UK (once the BritNed cable is operational) and also towards eastern Europe. A bilateral (horizontal) expansion between CWE and each of the named markets seems then the most appropriate way forward. In the mean time, analysis of necessary steps to move the OMEL and IPEX gate closure to 12h (or 11h) should be prepared.
- f) The launch of flow-based market coupling in CWE can be decided once the whole model is out of its current infancy stage and all stakeholders are confident that it will smoothly deliver additional social welfare.
- g) Independently of the development of market coupling, we need the establishment of the CASC for CWE, that also will be involved gradually with the long term allocation on the external CWE borders (NorNed, Iberia, ...)
- h) And also independently, further progress should be made on the implementation of an ELBAS look alike continuous intraday platform through CWE, later on further coupled with the Nord Pool intraday platform etc..

• **Status of the electricity exchanges**

Questions:

- How can the development of coupling projects, which naturally involves the Power Exchanges, be reconciled with their current unregulated status?

Although power exchanges in most cases started as private initiatives (in order to fulfil market needs (i.e. buy/sell of profiles on a fast and harmonized platform), and although power exchanges were one of the main drivers between the development of recent market coupling projects (TLC, Mibel), and although they have a highly appreciated know how and input in the current CWE market coupling process, we believe that once it comes to regional market coupling processes, their role is actually limited to holding the bidding books of the market parties. TSOs, (or by

delegation their CASC), could perfectly take over their role for the matching process and the allocation process on the borders (which is actually a TSO role). Of course, in the whole process, market participants should be heard, for instance the need for block bids is a market feature that power exchanges have taken on board, and for such an example TSOs should carefully listen to the needs expressed by the market.

Once we speak about regional market coupling, the process should be harmonized in all its aspects. It looks very difficult to have different IT applications depending on the market where you bids are entered. It seems a complication to have different interpolation schemes handling the demand and supply curves in different price areas.

In many cases, the fees for each traded MWh are regarded as a barrier to trade via the exchanges. But it is very often ignored that the collateral exposure market parties have with the power exchange are also substantial, while if the positions a participant has on different power exchanges could be netted, this collateral exposure would be much lower. (E.g. a market participant buying on APX and selling on Belpex has now a full collateral on APX, while for the netted position, he would have a much lower collateral exposure (i.e. the congestion rent between APX and Belpex).

Having different market rules, different contractual structures also makes the legal side more difficult. On top of that it also leads to separate annual subscription fees for each power exchange where a market participant is member.

The ongoing voluntary merger action between the EEX and Powernext is in this perspective well appreciated. They should lead to the wished harmonization and also to reduction of fees and costs for their members, and hopefully lead to a situation similar as in Nord Pool where only 1 entity is the counter part to the market as power exchange entity. The spot activities of Nord Pool are also in hands of the TSOs, we do not see any reason why this would not be feasible in CWE region, subject that specific market needs are duly handled. Therefore, we believe that it is important that market parties have a certain share in the board of the merged power exchange in order to further facilitate developments of customer needs.

We are aware that some proposed texts in the Third Package framework would exclude shareholder ship from generators and similar parties in power exchanges; however, we consider that as long as such a shareholder has not a management control, there should be not a problem.

Other activities developed by power exchanges (like future markets, CO2 applications, gas initiatives should however not be affected by this centralization and harmonization process,.

- Would changes to the regulatory framework of the Power Exchanges be desirable? If so, what changes?

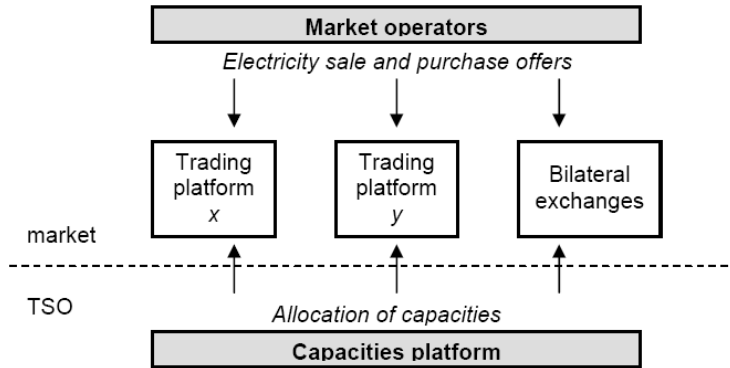
As explained above, the spot activity of power exchanges or at least the “algorithm” and/or “matching” part could be regulated, and actually be part of the CASC. Market parties should have sufficient influence in this activity (via e.g. appointed board seats) in order to achieve the projects and updates that the market needs (block bids). A joint venture of regulators (or later on ACER) could have a regulatory overview on the market coupling process, organization, harmonization and fee structure. Via the CASC, TSOs could be the main shareholders of this calculation centre.

3. Allocation des capacités infra-journalières

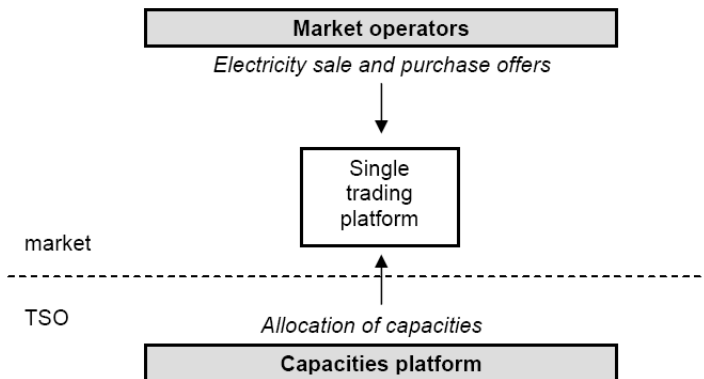
• La gestion des échanges d'énergie

Several models are considered for the management of energy trades.

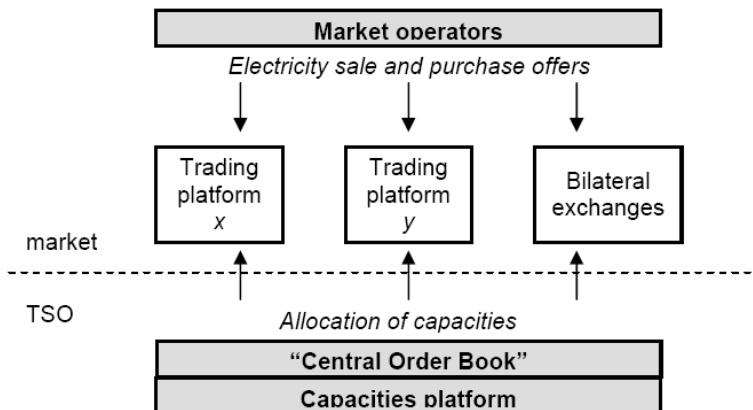
- Model 1: intraday exchanges with several competing trading platforms



- Model 2: intraday exchanges with a single trading platform



- Model 3: intraday exchanges with a capacity platform centralising offers made on different trading platforms



Questions:

- How can sufficient liquidity for intraday trades be guaranteed (model 2 or 3)?

Electrabel believes that, unless there would be 1 common trading platform for the “whole of Europe” (i.e. the model 2) enabling the centralization of all intraday liquidity at one place, anyway the model 3 has to be possible, whereby could be imagined that trading platform X = ELBAS in Nord Pool, and trading platform Y = the possible ELBAS equivalent for CWE etc.

The trading platforms in model 3 could be further split by market (or even more than one trading platform per market), as it seems to be the proposed model by the CWE power exchanges.

Electrabel could live with a trading platform per market, but we believe that it would be more appropriate to strive towards one trading platform covering a whole region (or even covering more than one region, as suggested in the model 2). In our view, this would simplify the processes, it would harmonise the IT access, it would simplify the contractual relations and this will all result in lower overhead costs and lower costs as a whole. Having in mind that the volumes will be rather limited, and having in mind that the optimal process is a continuous trading platform with straight through processing for nominations, invoicing, ..., the simpler the better it will function, and the more liquidity will be concentrated.

However, Electrabel is of the opinion, that it should be possible that parties can trade bilaterally cross-border intraday if they wish to do, subject they then comply with the same rules (obligatory use of the capacity they ask on different borders, and compliance with nomination rules on the different borders where their energy flow passes through; this last issue would be strongly simplified if the CASC could handle nomination activities in a whole region or even combined regions (like CWE + SW + CS + IFA + ...).

Subject the bilateral exchanges would be allowed, Electrabel is in favour of the model 2, Whenever a generator loses a large power plant, then we believe that the liquidity on organised platforms might be too low, while bilateral exchanges with other market players would be more appropriate to compensate the plant. We can also imagine that generators could have some bilateral (mutual) assistance contracts for rather high capacities, they will not be ready to put these capacities on the platform, because they could be hit by other players, and thus jeopardize the bilateral commitments. Higher intraday exchanges might also be subject to a TSO approval before the execution is possible, and therefore these high volumes might not be put on the trading screens.

- Is competition between the intraday trading platforms (model 1) viable in the long term, or will it finish up with the emergence of a single platform?

Although some market participants believe that there should be competition between platforms, we doubt that the business plan of such platforms will really be viable, and as said above, this will rather complicate things, while the highest degree of harmonization would be very welcome for this process, this leads again to our model 2 version, subject bilateral exchanges are allowed.

- If a monopoly developed, should it be regulated? If yes, how?

We do not really see the need for a regulated body, even in case it would be monopoly; indeed this monopoly platform only fulfils task on behalf of market actors : they actually only facilitate the access to cross border intraday, they are nomination agent, and they do the financial settlement. The cross-border allocation remains in hands of the manager of the capacities platform or of the central order book; it is only at this place that a “regulated” activity takes place.

It is obvious that a monopoly platform cannot be owned by a market participant, because this would lead to a conflict of interest.

We believe that it is more important that market participants can influence the product development of the “monopoly” trading platform, and as the market parties will have to pay the fees for the transactions, they will watch over that the fees are reasonable.

• **Project added value**

Questions:

- What intraday mechanisms should the TSOs introduce in the short term? And in the medium term?

Electrabel appreciates the existing intermediate models, however our preference here is:

- a) The improved pro rata model as it has been developed on some French borders; this model allows market participants to acquire separately cross border capacity and then afterwards to take the positions in the energy market, this allows participation of almost all market players (generators but also traders); the model is on the other hand quite slow.
- b) The (explicit) auction system as it is in place on Spanish borders, the advantage compared to the previous system is that it is market based, however the drawback is that it is more complex, and requires more time; the fact that remaining cross-border capacity (with thus no value at the day ahead allocation) has a potential “price” to be paid for is another drawback.
- c) The obligatory use model as it is implemented on some German borders offers less flexibility and is more tailor made for generators while pure traders have more difficult to cope with (because they are obliged to cover from a quite thin intraday market their positions they take on the cross-border).
- d) We do not believe that it makes sense to put in place temporary (or final) market splitting models, as the demand and supply curves might be limited and the process looks too slow for the purpose; further on, such a process is operatively speaking time consuming.

In the medium term, we believe that only the continuous trading model (as suggested in previous paragraph) should be implemented, with a facility to trade bilaterally as we explained above. As in this model, energy and cross border capacity are allocated together, the allocation is very fast (as opposed to all transitory models described above), and there is no risk to be “squeezed” in a thin market (as this is a drawback of the model c above), thus being flexible for all kind of players (generators and traders).

We believe that suggestions to combine the continuous trading model with implicit auctions does not make really sense: market parties cannot offer on 2 platforms at the same time (at each gate closure of the implicit allocation, they will have to withdraw their bids on the continuous trading platform!); and such implicit auctions is time consuming.

- In the current context, where improvements are being made to the long-term auctions, day ahead market coupling is being extended and balancing market integration is being envisaged, what priority should be given to setting up more sophisticated intraday mechanisms?

We believe that the developments on the different time issues should be done in parallel, there is no reason to wait until the long-term or day-ahead modalities are further harmonized before the current

patchwork of different intraday solutions should be abandoned in favour of a continuous trading model.

We appreciate that, once the day-ahead allocation is organized with a flow based model, also the intraday allocation should be supported by a flow based capacity matrix; however, we do not see this as a reason to delay the implementation of an ATC based continuous intraday day trading model.

4. Balancing trades

- Access to interconnection capacity

Question: Should interconnection capacity be reserved beyond the needs resulting from the pooling of primary reserves to allow balancing exchanges?

In our opinion, the market should be facilitated as maximum as possible. Any capacity reserved for intraday exchanges or for balancing purposes results in less chances that the long-term and or day ahead markets converges as maximum as possible. In our market design vision, the still the day ahead price is the underlying price for long-term wholesale prices. Any arbitrary reservation of cross- border capacity will affect this most relevant price index, and less market integration will be achieved. Therefore we oppose to any such reservation of capacity.

- Model for managing the balance between injections and withdrawals

Question: Under what circumstances should the balance between injections and withdrawals be guaranteed almost exclusively by secondary reserves?

Common use of secondary reserve between (adjacent) control areas requires that TSOs take a position beforehand that there is cross border capacity available for this purpose. As secondary reserve can ramp up/ramp down very fast, there should be ideally capacity in both directions available. On a number of borders, this might during a huge number of hours not a problem (e.g. between Belgium and France), while on other borders, this might be very difficult (e.g. between Italy and France). For that reason, we believe that TSOs will have to develop a very dynamic purchase model and contract secondary reserves commonly only when the cross-border capacity is available (e.g. secondary reserve between France and Belgium could be common during the night hours, but not during half of the peak hours); although this is only somewhere “70 % of the time”, it will create more competition between secondary reserve providers, subject their commitment periods are adapted (e.g. daily contracting instead of yearly contracting as we see with many TSOs currently).

For tertiary reserve, problem is slightly different, because here upwards and downwards could be distinguished. An Italian upwards tertiary reserve provider could be commonly contracted by RTE and Terna, as there is in practice “always” spare cross-border capacity from Italy to France leading thus to a lower capacity reservation in both French and Italian domestic markets.

We would like here also refer at the position paper that Eurelectric did publish recently², and where similar ideas are developed.

² See www.eurelectric.org: Eurelectric position paper : Towards Market Integration of Reserves & Balancing Markets

- **Desirable degree of harmonization**

Question: *What degree of harmonisation of the balancing mechanisms is desirable, particularly as regards:*

- the formats of balancing offers,
- the remuneration principle of balancing offers,
- the calculation of imbalances and the settlement price of the imbalances ?

We would like to refer again to the Eurelectric position paper with regards to these questions.

In summary, we believe that the TSO-TSO model is most appropriate. Reserve providers are contracted with their local TSO, and the TSOs can exchange reserve energy depending on the cross-border congestion. Marginal pricing is most appropriate, and each time there is a market coupling during a balancing period, the imbalance price should be the same in both control areas, however when a congestion does not allow further common use of reserves, then imbalance prices will be different. This is very in line with the existing model in Nord Pool.

We also believe that efficient cross-border balancing markets can only be achieved when the reserve assets are commonly used; the model proposed on the IFA interconnector does not meet this requirement, because only “excess” reserves are offered to each other.

EnBW Trading GmbH · Großkunden-PLZ: 76180 Karlsruhe



Commission de régulation de l'énergie (CRE)
2, rue du Quatre-Septembre
75084 PARIS Cedex 02
Frankreich

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe
Großkunden-PLZ: 76180 Karlsruhe
Telefon +49 721 63-07
Telefax +49 721 63-15477

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Registergericht Mannheim
HRB Nr. 108013
Steuer-Nr. 35001/01075

Baden-Württembergische Bank
BLZ 600 501 01
Konto 749 550 59 86

Name Martin Schelker / Dirk-Christof Stüdemann
Bereich Power Desk
Telefon +49 721 63-15440 / 17517
Telefax +49 721 63-18844
E-Mail m.schelker@enbw.com / d.stuedemann@enbw.com

July 18th, 2008

EnBW Trading GmbH welcomes the opportunity to comment on CRE's public consultation on the modalities for the implementation of efficient congestion management mechanisms at borders.

EnBW Trading GmbH fully supports the path towards further market integration and we are happy to give sustainable input in the further process. Countries such as France and Germany take part in four Regional Initiatives at a time which brings about significant challenges. From our perspective we see that especially the development in the CWE region shows more progress than in other regions. Nevertheless, progress in one region should never harm progress in another region and development and harmonisation can often occur on a parallel manner.

The bottom-up process chosen so far, i.e. stakeholder consultations at certain steps of a regional market integration process, has proven to be a good measure to include all stakeholders in the Regional Initiatives. Although progress could sometimes be made faster, we doubt that a blunt top-down approach would be in the interest of the market participants. We welcome any possibility for consultations and also encourage regulators to work closely together and carefully monitor the projects currently under way. It has to be ensured that the experiences made in the different project are actually shared across all projects.

The key issue for the success of further market integration is confidence in the market by its participants. Only when there is confidence there will be liquidity both in the long term futures/forward markets and in the day-ahead and intra-day markets – all products being vital for market participants to hedge their risks. We highly welcome CRE´s understanding of this matter as mentioned in the report on interconnections. Market confidence is most of all created by a consistent regulatory framework, effectively regulated but not over-regulated market places, cooperation of regulators and involvement of stakeholders in the further developments of the markets. We see the continuous and thorough work CRE is doing in this respect and appreciate the weight CRE gives to opinions of market participants.

Following are now our detailed answers – if you have any questions please do not hesitate to call us.

Kind regards,

Martin Schelker
Head of Power Desk

Dirk-Christof Stüdemann
Regulatory Affairs Gas and Power

Public consultation on the modalities for the implementation of efficient congestion management mechanisms at borders

1. Long-term capacity allocation

- **Firmness of capacities**

- How is the financial risk associated with socialising the cost of capacity firmness evaluated?

The TSO as the natural holder of capacity and its associated risk should be able to compensate for curtailment of capacity at full market spread given the fact that

- a) the curtailment occurs in a case other than “force majeure” (considering local law) as explained in contracts between market operators and TSOs,
- b) regulation on both sides of the borders is coherent,
- c) there is significant liquidity on both sides of the border as a proof of a (forward/futures) long term market in which market participants trust.

Liberalised and fully functioning liquid long term (forwards/futures) markets limit the possible risk of price spikes which could become costly for a compensation at full market spread.

A reasonable solution should protect the market participants against their risk and ensure the TSO the compensation of additional costs in the regulatory scheme.

- How can the TSOs be incentivised to trade off fairly between the level of capacity and the cost of firmness?

The regulatory regime should explicitly allow for the TSOs (as a further interpretation of Regulation 1228/2003 and its updated Congestion Management Guidelines (Decision 2006/770/EC) to use congestion revenues and/or network charges to compensate for any curtailment of capacity other than in case of force majeure as stated in respective contracts with market participants. This arrangement has to be set in tune with the current practice of using congestions rents to lower network tariffs, maintain current infrastructure and invest in new grid and interconnection infrastructure.

We support any effort to incentivise TSOs to sell more long term capacities instead of holding them back for the day-ahead market. Additional risk taking by selling larger amounts of long term capacities instead of day-ahead capacities should indeed be incentivised. First ideas are discussed among mar-

ket participants (e.g. EFET) and we hope that these internal views and visions will result in a fruitful further discussion among regulators, TSOs and market operators.

- How can confidence in the price references from the organised markets, on which price differential compensation would be based, be improved for all stakeholders?

Confidence in the price references can be enhanced by improving transparency and liquidity. The more we develop sensible forms of transparency and liquidity of the market, the more we encourage competence to all regulators to develop common transparency rules, which in turn will entail more coherent transparency and more liquidity throughout regional markets.. The price reference will thus be more credible.

The basis for confidence in the price reference given by a market is also determined by other factors. The overall prerequisite for confidence in the price reference of the market is the trust market participants have in the respective market – all the factors connected with trust in price reference are therefore also connected to trust in the market as a whole.

The factor liquidity is a twofold one, on the hand side a liquid market shows confidence of market parties in that particular market, on the other hand liquidity usually attracts liquidity. As for the long term market the whole range of products and trading platforms (PXs and OTC) allow market participants to buy and sell their products in a way that is tailored to their needs.

To attract liquidity it is also important that market places are effectively regulated but not over-regulated. E.g. we have in this respect the impression that it is helpful to separate supervising activities on commodities' market places (e.g. by financial regulators) from supervising the access to the grids (by energy regulators) – at least for the development of the German Wholesale Power Market as Europe's most liquid physical Forward Power market this was in our view helpful to make EEX to a trading platform with 200 registered participants - coming more than 50% from foreign countries.

Another factor that assures confidence in price reference is a coherent and stable regulatory framework in all markets with no undue intervention into the market. Trading between two markets means nowadays keeping different regulatory set-ups and schemes in mind. The more market rules in the sense of liberalised, adult and liquid markets are harmonised throughout Europe by a dialogue amongst stakeholders and with regulators and by the cooperation of regulators on a regional and later on a European level, the better the confidence will be in the price reference.

- Could the implementation of caps to limit the cost of compensation (cap on the price differential level and/or on the compensation period and/or on the total amount of the compensation) be an acceptable transitional step for the market operators and TSOs? If so, at what level should these caps be fixed?

For EnBW Trading putting a cap on any compensation in other situations than “force majeure” (considering national law) is in principle not an appropriate measure; and it is not compatible with the market approach. From the trading point of view the only way to guarantee the firmness of capacity is by the compensation at full market spread – otherwise the risk burden is upon the trader who is not the natural holder of capacity and thus has no comparable knowledge about the situation of the grid as the TSO has. Any cap on the full market spread lays the burden of risk upon the capacity holder and harms his business of hedging his long term positions while fostering competition via cross-border trade.

Any discussion about the implementation of a price cap must however bear in mind that this solution is neither in line with the Cross-Border Regulation 1228/2003 nor with its updated Congestion Management Guidelines (Decision 2006/770/EC).

We understand the idea of a potential cap as a transitional compromise proposal for TSOs and traders. A cap on the price differential could be seen as a step towards compensation at full market spread as it acknowledges the compensation at a market spread in principle. There is the possibility of implementing a cap on the total amount of compensation and a cap on the price differential. Subject that a transitional period is strictly limited in time such cap mechanism could be considered. From our perspective only the cap on the total amount of compensation is reasonable compared to fixed cap on the price differential. This cap on the total amount of compensation could be determined by 1/12th of the yearly auction income plus the monthly auction income and it should be cumulative: unused amounts for compensation in previous months should become available again for the current months. In order to prevent imbalances because of seasonal differences in the auction income (different months generate different income for TSOs because of changing usage of lines), the number of previous months to be taken into account could form a rolling period (e.g. 4 to 6 months are taken into account to determine that cap in the situation of curtailment). This mechanism would prevent a priori caps (as in price differential caps) even if the compensation could be paid by the auction income generated and even if the price differential is a significantly high one at that moment. A cap on the total amount of compensation also avoids fierce discussions about the percentage of a cap on the price differential.

As already mentioned, a reasonable solution should protect the market participants against their risk and ensure the TSO the compensation of additional costs in the regulatory scheme.

- **Physical and financial rights**

- *Would the extra cost to the market operators of converting long-term capacities into financial products (which would have to be done through the organised markets) not be largely compensated for by the savings associated with the simplification of procedures for accessing the interconnections and the increase in liquidity of the organised markets?*

It is necessary to take a close look on the way how long term capacities are transferred into a financial product. The overall goal must be in any case high liquidity of both spot and forwards/futures markets (on national and international (cross-border, regional) level) – the Nordic experiment with OTC-traded “contracts for differences” is in this respect not really our desired path because it created a cross-border trading monopoly for the spot power exchanges. The PX of course uses this monopoly to an extent of 100% – and the TSOs which own the Spot PX are not interested to sell any additional long term capacity rights. Thus a liquid cross-border trading market can not be implemented. In contrast, EnBW Trading is very much in favour of developing liquid cross-border trading markets and to further integrate the European power market places.

- *Would converting long-term capacities into financial products not be an effective way of increasing the liquidity of the organised markets, and consequently improving confidence in the price references?*

This depends very much on how the conversion will be done in practice. We suggest to start a consultation on the issue of physical and financial transmission rights jointly by the regulators e.g. from the CWE region (as it is the most liquid one in Europe). Market operators themselves are currently discussing possible ways of transition and its costs without having reached a final position on this yet. We also consider it necessary to include TSOs actively in the discussion.

- **Secondary markets**

- *Leaving aside the buying back of capacities by the TSOs to avoid curtailments, would the added value offered by an anonymous secondary organised market be enough to make it a high priority?*

In principle yes – we support OTC-like anonymous trading platforms – a project of this kind is important to improve the liquidity of power and transmis-

sions rights markets. The prerequisite of a well-functioning market however is the firmness of transmissions rights with the full market spread compensation.

- What additional flexibility would the market operators like?

The Use-it-or-sell-it mechanism (UIOSI) is an appropriate and needed approach at all European borders to facilitate a secondary capacity rights market.

- Why do some market operators not want the names of holders of capacities on the French interconnections (excluding the France-Italy interconnection) to be published?

The knowledge of the holder's name of a capacity is not necessary for the conclusion of a deal, it only has a strategic value for those analysing their competitors (these data are commercially sensible data). We see the current OTC market as a good example: Once the deal has been concluded the buyer knows with which counterpart the deal has been set. The anonymous bids and offers guarantee fair trading without the need for capacity or power holders to disclose the amount of capacity and power currently held or needed. Nevertheless, all data are stored with the broker and are available to regulatory bodies in case of needed investigation.

Moreover, we can imagine that for the future it should also be an option to trade capacity rights on power exchanges – PXs however trade anonymously. Nevertheless, all trading data is stored with the PXs and available to regulatory bodies in case of needed investigation.

- **Scope of the auction platforms**

- Should separate projects be rolled out in all regions, or should the progress made with one be used to save resources in the others?

We fully support regional market integration and see that especially the development in the CWE region shows more progress than in other regions. Nevertheless, progress in one region should never harm progress in another region and development and harmonisation can often occur in a parallel manner.

The bottom-up process chosen so far, i.e. stakeholder consultations at certain steps of a regional market integration process, has proven to be a good measure to include all stakeholders in the Regional Initiatives. Although progress could sometimes be made faster, we doubt that a blunt top-down approach would be in the interest of the market participants. We therefore encourage

regulators to work closely together and carefully monitor the projects currently under way. It has to be ensured that the experiences made in the different project are actually shared across all projects.

As the status of regional market integration projects within Europe are different we see the need for separate projects to be rolled out in the different regions. At the same time we count on the cooperation between regulators and TSOs of the different projects within the Regional Initiatives to ensure that the aim of one internal energy market is incorporated into all projects. This is e.g. that any auction platform developed in one region should in principle be designed in such a form that it is easy to extend or incorporate it into other regions.

2. Allocation of daily capacities

• Compatibility and order of the coupling projects

- How could the various coupling projects currently in progress be coordinated at interregional or European level? From an operational point of view, how can the interaction between the next two market couplings, such as the coupling of France and Benelux with Germany and of Germany with Denmark, be managed effectively?

EnBW Trading is a German-based company and therefore based in a country which takes part in four ERGEG Regional Initiatives. The most prominent projects in this part of Europe are the upcoming market coupling between Germany and Denmark and the implementation of the CWE market coupling.

The market coupling Germany – Denmark is an advanced project and implementation is scheduled for the end of September 2008. The date for the start of CWE market coupling is scheduled according to the MoU of June 6th 2007 for January 2009 however the development is ongoing, targets are delayed and the start is now foreseen for some time around mid-2009. Due to the significant challenges related to this project even if it is to start on an ATC-basis we consider that there is some further delay possible.

In the case of both CWE market coupling and Germany-Denmark MC, the current idea is to calculate results for Germany and Denmark, and take the resulting flows in the border as an input for CWE MC. Then, the price of the first market coupling is published for Nordpool and the second for the CWE region. But it is well known that this algorithm can lead to anti-economic or illogic flows – so we consider this approach as questionable. However, the number of such cases is limited to a small number from experience till now. In any case, there is not enough information about the process, the algorithm, the

tests and the results so we can only discuss and suggest a better solution. For any evaluation a more detailed analysis is required taking also into account the intended market coupling on the NorNed cable.

At a larger scale, in order to coordinate the different regional projects at a interregional level in a non-biased way, we first of all need a defined roadmap. As we understand, the upcoming European regulatory body ACER will most probably not be able to act on a regional scope, we first of all urge the national regulators in the respective regions to cooperate deeply to develop a common view in cooperation with ACER and to strongly encourage all parties involved within the different projects to develop each project while having the others in mind. This implies joint knowledge about visions, strategies and processes. The roadmap should classify the different regional initiatives, assess their importance and probability of success as well as the compatibility with other regional initiatives. Only then will it be possible to coordinate the ongoing market coupling projects, especially CWE MC and EEX with Nordpool, and also MIBEL with CWE. However, this should be done in a way that does not stop the dynamics of any of the projects. Any further delays in any of the projects might deeply undermine confidence in the regional approach and its ability to quickly deliver tangible results.

- What priority can be given to the different coupling projects? On the basis of what criteria?

In line with the previous answer, the development of market coupling projects should be based on the general guidelines established by the regional cooperation of regulators in cooperation with ACER or an equivalent organism. Some objective criteria to set priorities are the importance of these projects to maximise European social welfare, the probability of being successful by taking into account the compatibility with other market coupling regional initiatives, and the development of liquidity that will be obtained thanks to market coupling. But also time needed for real implementation has to be included within the evaluation. In this context there is a clear role also for a bottom-up approach. Especially in those markets where it is delivering fast and effective solutions.

In this context, we could consider that, given that the two main hubs are France and Germany (together they belong to all ERGEG regions), the most important project is CWE MC. However, the project Germany – Denmark is far advanced and is supported by regulators and market parties in the Nordic and CWE market. It should also be kept in mind that other projects could be more compatible and could show better results- there is a clear focus by EnBW Trading on CWE MC without giving it the priority of implementation before any other project. We believe that CWE MC can maybe profit from experiences

that will be made from the end of September 2008 at the German-Danish border. The CWE MC project should be thus defined in a coherent way, ensuring that it will be able to couple with neighbouring markets afterwards and take experiences of other projects into account for its own further steps. So there should not be a discussion on priority of implementation but about harmonising and bringing together the different initiatives. The solution with the installation of a dome coupler described for example on page (74) of the ETSO-EUROPEX Interim Report April 2008 could be an appropriate solution as the intended long term solution of full harmonisation and integration on a pan – European Level will take much more time.

However, for the acknowledgement of the Continental European power market as the core market in the view of market participants, the stable, reliable and transparent implementation and functioning of CWE Market Coupling will be decisive.

- **Status of the electricity exchanges**

- *How can the development of coupling projects, which naturally involves the Power Exchanges, be reconciled with their current unregulated status?*
- *Would changes to the regulatory framework of the Power Exchanges be desirable? If so, what changes?*

From our point of view all monopolies should be regulated. Moreover, we want to stress that concerning regulation one clearly has to separate between supervision of commodity market places (PXs) and grid monopolies (TSOs). If power exchanges will have a prominent role with the introduction of market coupling (being the only platform for day-ahead trading), this specific day-ahead business will have to be properly regulated. The profitability must however be ensured.

3. Allocation des capacités infra-journalières

- **La gestion des échanges d'énergie**

Several models are considered for the management of energy trades.

- *How can sufficient liquidity for intraday trades be guaranteed (model 2 or 3)?*
- *Is competition between the intraday trading platforms (model 1) viable in the long term, or will it finish up with the emergence of a single platform?*

Model 3 comes closest to what we expect as a trading framework that will develop further market liquidity and depth. We consider the competition of market platforms each offering its own products (PXs and OTC-trades) tailored to their customers' needs essential for a well-functioning and adult

liberalised market. Model 1 does not give any guarantee that the use of inter-connection is maximised.

- If a monopoly developed, should it be regulated? If yes, how?

Regarding the regulatory framework, monopolies have to be regulated on a sufficient level. Power exchanges play an important role as market facilitator - but are no monopolies by themselves. They play a fundamental role for the market participants as they maintain and operate the market. The market structure and conduct of market participants is controlled by competition law and cartel authorities. The power exchange should be under control of the Agency of Financial Supervision (in Germany BaFin). There is no need for additional (superequivalent) regulation of power Exchanges. If a monopoly should arise it has to be regulated. Nevertheless, the profitability of power exchanges has to be ensured. Again we want to address our fears that over-regulation can distort market structures – please see our answers above.

- **Project added value**

- What intraday mechanisms should the TSOs introduce in the short term? And in the medium term?

We envisage an Elbas-like solution at least on the regional level (with one single point of contact) – preferably operated by the new spot exchange created by Powernext and EEX.

- In the current context, where improvements are being made to the long-term auctions, day-ahead market coupling is being extended and balancing market integration is being envisaged, what priority should be given to setting up more sophisticated intraday mechanisms?

We have a clear view on the priorities to be respected:

Priority 1 (most important): long-term auctions in order to keep cross-border markets liquid on all time scales from (multi-)yearly via monthly until day-ahead and intraday (Prio 2 and 3)

Priority 2: market coupling (day-ahead implicit auctions)

Priority 3: intraday trading

Priority 4: balancing trades integration

4. Balancing trades

- **Access to interconnection capacity**

- Should interconnection capacity be reserved beyond the needs resulting from the pooling of primary reserves to allow balancing exchanges?

Historically there are different products regarding balancing energy and reserve energy within Europe. By looking at rules for international exchange one has to carefully distinguish between energy reserved for system security and the possibility to balance the portfolio by exchanging energy near to real time. Cross-border capacity should not be reserved for balancing purposes. The focus should first of all be on the maximisation of available capacity for the market with an emphasis on long term capacities.

- **Model for managing the balance between injections and withdrawals**

- *Under what circumstances should the balance between injections and withdrawals be guaranteed almost exclusively by secondary reserves?*

This should be guaranteed by secondary reserves and tertiary reserves (minute reserve) bought by TSOs from market participants in a market based manner – this principle should be applied under all circumstances.

- **Desirable degree of harmonisation**

- What degree of harmonisation of the balancing mechanisms is desirable, particularly as regards:*

- *the formats of balancing offers,*

- *the remuneration principle of balancing offers,*

- *the calculation of imbalances and the settlement price of the imbalances ?*

As stated above, regarding the different products in Europe, one has to carefully distinguish between energy reserved for system security and the possibility to balance the portfolio by exchanging energy near to real time. Before harmonising formats of balancing offers, it is important to harmonise the market design of balancing markets within the regions - i.e. with both capacity and energy prices to ensure that market parties have incentives to sell power not only in wholesale standard product markets but also in wholesale balancing and reserve markets - the existence of capacity prices for reserve capacity is in our view also an important investment incentive to invest not only in base-load generation capacity, but also in reserve capacity – and thus a prerequisite to cope with even more fluctuation of renewable power production in the future, see in this respect the ambitious targets of EU for renewables – already today we have more than 22,000 MW installed in German windmills!

As stated above, balancing trades are in our point of view of lower priority, e.g. the cross-border intraday trading should be implemented first before any movement to regional and European balancing trading should be made. The reason for this priority setting is mainly in the complexity of the products – by harmonizing cross-border intraday trading, quick-wins and efficiency gains can be implemented cheaper and faster.



We look upon the further developments of European cross-border power markets with great interest and we would highly welcome to be involved in further discussions.

1. Allocation des capacités de long terme

• Fermeté des capacités

Questions :

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

Il faut partir de la base que, historiquement, les revenus des congestions ont été supérieurs aux coups d'assurer la fermeté des capacités périodiques (expliqué sur le Rapport de la CRE, et démontré sur le document EFET publié en mai 2006 *More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure: Improving firmness of capacity rights and maximising capacity allocation using new regulatory incentives for transmission system operators*).

Dès que le produit est ferme et sa compensation est établie au *full-market-spread*, sa valeur augmentera automatiquement et donc les agents paieront la différence du risque transmis aux GRTs. De plus, étant donné que le risque perçu par les agents du marché est supérieur à celui que perçoivent les GRTs qui ont l'information prioritaire, et surtout les mécanismes de le gérer les congestions aussi bien dans le long que dans le court terme, la couverture au risque de garantir la fermeté et la compensation *full-market-spread* est davantage assurée pour les GRTs.

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

Il faut mettre en place un mécanisme qui compense financièrement les GRTs lorsqu'ils maximisent la capacité à vendre aux enchères annuelles et mensuelles et qui pénalise la mauvaise gestion des interconnexions. Si le mécanisme consistait à garantir la compensation au *full-market-spread*, les GRTs auront suffisamment couvert le risque financier comme on a dit dans la réponse à la question précédente. Il ne reste donc qu'à assimiler la démonstration du document d'EFET mentionné auparavant, *More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure: Improving firmness of capacity rights and maximising capacity allocation using new regulatory incentives for transmission system operators*, où s'explique qu'il est rentable pour les GRTs de vendre aux enchères annuelles et mensuelles toute la capacité disponible (ATC).

Les GRTs ont la possibilité de gérer les congestions dans le long terme et dans le court terme par de différents mécanismes parfaitement expliqués dans le Rapport de Gestion et Utilisation des Interconnexions :

- Rachat des capacités par les GRTs ;
- Réductions des capacités ;
- Actions de « countertrading » par les GRTs en J-1 ;
- Réaménagement des plans de production ou « redispatching » ;
- Modification de la topologie du réseau.

Etant donné que le risque financier des GRTs est couvert complètement, si les GRTs veulent augmenter ses marges ils seront obligés à optimiser la gestion des interconnexions en appliquant les mécanismes ci-dessus de la manière la plus efficace possible. Il s'agit de la meilleure façon d'encourager améliorer la gestion et utilisation des interconnexions par les GRTs.

Une fois dit ceci, nous voulons mettre l'accent sur une autre considération à faire par les GRTs. Il est très souhaitable que la capacité vendue dans les enchères périodiques soit maximisée sachant que cela n'entraîne pas de coûts supplémentaires pour les GRTs, mais il faut quand même réserver une partie de la capacité disponible pour les enchères journalières pour couvrir des positions DAM, spécialement dans les pays où la liquidité du marché est faible comme la France.

- 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 confiance dans les références de prix peut s'améliorer en développant la transparence et la liquidité du marché qui entraînent plus de concurrence, et qui à son tour fera augmenter la transparence et la liquidité. Ainsi, la référence du niveau de prix sera plus crédible.

En attendant, une surveillance continue et effective du marché conduite par les régulateurs est absolument nécessaire, de même que l'imposition d'une pénalisation juste et dissuasive pour les agents qui se comportent de manière anticoncurrentielle. Les détenteurs de capacités ne sont pas forcément les responsables des pointes et super-pointes de prix dans les marchés ; au contraire, les agents qui possèdent des capacités sont les plus endommagés quand, à cause des pics de prix, ses droits de capacité pour lesquels ils ont payé pour pouvoir se couvrir justement des prix du marché sont réduits sans la compensation au *market spread*. C'était le cas de novembre 2007 dans la frontière Espagne-France où les détenteurs de droits périodiques ont souffert des réductions de capacités et des pertes considérables.

Lorsqu'un cas de super-pointe se produit, des recherches doivent être menées pour arriver à savoir quelle est la raison sous-jacente et qui est le responsable, et pour appliquer les mesures appropriées et que cela ne se reproduise plus.

L'indemnisation du *full-market-spread* ne peut être appliquée que lorsqu'il existe des deux côtés de la frontière un marché du genre *day-ahead call-option*. Dans le cas de l'interconnexion France-Angleterre il faut donc trouver une bonne référence de prix pour assurer une compensation appropriée.

- 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 ?

Iberdrola Generación accueille très positivement l'introduction d'un mécanisme de marché pour compenser les réductions de capacité. Il s'agit d'un pas très important dans la direction d'assurer la fermeté des droits de capacité, un des principaux facteurs pour développer la liquidité dans les marchés de gros. Ce pas ne doit pas être sous-estimé, la CRE sera le premier régulateur européen à attribuer de manière efficiente le risque de la fermeté.

Cependant, nous n'acceptons pas la fixation de plafonds sur le coût d'indemnisation. En tout cas, nous ne l'accepterions que s'il s'agit explicitement d'une solution transitoire et jamais suivie d'un pas en arrière dans l'avenir.

Le cap sur la différence de marchés n'est pas acceptable puisqu'il porte préjudice aux détenteurs de capacités qui ne sont pas forcément les responsables des pointes des prix. Comme il a été déjà exprimé auparavant, les agents cherchent justement à se couvrir des prix du marché en achetant entre autres des droits de capacité. Seule une compensation basée sur le *full market spread* permettra une réelle fermeté des droits de capacité (on fait référence aux documents d'EFET suivants: *More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure: Improving firmness of capacity rights and maximising capacity allocation using new regulatory incentives for transmission system operators, May 2006* et *Key principles in the treatment of electricity transmission capacity rights, June 2007*). L'introduction d'un plafond quelconque sur l'indemnisation reviendrait à redonner le risque de fermeté aux acteurs du marché et mènerait à des inefficacités dans le marché. D'où la qualité de transitoire d'une telle mesure. Une date devrait être mise en place pour retirer ce plafond, par exemple le jour du commencement du Couplage de Marché sur l'interconnexion en question.

Considérant qu'un plafond est mis en place, celui-ci devrait être sur un montant mensuel car ce type de mécanisme serait en adéquation avec l'intention de la réglementation EC/1228/2003 ou il est clairement dit que toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants: dont la garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée. Ce plafond pourrait être établi non seulement des revenus mensuels plus 1/12ème des revenus provenant des enchères annuelles, mais

aussi des revenus non utilisés des mois précédents (i.e. recettes de m-3 au mois courant pour prendre en compte la stationnarité des risques des coupures). Il est aussi clairement nécessaire que les revenus des enchères journalières et infra-journalières soient pris en compte afin d'établir la somme du mois en cour. L'introduction d'un cap mensuel aurait été suffisamment robuste pour compenser, sans souci des situations où les pics de prix sont extrêmement élevés, avec, en parallèle, des réductions des droits de capacité comme c'était le cas en novembre et décembre 2007

Cependant nous sommes extrêmement réticents à l'introduction d'un cap sur le différentiel de prix horaire. Les détenteurs de capacité d'interconnexion, et particulièrement ceux qui n'ont pas accès à la production de l'un ou l'autre coté de la frontière, ont le besoin et la volonté de se couvrir le différentiel horaire de marché qui est extrêmement volatile. En fait, nous proposons de partager le plafond mensuel entre toutes les heures durant les quelles la capacité à été réduite. Par exemple, partons des hypothèses suivantes:

- le plafond mensuel est de 1000 EUR/MW
- il y a eu 744 heures interrompues dans le mois en question
- le différentiel de prix a été de 1EUR/MWh pour 740 heures et de 100 EUR/MW pour 4 heures.

La compensation mensuelle devrait être de $740+4*100=1140$ Euro/MW, mais serait au delà du plafond mensuel. La compensation à rembourser aux détenteurs de capacité qui ont été réduits dans les heures où le différentiel de prix était de 1 EUR/MWh est égale au montant suivant: $1*1000/1140 = 0.877$ EUR/MWh et dans les heures où le différentiel de prix était de 100 EUR/MW à $100*4/1140=877$ EUR/MWh. Selon ce mécanisme aucun traitement discriminatoire ne serait appliqué à aucun des acteurs, à aucune des heures et à aucun des mois.

• Droits physiques ou financiers

Questions :

- 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 ?

Il est évidant que la mise en place de FTRs représente des avantages certains: élimination des nominations et donc réduction des erreurs opérationnels; augmentation probable de la liquidité avec un accès possible pour les acteurs financiers; etc.

Vous supposez que la mise en place de FTRs engendrerait des surcoûts. Ceux-ci devraient, dans tout les cas, être minime voire inexistants: l'augmentation du volume sur les bourses grâce aux FTRs pourrait justifier une baisse des taxes des bourses.

Cependant, avant de mettre un tel système en place, certains aspects doivent être réglés. En outre, il est nécessaire de déterminer quelle réglementation sera applicable aux FRTs: s'agit-il de la régulation liée à la finance (MIFID) ou à l'énergie. Dans le cas où un tel mécanisme est soumis à la régulation financière, un nombre important d'acteurs physiques risquent de ne plus pouvoir participer sur les interconnexions ce qui serait, à priori, pas acceptable.

D'autre part, en vue du manque d'harmonisation entre les différents régimes que régissent les énergies renouvelables, et la nécessité dans certains pays de devoir tracer l'origine et le transit de l'énergie certifier. Tant que ce manque d'harmonisation existe, il est nécessaire de pouvoir reconvertir ces produits financiers en capacités physiques pour pouvoir garantir la traçabilité du flux physique quand il sera nécessaire.

- 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 ?

Oui, mais à une moindre échelle que si la fermeté est assurée avec une compensation au *full-market-spread* qu'il s'agisse de PTR ou de FTR.

• **Marchés secondaires**

Questions :

- 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 ?

Un tel projet doit être prioritaire mais il est moins prioritaire que la **fermeté** des droits de transport de capacité.

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

L'implantation du mécanisme UIOSI (Use-It-Or-Sell-It) serait très positivement appréciée.

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

Historiquement en Europe il s'agissait d'éviter de publier des données des entreprises commercialement sensibles. Quelques acteurs sont contre, d'autres sont pour, IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U. est à faveur de la publication car cela suppose un pas en avant dans l'amélioration de la transparence des marchés.

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

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

Nous considérons qu'il est important d'avancer à un rythme soutenu dans plusieurs projets en parallèle en maintenant, autant qu'il est possible sans freiner les initiatives régionales, un degré d'harmonisation acceptable. Le retard d'une région ne doit pas freiner le développement de l'autre. Pour cela et pour partager et étendre les meilleures expériences/pratiques, il faut évaluer périodiquement les performances des différentes initiatives à niveau européen (benchmark).

L'ordre de priorité est premièrement de favoriser le progrès dans toutes les régions en parallèle à des rythmes divers. Et deuxièmement, essayer d'harmoniser le plus possible les meilleures pratiques sans freiner le progrès des régions.

C'est-à-dire que s'il existe des initiatives et la ferme volonté d'avancer dans le projet de Market Coupling dans la région SWE, celles-ci ne doivent pas rester à l'écart en attendant que les problèmes rencontrés sur le CWE MC soient résolus.

2. Allocation des capacités journalières

• **Compatibilité et ordre des projets de couplage**

Questions :

- 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 ?

A petite échelle, dans le cas des deux couplages de l'Allemagne avec la France et avec le Danemark, si actuellement l'idée est de coupler d'abord l'Allemagne et le Danemark, obtenir les flux dans la frontière est les considérer comme un input pour coupler alors la France, l'Allemagne et le Bénélux puis publier le prix du premier couplage pour le Nordpool et du deuxième couplage pour le CWE MC, et qu'il est connu que cet algorithme a des fortes probabilités d'aboutir sur des flux antiéconomiques ou illogiques, alors nous considérons qu'il n'est pas acceptable a priori. Pour le moment, un procès itératif s'impose (faire un nouveau couplage de l'Allemagne avec le Danemark et ainsi de suite jusqu'à arriver à un résultat cohérent s'il existe).

En tout cas, il n'y a pas d'information suffisante sur le procès, l'algorithme, les preuves et les résultats pour pouvoir effectivement discuter et pouvoir apporter la meilleure solution.

A plus grande échelle et pour pouvoir coordonner de façon objective les différents projets régionaux à niveau interrégional ou européen, il est nécessaire avant tout de définir une feuille de route à niveau européen (par ERGEG, la Commission Européenne ou ACER, ou l'organisme européen qui correspond) qui classe les divers projets régionaux par leur importance et leur possibilité de succès en tenant compte de leur compatibilité avec les autres projets régionaux qui se superposent. Seulement de cette façon il serait possible de coordonner au niveau européen les projets de couplage en cours, notamment celui du CWE MC et le couplage de l'EEX avec le Nordpool.

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

En ligne avec la réponse à la question précédente, cette priorité doit être établie par un organisme européen, soit ERGEG, soit la CE, soit ACER ou un organisme équivalent. Et les critères objectifs sont l'importance de ces projets et leur possibilité de succès en tenant compte de leur compatibilité avec les autres projets régionaux qui se superposent.

A priori, nous pensons qu'étant donné que les deux principaux hubs d'énergie européen et qui appartiennent entre les deux à toutes les régions définies par la ERGEG sont la France et l'Allemagne, le projet du CWE semblerait prioritaire sur tous les autres projets de couplage de marchés. Cette priorité devrait pourtant être confirmée par un organisme européen, et il ne faut pas oublier le reste des projets qui peuvent avoir entre eux un plus haut degré de compatibilité entre eux et peuvent donner de meilleurs résultats.

• Statut des bourses de l'électricité

Questions :

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

Tous les monopoles doivent être régulés. Si on accorde aux bourses un rôle où elles n'auront plus de concurrence comme c'est le cas naturellement dans les projets de couplage de marchés qui ont lieu, il faudra réguler de façon effective ce rôle de «monopole». Il faudra assurer sa rentabilité en contrôlant ses revenus sur l'activité de monopole.

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

[Voir la réponse ci-dessus.](#)

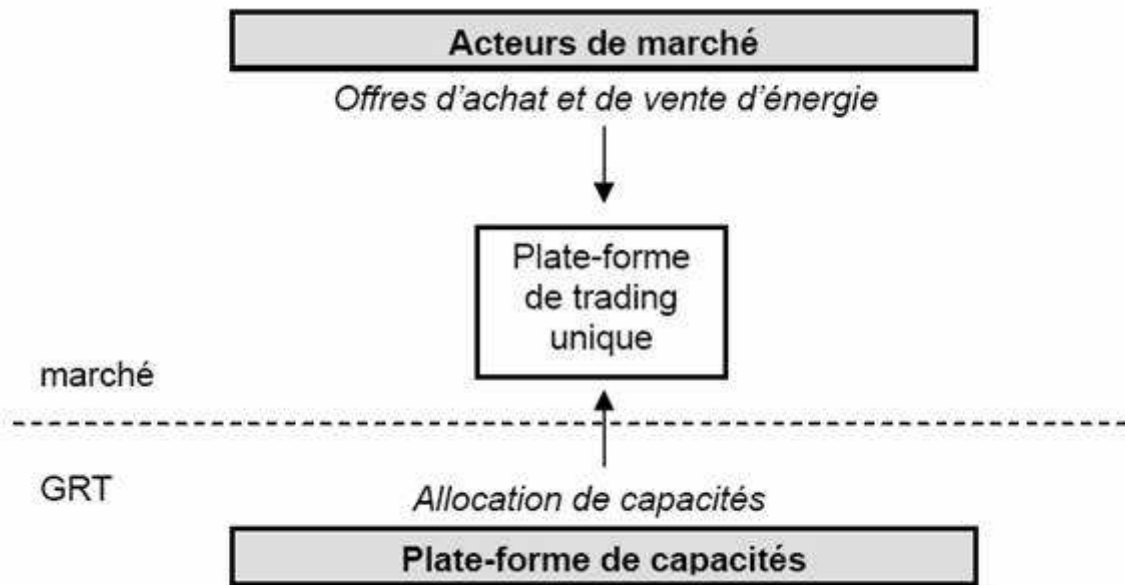
3. Allocation des capacités infra-journalières

- **La gestion des échanges d'énergie**

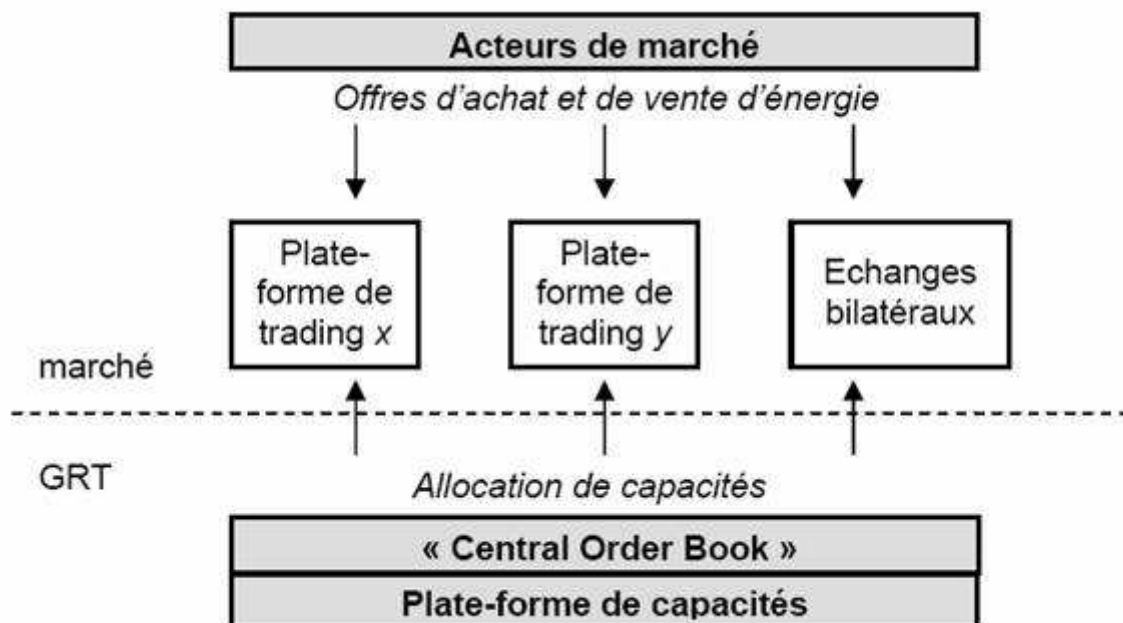
Plusieurs modèles sont possibles pour la gestion des échanges d'énergie.

- Modèle 1 : échanges infra-journaliers avec plusieurs plates-formes de « trading » en concurrence

- Modèle 2 : échanges infra-journaliers avec une plate-forme de « trading » unique



- Modèle 3 : échanges infra-journaliers avec une plate-forme de capacités centralisant les offres réalisées sur différentes plates-formes de « trading »



Questions :

- Comment garantir une liquidité suffisante pour les échanges infra-journaliers (modèle 2 ou 3)?

[Le modèle 3 semble être celui qui va le plus développer la liquidité puisqu'il y aura plus de plateformes concurrentes. Surtout, il y aura plus de profondeur de marché.](#)

- La concurrence entre les plates-formes de « trading » infra-journalières (modèle 1) est-elle viable sur le long terme, ou déboucherait-elle sur l'émergence d'une plate-forme unique ?

Il ne s'agit pas du modèle le plus efficient puisqu'elle n'assure pas que toute la capacité possible soit utilisée dans le sens économique.

- Dans l'hypothèse où un monopole apparaît, faut-il alors qu'il soit régulé ? Si oui, comment ?

En effet, oui, tous les monopoles doivent être régulés en convenant des revenus suffisants pour assurer leur rentabilité.

• La valeur ajoutée des projets

Questions :

- Quels mécanismes infra-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 infra-journaliers élaborés ?

Il s'agit d'un point important mais la vraie priorité est là où il faut centrer les efforts c'est dans le développement et l'harmonisation des marchés journaliers.

Les priorités sont :

Priorité 1: long-term auctions

Priorité 2: market coupling (day-ahead implicit auctions)

Priorité 3: intraday trading

Priorité 4: balancing trades integration

La capacité d'interconnexions ne doit pas être réservée pour des objectifs d'équilibrage. Il faut se centrer dans la maximisation de la capacité disponible pour les agents du marché.

4. Echanges d'ajustement

• L'accès à la capacité d'interconnexion

Question : 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 ?

Une étude détaillée sur cette question pourrait nous aider à prendre une décision sur quelle est la proportion de capacité d'interconnexion qui devrait être réservée pour maximiser le social welfare. Nous encourageons la CRE à prendre l'initiative à nouveau sur le reste des régulateurs européens et préparer un rapport sur ce sujet.

A priori nous pensons que si on réserve de la capacité d'interconnexion pour permettre des échanges d'ajustement, ceci ne va pas permettre de maximiser l'usage des interconnexions.

- **Le modèle de gestion de l'équilibre entre injections et soutirages**

Question : 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**

Question : 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 ?

[Le modèle français actuel nous semble correct.](#)

Paris, le 17 juillet 2008

CONSULTATION PUBLIQUE DE LA CRE SUR LES MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE
MECANISMES EFFICACES DE GESTION DES CONGESTIONS AUX FRONTIERES

OBSERVATIONS DE L'UNIDEN

Synthèse

Compte tenu des dysfonctionnements reconnus du marché de l'électricité tel qu'ils existent aujourd'hui, l'UNIDEN désapprouve toute extension de l'usage des prix de marché et de la financiarisation du marché de l'électricité, que ce soit pour calculer une éventuelle indemnisation des acteurs ayant acheté des capacités long terme ou pour remplacer des droits physiques par des droits financiers.

Par ailleurs, l'UNIDEN considère qu'une réelle harmonisation des politiques énergétiques et des architectures de marché de chaque pays européen est un préalable indispensable à la construction d'un marché unique européen. Aussi, toute réflexion sur les couplages de marché, les échanges d'ajustement nous semble-t-elle prématurée.

Allocation des capacités de long terme

Fermeté des capacités

L'UNIDEN est tout à fait opposé au principe d'une indemnisation calculée sur la base du différentiel de prix des marchés en cas d'indisponibilité d'une interconnexion.

Aujourd'hui, le GRT garantit la fermeté des capacités journalières.

Dans le cas d'une indisponibilité des capacités de long terme, RTE rembourse 110% du prix payé par l'acteur de marché. Le prix, avant pénalité de 10%, est supposé correspondre à l'anticipation des prix de marché qu'avait faite l'acteur, en intégrant son risque. Le remboursement au différentiel de prix de marché revient à transférer le risque marché de l'acteur vers le GRT et donc, vers les consommateurs finaux.

L'UNIDEN estime qu'un tel transfert n'est pas justifié pour un bénéfice quasiment nul, les traders n'étant plus, depuis l'affaire Enron, une force de concurrence.

Qui plus est, on ne peut à la fois demander au GRT d'augmenter les capacités mises à disposition du marché à long terme et augmenter le risque concernant les indemnisations, le différentiel de prix pouvant atteindre des niveaux totalement erratiques, injustifiés et complètement déconnectés des fondamentaux des coûts marginaux de production.

Par ailleurs, la CRE écrit elle-même dans son rapport que « le prix attribué aux capacités journalières est faiblement corrélé au différentiel de prix entre les marchés ». Le rapport montre bien également que les interconnexions sont loin d'être utilisées systématiquement dans le sens du différentiel de prix. Contrairement à la CRE, qui considère que les acteurs n'utilisent pas les interconnexions de façon optimale, l'UNIDEN estime que c'est une nouvelle preuve des dysfonctionnements des marchés et de la déconnexion entre les niveaux de prix et les fondamentaux du marché de l'électricité.

Néanmoins, si l'on s'en tient à la simple dé-corrélation entre les prix des interconnexions et les différentiels de prix de marché, comment justifier une indemnisation basée sur ce différentiel de prix de marché ?

Enfin, la CRE insiste sur le fait que « les utilisateurs des interconnexions ne sont en général pas à l'origine des réductions de capacités, [...] qui sont très souvent le fait de défaillances imprévues ».

L'UNIDEN tient à rappeler que les consommateurs finaux ont parfois des coupures électriques ou des creux de tension, liés à des défaillances également imprévues, qui entraînent des pertes de production significatives.

Les conséquences de ces coupures ne font l'objet d'indemnisation de la part du RTE qu'en cas de dépassement des engagements qualité, et au terme d'expertises longues et détaillées.

Nous serions bien heureux d'avoir, à chaque coupure, une indemnisation correspondant à une estimation théorique de notre perte de marge basée sur notre capacité nominale !!

Plus sérieusement, si l'objectif final est bien d'inciter le GRT à augmenter la capacité mise à disposition du marché et améliorer la fermeté de ces capacités, et non d'enrichir les traders, **pourquoi la CRE n'envisagerait-elle pas une régulation incitative, de la même manière que pour la qualité de fourniture ?** Le GRT pourrait avoir des objectifs en matière de taux des capacités mises à disposition des marchés et de fermeté de ces capacités.

Vous pourriez autrement définir des engagements qualité du GRT interconnexion par interconnexion et acteur par acteur, en fonction de l'historique, de la même manière que pour les consommateurs.

Les acteurs ne seraient indemnisés qu'en cas de dépassement par le GRT de ses engagements qualité. Un engagement sur un taux de disponibilité de l'interconnexion, tel que pratiqué sur l'interconnexion France-Angleterre, nous semble également être une piste intéressante.

Pour conclure sur ce point, nous tenons à signaler que la problématique des réductions de capacité concerne principalement la frontière espagnole. La CRE insiste sur le fait que l'indemnisation au différentiel de prix de marché entraînerait un surcoût sur le tarif d'1 M€ à mettre en regard d'une recette totale de 66 M€.

Nous pouvons également mettre en regard de cette recette le futur investissement pharaonique de plusieurs centaines de millions d'euros dans une nouvelle interconnexion totalement enfouie.

De notre point de vue, c'est d'ailleurs in fine cette nouvelle interconnexion qui améliorera les échanges entre la France et l'Espagne.

Droits physiques ou financiers

La faible corrélation entre les différentiels des prix de marché et les prix des capacités d'interconnexion montre bien l'écart qui existe entre l'utilisation physique des interconnexions, basée sur les fondamentaux économiques de la production d'électricité et les échanges financiers sur des plate-formes électroniques conduisant à des prix parfois totalement aberrants.

Aussi la transformation des droits physiques en droits financiers nous paraît-elle comme une nouvelle étape dans la financiarisation à outrance du marché de l'électricité qui n'est pas du tout souhaitable.

Allocation des capacités journalières, infra-journalières. Echanges d'ajustement.

L'UNIDEN ne peut se prononcer sur les diverses questions abordées, qui ne concernent pas directement les consommateurs industriels que nous sommes, bien que leurs conséquences puissent être non négligeables en terme de coûts.

Néanmoins, nous tenons à exprimer notre crainte devant ce qui nous semble être une fuite en avant.

L'ouverture du marché de l'électricité est un échec. Les prix de l'électricité ont triplé depuis 2003. Les dysfonctionnements du marché sont reconnus.

Avant de vouloir coupler tous les marchés, d'organiser des échanges dans tous les sens, de développer des plate-formes de trading, la priorité devrait être de s'interroger sur ce que doit être notre marché de l'électricité, sur ce qu'on en attend et sur les modifications à apporter pour qu'il fonctionne enfin.

En conclusion de son rapport, la CRE écrit « l'utilisation efficace des interconnexions est cruciale pour la construction du marché unique de l'électricité », mais où en est-on de ce marché unique et est-on certain qu'avec davantage d'interconnexions, il fonctionnera mieux ?

Aujourd'hui, permettez-nous d'en douter.

1. Long-term capacity allocation

• Firmness of capacities

How is the financial risk associated with socialising the cost of capacity firmness evaluated?

- The revenues from the auctions much higher than costs are coming from guarantee the firmness.

How can the TSOs be incentivised to trade off fairly between the level of capacity and the cost of firmness?

- All capacities should be given to a service provider; the service provider should have the task to sell in the first year 85% of every border long term more than a year. The cost for redispatch would be counted. For the next year the service provider get for an increase of capacities per MWh a Fee (0.01 Euro) but only if the cost increase is lower in percent than the capacity increase.

How can confidence in the price references from the organised markets, on which pricedifferential compensation would be based, be improved for all stakeholders?

- The capacities should be redispatch. So no capacities will be reduced for capacity holder. No compensation necessary

Could the implementation of caps to limit the cost of compensation (cap on the price differential level and/or on the compensation period and/or on the total amount of the compensation) be an acceptable transitional step for the market operators and TSOs? If so, at what level should these caps be fixed?

- Like I said before no capacities will be reduced through redispatch.

• Physical and financial rights

Would the extra cost to the market operators of converting long-term capacities into financial products (which would have to be done through the organised markets) not be largely compensated for by the savings associated with the simplification of procedures for accessing the interconnections and the increase in liquidity of the organised markets?

- The advantage is on the liquidity of the exchange and through a higher Day Ahead volume in the different markets, because all volumes go through the exchanges. All necessary Fee have to be in the initial capacity auction. If it is necessary to have a Fee these Fee must be got out of the initial auction.

Capacities platform

Would converting long-term capacities into financial products not be an effective way of increasing the liquidity of the organised markets, and consequently improving confidence in the price references?

- Yes but only if the executing of the capacity spread no additional cost generate!

• Secondary markets

Leaving aside the buying back of capacities by the TSOs to avoid curtailments, would the added value offered by an anonymous secondary organised market be enough to make it a high priority?

- A Secondary market is only necessary if we have physical transmission rights or financial transmission rights with additional executing cost. With financial products similar through Power Future or CFD (as Product) you need no register for the capacity it will trade like a normal power product at broker or exchange screens or OTC in a secondary market.

Why do some market operators not want the names of holders of capacities on the French Interconnections (excluding the France-Italy interconnection) to be published?

- We have no problems to publish our Name if we own capacities.

• Scope of the auction platforms

Should separate projects be rolled out in all regions, or should the progress made with one be used to save resources in the others?

- We should try to use the existing tool like E-Trace (Czech Republic)

2. Allocation of daily capacities

• Compatibility and order of the coupling projects

How could the various coupling projects currently in progress be coordinated at interregional or European level?

- Coordination how to couple the project is important. The scheduling is by now too late and will destroy the development. Important is to develop now methods to couple these projects.
- I see clearly two steps, a short term and a medium solution (to integrate more markets).
 - Short term
 - Volume coupling
 - Sequential coupling process.
 - NTC values and no Flow based solution
 - Medium solution
 - Dom coupler (Model like the open market coupling) is needed if more than only two or three areas should be coupled. Here it should be used a simple algorithm maybe volume coupling.

From an operational point of view, how can the interaction between the next two market couplings, such as the coupling of France and Benelux with Germany and of Germany with Denmark, be managed effectively?

- Both solutions could come into life for this problem, if the parties could agree at one office for the Dom coupler. If not, then the first solution should be chosen, The only part what have to be developed is the workflow and time schedule.

What priority can be given to the different coupling projects? On the basis of what criteria?

- This question doesn't suit.
- The real cause is the coupling between the both projects. It has to be set up an Area coupling project to define the earlier stated processes and time schedules. Maybe it has to be agreed on a Dom coupler.

• Status of the electricity exchanges

How can the development of coupling projects, which naturally involves the Power Exchanges, be reconciled with their current unregulated status?

- Here I see the regulation in the capacities → TSO so the rules how to use the capacities and possibly how the workflow and the time schedule should be for the coupling / Dom coupler

3. Allocation des capacités infra-journalières

• La gestion des échanges d'énergie

Several models are considered for the management of energy trades.

- *Model 1: intraday exchanges with several competing trading platforms*
- *Model 2: intraday exchanges with a single trading platform*
- *Model 3: intraday exchanges with a capacity platform centralising offers made on different trading platforms*

How can sufficient liquidity for intraday trades be guaranteed (model 2 or 3)?

- Liquidity is dependant on the numbers of market parties. Here it is important to have generator, supplier and trader in the market.

Is competition between the intraday trading platforms (model 1) viable in the long term, or will it finish up with the emergence of a single platform?

- Competition is important, but with OTC Trading you will always have a competition through a trading platform. It is crucial to have OTC for bigger volumes and as competition through trading platforms

If a monopoly developed, should it be regulated? If yes, how?

- Important is that always OTC possibilities exist. So always a price pressure is existing.

• Project added value

What intraday mechanisms should the TSOs introduce in the short term? And in the medium term?

- We need a central capacity platform where trading system and trader could easily get capacities.
- When the capacity is taken, automatically the external schedule is send to both relevant areas. Obligation to use the capacities and no additional scheduling.

In the current context, where improvements are being made to the long-term auctions, dayahead market coupling is being extended and balancing market integration is being envisaged, what priority should be given to setting up more sophisticated intraday mechanisms?

- Even with the best market coupling, there will be no 100% optimum because it is always a optimum to a specific deadline. The intraday will adjust difference to an optimum.
- Important is to open all borders.
- The gate closers have to be redacted, 15 minutes for the next hour.
- System have to be very simple (first come first serve) with obligation.

4. Balancing trades

• Access to interconnection capacity

Should interconnection capacity be reserved beyond the needs resulting from the pooling of primary reserves to allow balancing exchanges?

- No reserve of capacities. It will be always more sufficient to use capacities the whole time scale.

• Desirable degree of harmonisation

What degree of harmonisation of the balancing mechanisms is desirable, particularly as regards?

- *the formats of balancing offers,*
- *the remuneration principle of balancing offers,*
- *the calculation of imbalances and the settlement price of the imbalances ?*
- If you use reserve capacities out of other areas, it is crucial that the same rules count for this reserve power.
- A possibility is to define a reserve product which is the summation of the weakest rules from all markets. This product could be used from the grid operator to pre balance the grids.