

SECOND RAPPORT
AU CONSEIL ET AU PARLEMENT EUROPEEN
SUR LES EXIGENCES D'HARMONISATION
Directive 96/92/CE
concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

TABLE DES MATIERES

I. Introduction

II. Obstacles aux échanges transfrontaliers d'électricité

1. Capacité d'interconnexion disponible

1.1. Introduction

1.2. Gestion de la capacité d'interconnexion existante

1.2.1. Maximisation de la capacité de transport disponible

1.2.2. Allocation équitable et non discriminatoire d'une capacité de transport limitée

1.2.3. Réservation à long terme de la capacité de transport

1.3. Encouragement à la construction de nouvelles capacités d'interconnexion

1.3.1. Respect de la séparation des activités

1.3.2. Lignes directes

1.4. Conclusion

2. Tarification et règlement transfrontaliers

2.1. Introduction

2.2. Réflexion des coûts dans les tarifs et autres principes tarifaires généraux

2.3. Tarification indépendante des transactions / tarification fondée sur les transactions

2.4. Tarification de transit sans "pancaking"

2.5. Prix de l'encombrement

2.6. Conclusions

3. Nécessité d'une politique commerciale commune envers les pays tiers

3.1. Introduction

3.2. Approche suggérée

III. Réglementation du réseau d'électricité au niveau européen

1. Introduction
2. Le rôle actuel de la Commission
3. Tarification du transport transfrontalier

IV. Garantie de l'équité sur le marché européen de l'électricité

1. Normes environnementales imposées à la production d'électricité

- 1.1. Introduction
- 1.2. Législation existante
- 1.3. Nouveaux développements
- 1.4. Conclusion

2. Normes pour le déclassement des installations nucléaires

- 2.1. Introduction
- 2.2. Approches actuelles du déclassement
- 2.3. Approche proposée

3. Taxation

- 3.1. Taxation indirecte
- 3.2. Taxation directe
- 3.3. Conclusion en ce qui concerne la taxation

ANNEXE : Définitions

I. Introduction

Ce rapport est la suite du premier rapport¹ au Conseil et au Parlement européen sur les mesures d'harmonisation au titre de l'article 25 (1) de la directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité² (ci-après dénommée "directive sur l'électricité" ou simplement "la directive"). En vertu de l'article 25, le premier rapport devait être présenté dans l'année suivant l'entrée en vigueur de la directive, le 19 février 1997. A ce stade précoce de la phase de mise en œuvre de deux ans, les choix structurels que prendraient plusieurs Etats membres pour mettre en œuvre la directive étaient encore incertains. Sur la base des discussions avec les Etats membres lors des réunions semestrielles du "Groupe de suivi pour la mise en œuvre de la directive sur l'électricité", la Commission a identifié la question de la promotion des énergies renouvelables comme la priorité du premier rapport sur les mesures d'harmonisation. La Commission était toutefois déjà consciente que plusieurs autres domaines, qui ne sont pas spécifiquement traités par la directive, pourraient nécessiter une harmonisation ou, du moins, mériteraient une attention réglementaire pour garantir le fonctionnement correct et efficace du marché intérieur de l'électricité.

Dans ce contexte, la Commission a proposé qu'il n'y ait pas qu'un seul rapport sur les mesures d'harmonisation, mais au moins un second qui se fonderait sur l'expérience acquise après la finalisation de la mise en œuvre de la directive au niveau national. Le Conseil a approuvé cette approche.

Ce second rapport a pour objectif d'attirer l'attention du Conseil et du Parlement européen sur de nombreux obstacles existants ou futurs au sein du marché unique de l'électricité. Ce document est divisé en trois parties.

La première partie traite de la nécessité de veiller à ce que la mise en œuvre de la directive sur l'électricité n'engendre pas 15 marchés de l'électricité libéralisés mais séparés et plutôt isolés, sans parvenir dès lors à créer un marché commun. C'est la création d'un marché commun qui devrait permettre de tirer parti des synergies, des économies d'échelle et des ressources partagées dans l'ensemble de l'UE. Il convient donc de s'attaquer activement aux obstacles des échanges transfrontaliers d'électricité entre les Etats membres. Ce rapport se concentre dès lors sur trois problèmes : (i) la disponibilité de la capacité de transport par les interconnexions entre Etats membres, (ii) la nécessité d'établir un système de tarification du transport transfrontalier non prohibitif et facilitant les échanges, et (iii) la question des échanges transfrontaliers d'électricité avec des pays tiers.

La deuxième partie de ce rapport porte sur la nécessité éventuelle de réglementer le réseau de l'électricité au niveau européen, pour traiter particulièrement les problèmes transfrontaliers évoqués dans la première partie.

¹ COM(1998) 167 final, 16.3.1998

² JO n° L27/20, 30.1.1997

La troisième partie envisage la nécessité de garantir l'équité sur le marché communautaire de l'électricité et évoque dès lors des problèmes structurels pouvant entraîner des distorsions importantes des conditions de concurrence entre les Etats membres. Cet objectif sera dans une large mesure atteint par l'application des règles de concurrence de chaque Etat membre ainsi que celles de la Communauté. Certains domaines pourraient néanmoins engendrer des distorsions structurelles qui ne peuvent pas être traitées par les seules règles de concurrence. Le présent rapport examine trois de ces domaines, sans préjudice de l'existence éventuelle d'un champ beaucoup plus vaste de problèmes. Les questions couvertes par ce rapport concernent les normes environnementales de la production d'électricité, les normes comptables pour le déclassement des installations nucléaires et la taxation. A cet égard, le principal problème soulevé est de déterminer si les différentes normes de chaque Etat membre, acceptables à l'époque de la production monopolistique d'électricité avant la directive sur l'électricité, ne sont pas devenues trop hétérogènes dans le cadre de la concurrence, après la libéralisation.

La question des dispositifs de soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, étudiée dans le rapport précédent, n'est pas reprise dans le présent document, dans la mesure où le débat consécutif au rapport a déjà entraîné plusieurs actions concrètes qui se poursuivent actuellement.

Ce rapport n'a pas pour objectif de tirer des conclusions définitives sur les questions soulevées. Il ne prétend pas être exhaustif dans la sélection des questions, ni couvrir tous les aspects des problèmes abordés. Les questions posées par ce rapport sont si vastes que les chapitres qui suivent ne peuvent qu'attirer l'attention sur les problèmes et, dans certains cas, suggérer quelques premières pistes de réflexion. La Commission décidera du suivi concret des différents problèmes soulevés, à la lumière des débats ultérieurs avec le Conseil et le Parlement européen et des commentaires des parties intéressées à ce document.

II. Obstacles aux échanges transfrontaliers d'électricité

Même si la directive sur l'électricité ne contient pas de règles spécifiques pour les transactions transfrontalières, on ne peut en conclure que ce problème peut être résolu en se fondant exclusivement sur des mesures nationales. Au contraire, ce n'est que par une action commune, au niveau communautaire, que les problèmes soulevés dans ce domaine peuvent être abordés de façon adéquate. C'est dans la logique d'une approche progressive de la mise en œuvre du marché intérieur de l'électricité que les problèmes spécifiques doivent être soulevés, une fois que les Etats membres ont fait leurs principaux choix stratégiques de mise en œuvre. Il s'agit également là de la raison d'être de l'article 25 de la directive, sur lequel ce rapport se fonde.

Le problème de la tarification du transport transfrontalier et d'autres obstacles éventuels à la liberté et l'efficacité des échanges ont déjà fait l'objet d'un travail préparatoire actif de la Commission. A ce jour, les actions suivantes ont été entreprises:

- La Commission a fait part de son inquiétude sur le fonctionnement des échanges transfrontaliers lors de la 3^e réunion du groupe de suivi pour la mise en œuvre de la directive sur l'électricité, des 13 et 14 mai 1998. Parallèlement, la Commission et la présidence du Conseil ont mis sur pied le forum des régulateurs européens à Florence, qui s'est déjà réuni deux fois, en février et octobre 1998. Lors de ces réunions, la capacité d'interconnexion disponible et la tarification du transport transfrontalier ont déjà été identifiés comme des problèmes-clés, auxquels il convient de trouver une solution adéquate pour le bon fonctionnement d'un véritable marché unique de l'électricité. Il a été convenu d'encourager les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) indépendants à coordonner leurs actions par le biais d'une nouvelle association représentative de l'ensemble des GRT européens indépendants et à développer un système adéquat de réglementation et de tarification transfrontaliers dans le contexte du développement du marché intérieur concurrentiel de l'électricité. Il a été convenu que la Commission soutienne ce processus en conviant les gestionnaires de réseaux de transport indépendants à une réunion de coordination à Bruxelles, le 21 janvier 1999.
- Lors de cette réunion, les GRT -en coordination avec EURELECTRIC, le représentant officiel de l'industrie communautaire de l'électricité (incluant également production et distribution)- ont fait part de leur volonté de créer une association européenne des GRT (ETSOA). Cet organisme représentatif devrait être créé en juillet 1999 en tant que, dans un premier temps, fédération des associations de réseaux existantes, UCPTE, NORDEL et les réseaux de distribution britanniques et irlandais.

- Un groupe de travail composé des membres de l'UCPTE, NORDEL, British NGC et Irish Grid a présenté un projet de document proposant des règles pour les échanges internationaux d'électricité.³ Ce projet de proposition a été soumis au comité consultatif de l'énergie à des fins de discussion, remis aux gouvernements nationaux, aux organismes de réglementation et rendu public.
- En outre, la Commission a lancé une étude indépendante sur les tarifs du transport transfrontalier d'électricité afin d'évaluer les différentes propositions, et notamment celui, susmentionné, des GRT. Le rapport final est prévu pour mai 1999; les résultats provisoires de l'étude ont déjà été pris en compte pour l'analyse de ce rapport.

Il va de soi que la question des échanges transfrontaliers d'électricité ne concerne pas que les échanges d'électricité entre Etats membres, mais également ceux avec les pays tiers. Une approche harmonisée des règles d'accès des pays tiers à l'électricité revêt une importance capitale dans le contexte de la politique commerciale commune et des obligations internationales connexes de l'UE. Ce problème requiert une clarification prudente et urgente, dans la mesure où d'importants exportateurs d'électricité potentiels extracommunautaires et des pays de transit sont déjà engagés dans des échanges d'électricité avec l'UE et pourraient, en temps voulu, demander un accès total et non discriminatoire au marché, notamment le droit, introduit par la directive sur l'électricité, d'approvisionner directement les clients éligibles par le biais d'un accès au réseau,

1. Capacité d'interconnexion disponible

1.1. Introduction

Les interconnexions sont des ponts entre les systèmes d'électricité nationaux ou, dans certains cas, régionaux. Elles revêtent une importance capitale pour le marché unique de l'électricité, dans la mesure où la capacité de ces interconnexions ne suffira généralement pas pour faire face à l'accroissement escompté des échanges d'énergie après la libéralisation. Par conséquent, les interconnexions tendent à constituer, dans de nombreux cas, des goulets d'étranglement du système de transport européen. En outre, contrairement aux goulets d'étranglement "normaux" sur le territoire d'un GRT, les interconnexions impliquent, par définition, deux GRT. Pour garantir une utilisation économiquement optimale de la capacité disponible, ainsi qu'un accès équitable et non discriminatoire pour l'ensemble des utilisateurs du réseau, un nouveau niveau de coordination entre les GRT doit être établi. Auparavant, les échanges par ces interconnexions n'avaient lieu qu'entre des GRT, souvent verticalement intégrés, dans leur propre intérêt commercial. Les échanges étaient utilisés comme mécanisme de garantie à des fins de réserve (p. ex., au sein du système UCPTE européen continental) ou se fondaient sur des contrats d'achat d'énergie à long terme entre des GRT verticalement intégrés. Depuis l'entrée en vigueur intégrale de la directive sur l'électricité le 19 février 1999, les GRT doivent être gérés comme des entités indépendantes, séparés

³ Projet "Echanges internationaux d'électricité – Règles proposées par les gestionnaires européens de réseaux de transport", 14.1.1999

- du moins en termes de gestion - de tout intérêt commercial dans la production, les échanges ou la fourniture d'électricité. Ainsi, la réserve de capacité des contrats à long terme rivalisera avec les besoins à court terme des transactions de clients et négociants éligibles. En l'absence d'une capacité d'interconnexion suffisante et d'une harmonisation, ou du moins d'une compatibilité élevée des règles d'attribution, les consommateurs seront confrontés à des coûts plus élevés et à davantage de refus d'accès au réseau que ne le justifieraient de réelles contraintes physiques. La directive sur l'électricité ne définit pas de règles spécifiques, ni pour la gestion d'une capacité d'interconnexion limitée ni pour le développement de nouvelles lignes d'interconnexion. Ce chapitre s'interroge donc sur la nécessité de mesures d'harmonisation supplémentaires pour aborder les questions suivantes:

1.2. Gestion de la capacité d'interconnexion existante:

Comment la capacité de transport disponible (ATC) peut-elle être maximisée à court terme?

Quelles sont les règles équitables et non discriminatoires pour l'allocation d'une capacité de transport limitée ?

Comment les GRT devraient-ils faire face à des réservations de capacité à long terme résultant de contrats d'achat d'énergie à long terme, en particulier ceux conclus avant l'entrée en vigueur de la directive?

1.3. Encourager la construction d'une nouvelle capacité d'interconnexion.

Comment peut-on garantir que le système encourage suffisamment la construction de nouvelles lignes d'interconnexion dans le contexte des besoins accrus du marché unique de l'électricité?

Comment peut-on garantir aux utilisateurs du réseau la fourniture d'indications de prix économiquement corrects pour l'utilisation d'une capacité d'interconnexion limitée?

Ces questions sont examinées aux sections 1.2 – 1.3 ci-dessous. Les conclusions tirées de cette étude sont présentées à la section 1.4.

1.2. Gestion de la capacité d'interconnexion existante

Dans son article 8 (1), la directive sur l'électricité stipule: *Le gestionnaire du réseau de transport est responsable de l'appel des installations de production situées dans sa zone et de la détermination de l'utilisation des interconnexions avec les autres réseaux.*

Dans le cadre de cette responsabilité de base, les GRT devraient assumer les tâches et principes directeurs suivants :

1.2.1. Maximisation de la capacité de transport disponible

En vertu des articles 17 (5) et 18 (4) de la directive, les demandes d'accès au réseau ne peuvent être refusées qu'en raison d'un manque de capacité de distribution ou de transport (hormis les situations clairement définies liées aux obligations de service public ou à la réciprocité). Il a toujours été entendu qu'à cet égard, le "manque de capacité" fait référence au manque de capacité physique. Un blocage contractuel⁴ injustifié ou une capacité insuffisante due à un manque d'efforts de coordination entre les GRT voisins ne justifie pas, en principe, le refus d'accès. En d'autres termes, il incombe au GRT de s'assurer que les interconnexions sont utilisées le plus efficacement possible.

L'une des manières les plus efficaces de maximiser la capacité de transport disponible consiste à "équilibrer" les demandes de transport de sens inverse.⁵ A cette fin, les GRT doivent coopérer de façon à superposer les demandes de transport de sens inverse. Seul le flux physique global résultant peut entraîner un encombrement et un refus éventuel d'accès. Dès lors, par déduction, toute contrainte de transport ne peut affecter que le transport dans la direction encombrée, dans la mesure où les flux de sens inverse sur le même goulet d'étranglement libèrent de la capacité et réduisent les pertes de transport. Cette considération est examinée plus en détail à la section 2.5 ci-dessous relative au prix de l'encombrement.

Alors que la coordination sous la forme d'une simple superposition de flux de sens inverse ne devrait pas produire de coûts supplémentaires majeurs, les goulets d'étranglement restants pourraient encore être libérés par le biais d'un rappel coordonné, d'échanges de contrepartie ou d'une scission du marché (dans le cas de marchés au comptant)⁶ par le GRT, produisant toutefois des frais supplémentaires. Néanmoins, les GRT devant être capables et habilités à répercuter ces coûts sur les utilisateurs du réseau, la théorie économique et la pratique existante, p. ex., en Scandinavie, laissent supposer que les GRT devraient entreprendre ce type de mesures de rappel ou d'échanges de contrepartie, pour accroître ainsi les synergies globales du marché commun.

1.2.2. Allocation équitable et non discriminatoire d'une capacité de transport limitée

L'article 8 (2) de la directive stipule: "*...l'utilisation des interconnexions est faite sur la base de critères qui peuvent être approuvés par l'Etat membre, et qui doivent être objectifs, publiés et appliqués de manière non discriminatoire, afin d'assurer un bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.*"

⁴ Voir ci-dessous, 1.2.3.

⁵ Voir annexe pour définition.

⁶ Voir annexe pour définitions.

Il a été souligné plus haut qu'un système pourrait et devrait être établi, à l'instar des pratiques scandinaves, pour éviter la réduction ou le refus de demandes de transport unique par le biais de mesures prises par les GRT, telles que le rappel des installations de production, les échanges de contrepartie ou la scission du marché de part et d'autre d'un goulet d'étranglement.

Il convient toutefois de reconnaître qu'un système de ce type ne pourrait être réalisé dans un avenir très proche et que, même dans ce cas, certains goulets d'étranglement graves (fréquemment appelés en anglais "flowgates") peuvent persister en raison de flux nets dans un sens dépassant la capacité de l'interconnexion en question. Cela pourrait nécessiter la limitation ou le refus des demandes de transport jusqu'à la construction d'une capacité d'interconnexion supplémentaire.

Dans ces cas, il est possible de distinguer plusieurs approches à la limitation due à une insuffisance de capacité :

- premier arrivé, premier servi : si la limite de capacité est atteinte, plus aucune demande n'est acceptée ;
- limitation au prorata : toutes les transactions demandées sont effectuées, mais le volume de chaque transaction est réduit d'un pourcentage identique ;
- par ordre de mérite : en renonçant au principe de confidentialité, les transactions les moins chères, en termes de kWh, sont prioritaires;
- priorité aux énergies renouvelables : la priorité est accordée aux transactions provenant d'une source d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables;
- appel d'offres ou vente aux enchères de la capacité limitée.

L'objet de ce rapport n'est pas d'analyser ni d'évaluer chacun de ces mécanismes en fonction de critères tels que la non-discrimination, l'efficacité et l'encouragement des échanges. Il est toutefois aisé de comprendre qu'un sérieux obstacle aux échanges apparaîtrait si, à une interconnexion donnée, l'Etat membre A appliquait le principe du "premier arrivé, premier servi" tandis que l'Etat membre B appliquerait, par exemple, "une limitation au prorata avec une priorité aux énergies renouvelables". Dès lors, un minimum de coordination ou d'harmonisation entre les GRT des différents Etats membres est essentiel. Il semble clair qu'un certain type d'action communautaire pourrait s'avérer nécessaire pour résoudre de manière satisfaisante ce problème transfrontalier.

1.2.3. Réserve à long terme de la capacité de transport

La question de la réserve à long terme de la capacité de transport constitue un problème particulier dans le contexte de l'utilisation de la capacité de transport. Les réserves à long terme permettent d'empêcher d'autres acteurs du marché d'utiliser une interconnexion afin d'importer de l'électricité. Le problème devient encore plus délicat si le GRT fait partie d'une entreprise verticalement intégrée qui bénéficie d'un contrat de vente ou d'achat d'électricité à long terme en vertu duquel il revendique la nécessité d'une réserve de capacité à long terme.

(1) Evaluation des accords de réserve de capacité

Le point de départ d'une analyse de ce type consiste à déterminer s'il y a nécessité d'une association des contrats d'achat ou de fourniture d'électricité d'entreprise avec la réserve d'une capacité de transport correspondante. L'on pourrait arguer qu'une telle réserve de capacité n'est pas nécessaire pour garantir que les parties d'un contrat d'achat d'électricité puissent à tout moment remplir leurs obligations contractuelles. En cas de capacité de transport insuffisante, le vendeur pourrait, par exemple, simplement acheter les quantités qu'il ne peut transporter par le goulet d'étranglement sur le marché situé du côté client (de l'autre côté du goulet d'étranglement). Les frais supplémentaires encourus par une mesure de ce type seraient théoriquement identiques à ceux encourus si le GRT vendait la capacité d'interconnexion aux enchères.

En outre, en ce qui concerne le volume global, le marché du transport est manifestement subordonné au marché de la production. Le transport a donc une fonction de soutien ou d'arbitrage pour contribuer à l'optimisation du marché de la production. Les GRT qui sont, généralement, responsables simultanément de l'appel de la production et de l'attribution de la capacité de transport, sont les mieux placés pour optimiser le marché de transport en fonction de l'optimisation du marché de la production. Pour apporter un maximum de souplesse, la réserve de la capacité de transport devrait autant que possible être évitée. En particulier, au stade actuel, début du développement d'un marché européen de l'électricité, il est prématuré d'autoriser les spéculations avec des droits de transport irrévocables. Cela pourrait saper le rôle de coordination des GRT et pourrait engendrer le blocage d'une capacité importante de transport. Les acteurs du marché pourraient acheter une certaine capacité aux goulets d'étranglement stratégiques et retenir, et donc bloquer, cette capacité pour faire monter la valeur du droit de transport, par exemple, ou simplement pour empêcher des concurrents ou de nouveaux acteurs de marché d'utiliser la ligne.

Les accords entre entreprises qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur les échanges entre les Etats membres et qui ont pour objet ou effet d'empêcher, de restreindre ou de fausser la concurrence au sein du marché commun sont interdits aux termes de l'article 85 du traité CE. En outre, tout abus de position dominante par une entreprise dans une part importante du marché commun est interdit aux termes de l'article 86 du traité CE.

Au besoin, la Commission appliquera ces dispositions afin de garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Elle examinera les contrats régissant l'utilisation d'interconnexions afin d'évaluer dans quelle mesure ils limitent la concurrence au sens des articles 85 ou 86. Ce faisant, la Commission appliquera les principes généraux pour l'évaluation des limites verticales de la concurrence.

Les paramètres suivants seront importants pour l'analyse du marché du transport concerné :

- la part de la capacité contractuelle par rapport à la capacité d'interconnexion globale disponible pour les importations d'électricité
- la mesure dans laquelle la capacité des interconnexions concernées est réservée à l'usage exclusif d'une ou plusieurs parties
- la mesure dans laquelle la capacité est réservée à long terme
- la durée de toute réservation de ce type
- l'existence éventuelle d'un encombrement
- la procédure adoptée par le propriétaire de la capacité lors de son attribution
- l'incidence d'une limitation de capacité sur les marchés d'approvisionnement connectés par la liaison. Une attention toute particulière sera accordée, notamment, lorsqu'une interconnexion constitue la seule possibilité de transport disponible vers un marché donné sur lequel la concurrence est déjà limitée (par exemple, les marchés présentant une structure d'approvisionnement monopolistique).

L'intention de la Commission de réaliser une évaluation des contrats qui régissent l'utilisation des interconnexions ne signifie évidemment pas que tous les accords de réservation de capacité limitant la concurrence sont illégaux. La Commission est en effet pleinement consciente du fait que la conclusion d'accords de réservation de capacité puisse être indispensable, par exemple, tout simplement pour rendre possible la construction d'une nouvelle interconnexion.

Pour l'instant, la Commission évalue les contrats au cas par cas et prend des mesures adéquates pour satisfaire aux objectifs du Traité et de la directive. Elles contribueront à orienter les gestionnaires en ce qui concerne la compatibilité entre les accords de réservation de capacité et les règles applicables.

(2) Solutions potentielles

La Commission n'envisage pas de fixer dès maintenant des lignes directrices précises pour les accords de réservation de capacité. L'expérience dans d'autres pays et sur d'autres marchés a toutefois démontré qu'il existe plusieurs possibilités qui permettraient de parvenir à une meilleure "fluidité" du marché du transport que l'approche actuelle fondée sur les transactions.

A cet égard, il est pertinent de souligner la difficulté d'accepter une réservation de capacité plus restrictive qu'en termes de "droits de priorité". C'est ce que l'on appelle également une règle de péremption pour les réservations de capacité ou tout simplement une interdiction de réservation de capacité. En principe, le détenteur d'une réservation de priorité à long terme de ce genre doit signaler, p. ex. 24 heures à l'avance, s'il utilisera la capacité réservée. Par conséquent, la partie de capacité non utilisée accroît la capacité de transport disponible à court terme pour les transactions du marché au comptant d'autres utilisateurs du réseau. Une telle règle est appliquée dans le Nordpool scandinave. Cette approche est également partagée par la plupart des organismes de réglementation de l'OCDE, notamment ceux des Etats-Unis ou d'Australie.

Il serait approprié que ces réservations de priorité deviennent transparentes pour les organismes de réglementation et prennent une forme adéquate, en tenant compte des données commerciales confidentielles, également pour les autres acteurs du marché, afin d'améliorer leurs connaissances sur les goulets d'étranglement importants. Ces données de réservation, regroupées en catégories selon différents termes, notamment l'indication à court terme de réservations inutilisées, devraient être consignées dans un registre transparent, accessible à tous les acteurs du marché, à l'aide de technologies à accès direct appropriées.

Sur la base d'un tel registre ou matrice, tout consommateur, fournisseur ou négociant éligible pourrait recevoir des informations sur une contrainte éventuelle pour une transaction entre un GRT X et un autre, et donc sur l'éventualité de coûts supplémentaires.

Aux Etats-Unis, un "système d'accès ouvert et simultané aux informations" (OASIS) situé sur Internet a été établi. Il publie constamment les capacités de transport disponibles et permet donc une approche transparente et non discriminatoire à la réservation, l'attribution et la tarification de la capacité pour des goulets d'étranglement d'interconnexion stratégiques.

point de connexion du producteur/fournisseur
dans :

fourniture de : à :	GRT 1	GRT 2	GRT 3	GRT n
GRT 1		- capacité totale - réservations - réservations inutilisées	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées
GRT 2	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées		- capacité totale - réservations - réservations inutilisées	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées
GRT 3	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées		- capacité totale - réservations - réservations inutilisées
GRT n	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées	- capacité totale - réservations - réservations inutilisées	

1.3. Encouragement à la construction d'une nouvelle capacité d'interconnexion

L'importance attribuée par la Commission à la poursuite du développement des interconnexions d'électricité stratégiques repose sur l'identification de ces projets d'interconnexion dans le cadre des objectifs de la politique de réseau transeuropéen communautaire, définis dans l'article 129 b-d du Traité. Cet article mentionne comme objectifs explicites, notamment, la promotion d'un marché ouvert et concurrentiel, l'interopérabilité des réseaux nationaux et le principe d'accès au réseau.

L'article 2.10 de la directive sur l'électricité précise que *"les interconnexions' sont les équipements utilisés pour interconnecter les réseaux électriques"*. Pour le point suivant, il est toutefois utile d'établir une distinction entre (1) les interconnexions qui sont de purs points de connexion entre deux réseaux voisins existants, et (2) les interconnexions qui représentent une ligne physique adéquate, p. ex., les câbles sous-marins, et qui sont fréquemment construites et financées sous le couvert d'entreprises communes ou de projets séparés. La plupart des réflexions de ce chapitre concernent des projets d'interconnexion à forte proportion d'investissements, et donc des interconnexions représentant un câble physique important en soi.

1.3.1. Respect de la séparation des activités

En raison de l'existence récente de zones de fourniture monopolistiques, les compagnies d'électricité - généralement verticalement intégrées - n'avaient qu'un intérêt limité à construire d'importantes lignes d'interconnexion. Si de vastes projets de lignes étaient toutefois mis sur pied, ils étaient souvent liés à des contrats de fourniture d'électricité à long terme.

L'article 7 (6) de la directive prévoit la séparation de gestion en exigeant l'indépendance du GRT, du moins sur le plan de la gestion, des autres activités d'une entreprise d'électricité verticalement intégrée, comme la production et la distribution. L'article 7 (5) stipule : *"le gestionnaire du réseau s'abstient de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau ou les catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses filiales ou de ses actionnaires"*. L'article 14 de la directive introduit l'obligation de tenir des comptes séparés pour leurs activités de production, de transport, de distribution ainsi que pour d'autres activités.

Par conséquent, dans le contexte de ces obligations de dissociation, il est nécessaire de distinguer strictement si une interconnexion, et en fait toute autre ligne de transport, est construite dans l'intérêt et pour le compte du GRT indépendant ou dans l'intérêt et pour le compte d'un producteur ou d'un distributeur. Si le GRT indépendant construisait une ligne d'interconnexion pour réaliser des bénéfices afférents à une opportunité de fourniture d'électricité potentielle, cela transgresserait probablement l'article 7(5) et (6) de la directive.

Dans ces circonstances, on pourrait donc s'inquiéter de ce qu'un GRT n'agisse pas indépendamment et favorise les intérêts commerciaux de ses activités verticalement intégrées ou de ce que les capitaux soient insuffisants pour investir dans une capacité d'interconnexion importante profitant aux concurrents de l'entreprise verticalement intégrée. Cette inquiétude n'est pas fondée, dans la mesure où la directive n'enlève pas la possibilité pour un gestionnaire ou un constructeur de lignes de récupérer la totalité des coûts de son investissement par des redevances de transport adéquates. La décision d'investir dans la construction d'une nouvelle interconnexion pourrait néanmoins, dans un "environnement dissocié", émaner du propre intérêt du GRT pour le service de transport, amortissant ainsi la ligne exclusivement par le biais de redevances de transport, ou de l'intérêt d'un producteur ou d'un distributeur pour les échanges d'électricité, amortissant ainsi, du moins en partie, la ligne par l'intermédiaire de marges commerciales. Par conséquent, si une entreprise verticalement intégrée construit une ligne d'interconnexion et simultanément poursuit un intérêt commercial en vendant ou en achetant de l'électricité sur cette ligne, une attention réglementaire particulière doit être accordée à une dissociation comptable correcte, en l'occurrence l'amortissement correcte des coûts d'investissement par les revenus des échanges d'électricité et par les revenus des redevances de transport.

1.3.2. Lignes directes

Dans le cadre des règles de la directive sur l'électricité, il n'est pas impossible que de nouvelles interconnexions soient construites à en tant qu'élément du réseau GRT, mais également en tant que ligne directe, en vertu de l'article 21. Cela soulève des inquiétudes quant à la coordination avec le système GRT, en particulier en ce qui concerne l'accès non discriminatoire.

Il convient d'établir une distinction entre deux types de lignes directes. Premièrement, celles qui correspondent au sens strict à l'article 21, à savoir celles reliant les producteurs ou les fournisseurs avec leurs filiales ou des clients éligibles. Une ligne de ce genre ne dispose généralement que d'un seul point de connexion au réseau interconnecté, le second point final correspondant à un consommateur ou une centrale électrique.⁷ Dans ce cas, des tiers ne peuvent pas utiliser cette ligne pour des objectifs autres que des contrats de fourniture directe avec le propriétaire de cette ligne directe. Dans ces cas, l'accès au réseau et les questions de rémunération ne relèvent pas de l'intérêt général.

Deuxièmement, on pourrait toutefois imaginer qu'un projet d'interconnexion, connectant deux réseaux GRT, pourrait être juridiquement structuré comme une ligne directe. Par exemple, les secteurs de production ou de vente d'une entreprise verticalement intégrée pourraient construire une ligne directe vers une entreprise de distribution dans une autre zone GRT. Le distributeur pourrait être une filiale de l'entreprise verticalement intégrée – soit l'acheteur au sens de l'article 21 de la directive qui aurait donc le droit de construire une ligne directe. Dans ce cas, la ligne directe constituerait une interconnexion et serait elle-même connectée aux deux extrémités à des réseaux interconnectés. Une ligne de ce genre pourrait être utilisée par des tiers. La directive ne prévoyant aucune exception à

⁷ Il est toutefois possible, qu'un client éligible, qui est déjà connecté à un fournisseur, construise une deuxième ligne en qualité de ligne directe vers un fournisseur complémentaire. Dans ce cas un accès de tiers pourrait être imaginé.

l'obligation d'octroi d'accès au réseau interconnecté, un accès non discriminatoire doit être accordé aux tiers. De même, les règles de l'article 14 de la directive concernant la dissociation comptable devraient être respectées par une entreprise verticalement intégrée s'engageant dans la construction d'interconnexion de ce genre. Même si l'intérêt de la construction résidait dans les activités de production ou de distribution, il semblerait logique d'attribuer l'interconnexion à l'activité de transport.

1.4. Conclusion

L'analyse ci-dessus permet de tirer les conclusions préliminaires suivantes :

- La transparence de la capacité de transport disponible entre les GRT revêt une importance capitale. Pour fournir à tous des acteurs du marché les données dont ils ont besoin pour planifier leurs transactions et éviter la discrimination, les GRT européens devraient mettre sur pied un système d'information.
- Pour l'allocation à court terme des capacités de transport limitées, des mécanismes de limitation ou de vente aux enchères sont envisageables, avec un net besoin d'harmoniser les règles l'allocation des deux côtés de chaque interconnexion.
- La réservation à long terme de la capacité de transport devrait être réglementée et limitée au droit d'utilisation prioritaire de la ligne avec l'obligation de rendre la capacité inutilisée disponible pour le marché à court terme.
- Pour encourager la construction de nouvelles lignes d'interconnexion ou le renforcement de lignes de transit, il pourrait s'avérer nécessaire de prévoir des exceptions limitées et opportunes aux règles générales dans le cadre d'un contrôle réglementaire au cas par cas. Cela permettrait des contrats d'expédition ou de paiement ou des voies payantes spécifiques, comparables au système de péage autoroutier. Cela dit, il convient de maintenir que toute nouvelle ligne, qu'elle soit construite dans le cadre du réseau GRT ou en tant que ligne directe en vertu de l'article 21 de la directive, est entièrement soumise au principe de l'accès de tiers au réseau, dès qu'elle est reliée au réseau interconnecté.

Une approche double peut être envisagée pour mettre en œuvre ces conclusions :

(1) Les questions, telles que l'attribution discriminatoire de la capacité d'interconnexion, ainsi que la réservation de capacité à long terme sur des interconnexions, devront être soulevées par la Commission en vertu des règles de concurrence, en étroite collaboration avec les organismes de réglementation nationaux, et ce, au cas par cas. Au besoin, des lignes directrices de soutien publiées pourraient être développées.

(2) Une approche plus formelle, qui pourrait couvrir les règles de rappel et de superposition de flux pour les échanges transfrontaliers, ainsi que les règles de publication et de transparence pour la capacité d'interconnexion disponible, pourrait être envisagée par le biais de modifications de la directive sur la transparence des prix 90/377/CEE et de la directive sur le transit 90/547/CEE. La directive sur la transparence des prix pourrait inclure les exigences de transparence concernant la capacité de transport disponible, ainsi que les redevances de transport (voir chapitre suivant). En ce qui concerne les règles d'attribution de la capacité d'interconnexion, notamment les règles de priorité et le contrôle réglementaire des exceptions, une modification de la directive sur le transit pourrait constituer la plate-forme adéquate. Sinon, les directives sur la transparence des prix et sur le transit étant devenues à certains égards obsolètes après l'adoption de la directive sur l'électricité 92/96/CE, pourraient être remplacées par une nouvelle directive concernant les règles de libre accès.

A l'heure actuelle, la Commission n'a tiré aucune conclusion concrète sur ces approches possibles. Cela sera déterminé dans le contexte des commentaires reçus sur ce rapport, notamment ceux du Conseil et du Parlement européen.

2. Tarification et règlement transfrontaliers

2.1. Introduction

Bien que la phase de mise en œuvre de la directive sur l'électricité ait pris fin le 19 février 1999, que la plupart des Etats membres⁸ l'aient effectivement réalisée et que la capacité de transport soit physiquement disponible, il est en fait difficile au niveau organisationnel et économique pour la plupart des clients éligibles de choisir un fournisseur situé dans un autre Etat membre, en particulier s'il est nécessaire de passer par un troisième ou un quatrième Etat membre. La raison en est simple : il n'existe aucun cadre tarifaire pour les transactions transfrontalières. Chaque transaction doit être négociée et chaque GRT concerné demandera une redevance de transport, qui n'est pas nécessairement coordonnée avec les redevances de transport déjà payables à d'autres GRT. Dès lors, la somme de toutes les redevances de transport requises constituera dans la plupart des cas un montant prohibitif, de sorte qu'il sera moins coûteux pour le client de continuer d'utiliser le fournisseur local. C'est ce que l'on appelle le "pancaking", total ou partiel.

⁸ En vertu de l'article 27 (2), une période supplémentaire d'un an pour la mise en œuvre a été accordée à l'Irlande et à la Belgique et de deux ans à la Grèce (voir brochure)

Il convient de garder à l'esprit, à ce stade, que les flux physiques d'électricité ne suivent pas les flux contractuels, en particulier dans le réseau maillé de l'Europe continentale. Un défi organisationnel consiste donc à créer, d'une part, un système de tarification transfrontalier simple encourageant les clients éligibles à tirer parti du marché unique, assorti, d'autre part, d'un système de règlement ou de compensation entre les GRT leur permettant de redistribuer les revenus tarifaires en fonction de flux physiquement mesurés et de règles complexes entre GRT, qui ne doivent pas concerner les clients. Il est certain qu'un tel niveau de coordination exige des GRT qu'ils soient indépendants des intérêts des activités de production et d'échanges commerciaux. Cela nécessite des structures appropriées et des règles communément acceptées.

Dans l'état actuel des débats, les principaux problèmes à résoudre sont les suivants :

- conclure un accord sur les coûts pouvant être récupérés sur les redevances d'accès,
- tirer une conclusion sur la tarification nodale/la tarification liée aux transactions,
- convenir d'une politique tarifaire n'impliquant pas le "pancaking",
- s'accorder sur une politique tarifaire pour l'encombrement.

2.2. Réflexion des coûts dans les tarifs et autres principes tarifaires généraux

(1) Afin de promouvoir les avantages du marché unique de l'électricité, les redevances d'accès au réseau doivent être transparentes, simples, plutôt fondées sur la consommation variable en kilowattheure que sur des paiements de capacité fixe⁹ et, si possible, ne pas être fondées sur des transactions afin d'être compatibles avec des activités de marché au comptant et d'échange.

(2) En outre, comme les GRT sont des monopoles naturels, c'est le plus important, elles doivent globalement refléter les coûts. Le conflit généralement reconnu entre les principes mentionnés précédemment, entraînant une approche simple et transparente, et l'objectif de réactivité des coûts peut être résolu par une approche à deux niveaux. A un premier niveau, le prix de base global peut être traduit en tarifs orientés vers les timbres-poste, définis ex ante, simplifiés et établis sous un contrôle réglementaire. A un second niveau, un règlement lié au flux physique, mesuré ex post et donc reflétant les coûts de façon optimale peut intervenir entre les GRT afin de compenser les inexactitudes et une répartition éventuellement injuste des revenus émanant des tarifs ex ante simplifiés collectés auprès des clients et des générateurs. Il est clair qu'une telle approche nécessite un « feed-back » régulier et une adaptation souple des tarifs ex ante conformément aux déviations mesurées dans l'exercice de règlement.

(3) Le prix de base du montant global des redevances de transport collectées par tous les GRT doit être dérivé exclusivement et de façon vérifiable des comptes de l'activité de transport, correctement séparés en vertu de l'article 14 de la directive.

⁹ Elles peuvent toutefois faire l'objet de paiements de capacité fixe à court terme.

(4) Les coûts «échoués » sur base de l'article 24 de la directive ainsi que les coûts des services publics nationaux doivent être uniquement à la charge des consommateurs nationaux. Le prix de base des éléments transfrontaliers des redevances de transport devrait exclure les coûts "échoués" ou les coûts des services auxiliaires ou ceux des obligations de service public qui ne sont pas directement liés au service de transport proprement dit. Ces coûts devraient être facturés de manière transparente et séparée et ne devraient pas affecter le transport de transit.¹⁰

(5) Les redevances de transport doivent être déterminées **ex ante**, sur la base de suppositions transparentes relatives aux quantités de transport. Les revenus réels du transport correspondent aux redevances de transport déterminées ex ante multipliées par les quantités de transport effectives pour tout élément tarifaire basé sur le transport. Si, en raison de quantités de transport supérieures aux estimations, les revenus annuels dépassent les coûts séparés de l'activité de transport, les redevances de transport doivent être ajustées.

Une certaine part de ce surplus pourrait être laissée, sous contrôle réglementaire, au profit du GRT afin de l'encourager à gérer des quantités de transport supérieures à celles initialement prévues.

2.3. Tarification indépendante des transactions / tarification fondée sur les transactions

Tous les frais relatifs au transport transfrontalier doivent, comme indiqué plus haut, être globalement liés aux coûts. Comme mentionné précédemment, les flux physiques ne suivent pas les "flux contractuels" et sont en fait peu liés à la distance dans un réseau extrêmement maillé, ce qui, selon les études et les modèles économiques, est plutôt comparable à un lac commun auquel certains ajoutent de l'eau et dont d'autres en retirent. Dans ces circonstances, le fait que celui qui retire de l'eau du lac (ou du réseau d'électricité) soit situé à proximité de celui qui ajoute de l'eau (ou de l'électricité) ou de l'autre côté du lac (ou du réseau d'électricité) n'a aucune importance en termes de coûts. Dès lors, il est impossible de calculer le coût de transit de l'électricité en se fondant sur les flux contractuels, mais plutôt sur les coûts réels encourus lors de la mise en œuvre du flux physique résultant.

Sur la base de cette corrélation généralement faible entre le flux contractuel et le flux physique, le concept de tarification non liée aux transactions (également appelée "tarification nodale" ou "tarification au point de connexion") se développe de façon accrue - par opposition aux approches orientées vers les transactions - et est de plus en plus accepté comme une norme de l'industrie.

¹⁰ Dans des circonstances normales, ces coûts pourraient n'être prélevés qu'à un niveau, par exemple les clients finaux

Les tarifs fondés sur les transactions nécessitent la notification par les utilisateurs du réseau du point d'alimentation et du point de consommation pour chaque transaction conclue. La redevance de transport peut alors être calculée pour chaque transaction, en fonction des modèles fondés sur le flux contractuel ou la distance. Les systèmes tarifaires nodaux ou non fondés sur des transactions ne récupèrent les coûts du réseau que par les frais d'accès ou de connexion des consommateurs et des producteurs. La redevance d'accès n'est pas modifiée par le changement de partenaire contractuel. Par conséquent, la redevance d'accès donne à un utilisateur du réseau le droit d'acheter ou de vendre de l'électricité à tout autre utilisateur au sein du système. Cette situation reflète la métaphore du lac, où le prix d'accès ne dépend pas de l'endroit où l'eau est puisée.

Les systèmes tarifaires nodaux non fondés sur des transactions présentent des avantages évidents en termes de simplicité et de facilité pour permettre aux consommateurs de changer de fournisseur. Tous les gains de réflectivité des coûts issus de systèmes liés aux transactions peuvent en réalité être mis en question, comme le démontrent les réflexions ci-dessus. En outre, l'inconvénient des systèmes fondés sur les transactions réside manifestement dans la difficulté d'associer un système de ce genre avec des systèmes fondés sur l'échange d'énergie et un marché au comptant.

L'association d'un système généralement non fondé sur les transactions avec certains passages fondés sur les transactions pourrait être envisageable dans des cas exceptionnels, si ces passages fondés sur les transactions sont des "obstacles" d'encombrement (voir section 2.5 ci-dessous) et si les informations supplémentaires requises par le passage fondé sur les transactions sont limitées au strict nécessaire.

2.4. Tarification de transit sans "pancaking"

A l'occasion de la réunion des organismes de régulation à Florence en octobre 1998, une formule de prix a été présentée, qui vise à éviter le problème du cumul des redevances de transport nationales lors du transport sur plusieurs zones GRT ("pancaking").

$$\text{Coût total de transaction } T = a_1T_1 + a_2T_2 + \dots + a_nT_n$$

Les éléments T_1 à T_n représentent le tarif timbre-poste intégral d'un GRT, représentant le coût total du réseau de transport national. Les coefficients a_1 à a_n sont des coefficients de pondération, qui tiennent compte du fait que, dans un transport transfrontalier, chaque GRT ne devrait être autorisé qu'à facturer une partie de ses coûts de système totaux pour éviter le "pancaking". Cela est dû au fait que, même si l'électricité passe contractuellement (plutôt que physiquement) par deux, trois ou quatre réseaux, les coûts de transit réels ne sont pas liés aux tarifs de transport totaux de l'ensemble des GRT. L'analogie du lac est pertinente à cet égard.

Par conséquent, si la somme des coefficients de pondération a_1 , a_2 , à a_n ne pouvait dépasser 1, le "pancaking" serait effectivement évité. Toutefois, la couverture complète des coûts ne pourrait être garantie aux GRT à moins qu'ils ne calculent effectivement les versements compensateurs entre eux pour assurer que chaque GRT reçoive sa part appropriée du tarif global.

En janvier 1999, les GRT européens ont présenté une proposition modifiant la formule comme suit :

$$\text{Coût total de transaction } T = G_1 + (T_1k_1 + \dots + T_nk_n) + L_n$$

G_1 représenterait la part des coûts GRT1 totaux facturés par le GRT1 au générateur (source de la transaction) dans sa zone, p. ex. par le biais d'une redevance de connexion ou d'un timbre-poste. L_n représente la redevance partielle respective du consommateur dans la zone de GRT $_n$. La parenthèse indique les éléments de transit partiel T^{11} , pondérés avec un coefficient k si plusieurs GRT sont concernés par des flux de transit physiques.

La condition de plafonnement a été modifiée, dans la mesure où elle stipule que chaque GRT doit diviser sa redevance totale de transport en un élément de connexion de générateur G , un élément de connexion de charge de consommateur L et un élément de transit T , tandis que la somme $G+T+L$ ne peut être supérieure aux coûts totaux du GRT.

Il est clair que cette approche se traduit par une récupération intégrale des coûts pour chaque GRT. Toutefois, si cette formule était directement appliquée aux consommateurs, elle conduirait à un "shallow pancaking" (cumul léger), dans la mesure où la redevance totale augmenterait avec chaque élément de transit supplémentaire T .

L'approche présentée laisse néanmoins trois possibilités d'application :

- (1) appliquer la formule à chaque transaction, sur la base des différentes simulations de flux pour évaluer les éléments de transit;
- (2) appliquer la formule globalement mais toujours directement aux clients, en déterminant ex ante un timbre-poste global fixe pour les éléments de transit et en réglant ex post les différences entre les GRT;
- (3) appliquer la formule uniquement pour le règlement entre GRT, en ne facturant que les redevances de connexion aux consommateurs (qui peuvent être plus élevées, dans la mesure où elles incluent les versements compensateurs entre GRT aux réseaux de transit).

Ad 1) La première option est manifestement orientée vers les transactions. Sans tarifs timbre-poste disponibles ex ante pour la zone de transit, il est difficile pour les consommateurs de comparer les offres de différents fournisseurs. Dès lors, cette option ne contribuerait pas à la transparence du marché et la discrimination serait difficile à contrôler. Elle pourrait entraver considérablement le développement de marchés au comptant, qui exigent l'approche la moins orientée vers les transactions possible.

¹¹ Y compris les éléments T dans les zones du générateur et du client.

Ad 2) Le débat devrait être centré entre les options 2 et 3. Du point de vue des clients, tout élément de transit, donc également le cas 2, représente au moins un "shallow pancaking" dans la mesure où il engendre un prix plus élevé pour une transaction qui passe par des réseaux de transit que pour une transaction sur une distance égale et une génération de perte de réseau située dans une seule zone GRT.

La question est donc de savoir dans quels cas il pourrait être préférable en termes économiques et politiques de ne pas se fonder sur une compensation entre GRT pour les transits mais sur une récupération directe à partir des utilisateurs du réseau, compromettant dès lors l'approche de la tarification nodale avec des éléments fondés sur les transactions. Il convient de répondre à cette question du point de vue des coûts et de la politique tarifaire européenne.

Du point de vue des coûts, d'aucuns prétendent que, même si aucun flux de transit physique ne résulte des flux contractuels transfrontaliers, il existe des coûts de coordination et d'administration¹². En outre, si un flux de transit physique global en résulte, le réseau traversé est en droit de répercuter une partie de ses coûts de réseau sur les transits et de financer ainsi une partie des coûts d'infrastructure des utilisateurs de réseau locaux. Dès lors, on peut affirmer que ces éléments de transit devraient être facturés directement au client, dans la mesure où ils reflètent la répartition réelle des coûts entre les GRT.

Du point de vue de la politique tarifaire, toute redevance de transit supplémentaire est comparable à une approche de tarification liée à la distance, qui, selon les simulations de modèle, peut être difficilement justifiée, du moins pour des transactions de petite et moyenne taille. L'option 2 ne suit donc pas la métaphore susmentionnée du lac commun. Un signal de prix, lié à la direction, n'est justifié au niveau économique que si le réseau traversé est encombré en raison des transactions de transit. Cet aspect sera discuté plus avant au chapitre suivant.

Ad 3) Par conséquent, alors que l'on admet généralement que les réseaux traversés sont en droit de recevoir un recouvrement des coûts des transits, de nombreux éléments accèdent à l'idée que ceci pourrait être accompli au niveau des versements compensateurs entre GRT. Un timbre-poste de transit global déterminé ex ante, éventuellement orienté vers la direction, ne pourrait être justifié que si les transits contribuent à l'encombrement ou s'ils devaient payer ouvertement la construction de lignes d'interconnexion ou de transit (voir 1.3.2).

Ce calcul ex ante de la proportion de ce timbre-poste de transit par rapport aux "timbres de connexion" nationaux doit reposer sur des critères transparents, objectifs et vérifiables, p. ex. des flux de transit physiques nets par rapport à la capacité de consommation et de production connectée localement.

¹² Ils sont toutefois faibles comparés aux coûts totaux du réseau.

2.5. Prix de l'encombrement

Le prix de l'encombrement est étroitement lié aux règles d'attribution de la capacité de transport disponible. La question fondamentale est de savoir s'il convient de refuser l'accès, et, par conséquent, de réduire le transport si la limite de capacité physique est atteinte ou d'établir un système d'appel d'offres ou de tarification au cas où la capacité de transport devient limitée. L'approche du refus d'accès a pour inconvénient de nécessiter l'identification de transactions spécifiques et de ne pouvoir constituer la manière la moins discriminatoire d'attribuer la capacité.

Pour essayer d'éviter le refus d'accès, les mécanismes de rappel, d'échanges de contrepartie et de vente aux enchères créeront des coûts spécifiques reflétant le coût différentiel de l'électricité de part et d'autre de l'encombrement. En théorie, tous les mécanismes devraient produire le même résultat en termes de coût.

Les coûts exacts ne peuvent être facturés qu'*ex post* sur la base des coûts mesurés du rappel, des échanges de contrepartie ou des résultats des ventes aux enchères. Toutefois, les prévisions *ex ante* de ces coûts sur la base des informations ATC publiées devraient être fournies. En tant que principe général, le consommateur devrait toujours avoir le choix entre payer ces coûts supplémentaires de résolution de l'encombrement ou accepter un refus du transport.

L'expérience du Nordpool suggère que les coûts de résolution de l'encombrement n'atteignent même pas 1 %¹³ des coûts totaux de transport (coûts d'infrastructure). Dès lors, l'incidence en terme de coûts réels du système choisi est limitée et l'accent devrait être mis sur une approche simple et encourageant les échanges.

Par conséquent, il ne semble en général pas judicieux de permettre *ex ante* des indications de prix évitant l'encombrement, qui transgresseraient le principe de redevances de transport plafonnées et reflétant les coûts. Cela compliquerait le contrôle réglementaire et administratif et pourrait peut-être interférer avec la subsidiarité en ce qui concerne les approches nationales à la réglementation tarifaire.

Toutefois, pour des goulets d'étranglement graves, spécifiques, principalement **unidirectionnels**, une redevance d'encombrement *ex ante* transparente et non discriminatoire pourrait être acceptable pour éviter la réduction des transactions. Logiquement, les transactions de sens inverse qui dégagent une nouvelle capacité et réduisent les pertes de transport devraient se voir accorder un avantage pécuniaire, p. ex. un remboursement des coûts évités. Tout produit global retiré de ces redevances (ou ventes aux enchères) doit être séparé du recouvrement des frais des GRT et placé dans un fonds "délimité", qui est, p. ex., affecté à la construction de renforcements d'interconnexion¹⁴.

¹³ Toutefois, une valeur de 0,1 % est plus courante, p. ex. en Suède.

¹⁴ Toutefois, cela doit être examiné attentivement, dans la mesure où leur gestion d'encombrement fondée sur les transactions est une contradiction partielle à l'approche de point nodal expliquée plus haut.

Pour le financement de projets d'interconnexion spécifiques, comme des câbles sous-marins ou des câbles de transit spécifiques, un "droit" séparé orienté sur les transactions pourrait être acceptable (comparable aux péages de circulation routière spécifiques comme les tunnels ou les ponts).

L'analyse démontre clairement qu'il existe plusieurs approches raisonnables au problème de l'encombrement. C'est précisément cette diversité de choix qui rend l'harmonisation ou la coordination indispensable. Les GRT de part et d'autre d'une interconnexion encombrée doivent appliquer des approches compatibles. Dans le cas contraire, de nombreuses transactions pourraient être inutilement refusées, non pas en raison d'un manque de capacité, mais simplement d'une piètre coordination.

2.6. Conclusions

Il importe de trouver une solution rapide au problème de la tarification transfrontalière, dans la mesure où il semble demeurer le principal obstacle aux échanges au sein du marché intérieur de l'électricité. Des mesures d'harmonisation particulières ont été identifiées, en ce qui concerne un accord sur l'élément de transit, ainsi que sur le prix de l'encombrement pour des goulets d'étranglement graves ou "obstacles". Les réflexions ont suggéré qu'un système de tarification nodal non fondé sur des transactions, qui repose au maximum sur des règlements et des compensations entre GRT afin de faciliter les échanges entre les clients, producteurs, fournisseurs et négociants éligibles, fournissant ainsi un niveau de tarif applicable aux clients et un niveau de règlement permettant une compensation parmi les GRT, présenterait différents avantages:

- il reconnaît la différence entre les flux contractuels et physiques, en tenant compte des effets de superposition et de flux en boucle ;
- il reconnaît le besoin pour les clients de tarifs simples et non fondés sur les transactions par opposition au besoin pour les GRT de rémunération exacte et reflétant les coûts;
- il donne aux clients des tarifs ex ante pour les transports uniques et, dans le même temps, permet aux GRT de régler ex post la somme résultante des transports qui se chevauchent.

A la lumière des discussions suivantes ce rapport, on peut espérer qu'une perspective commune pourra s'établir parmi les gouvernements et les autorités de régulation de l'UE quant à la méthode la plus appropriée pour faire des progrès concrets. Dans ce contexte, deux approches paraissent possibles :

- action par l'industrie en ligne avec une telle perspective commune des autorités de régulation de l'UE et des Etats membres ;
- l'adoption de la législation au niveau communautaire stipulant des règles claires concernant la tarification de transports transfrontaliers qui doivent être respectées par chaque gestionnaire de réseau de transport.

Ces choix ne s'excluent pas mutuellement : une législation communautaire pourrait être adoptée et tenir compte des développements intéressants de l'ETSOA et des autorités réglementaires nationales.

Aucune conclusion n'a jusqu'ici été tirée par la Commission à cet égard. Elle décidera comment procéder à la lumière des commentaires reçus, notamment du Conseil et du Parlement européen, à la suite de la publication du présent rapport. Toutefois, la Commission poursuivra activement son travail dans ce domaine pour veiller à ce qu'elle soit en mesure de proposer, au besoin, des mesures législatives au Conseil et au Parlement européen.

3. Nécessité d'une politique commerciale commune envers les pays tiers

3.1. Introduction

A l'occasion de la 4^e réunion du groupe de suivi pour la mise en œuvre de la directive sur l'électricité du 20 novembre 1998, la Commission a présenté une analyse détaillée de ce point. Ce chapitre présente les principaux résultats.

En ce qui concerne la structure du marché, voici quelques années seulement, le système de réseau de l'UCPTE était physiquement séparé des réseaux d'Europe centrale et orientale, et les échanges ne pouvaient s'opérer que marginalement via quelques liaisons réseau c.c. (courant continu) spéciaux et uniquement entre détenteurs de monopole. Dans cette situation, aucune règle spécifique relative aux échanges d'électricité n'était nécessaire et en effet, il n'existait aucune règle spécifique pour les importations et exportations d'électricité au niveau communautaire. Ce problème ne pourrait être soulevé au sein de la directive sur l'électricité 96/92, notamment en raison du fait que ladite directive repose légalement sur l'article 100a.¹⁵ La précédente directive sur le transit 90/547 et la Charte de l'énergie ne dérogent pas au concept du transit entre les détenteurs de monopole.

Ces dernières années, deux principes de base ont changé. Premièrement, au niveau légal, la directive sur l'électricité divise les zones d'approvisionnement monopolistiques et oblige les gestionnaires de réseau à transporter l'électricité achetée à des fournisseurs tiers aux consommateurs dans leur "propre" zone. Deuxièmement, aux niveaux technique et commercial, les gestionnaires de réseau ont progressivement développé des liens et étendu le réseau UCPTE aux Etats membres extracommunautaires. Par conséquent, sur la base de développements juridiques et techniques, les échanges d'électricité avec des pays tiers ne constitueront plus un phénomène marginal, mais une opportunité réelle et significative.

Dès lors, il semble possible que les producteurs extracommunautaires, s'ils sont membres du GATT (ou ont ratifié la Charte de l'énergie), tentent de revendiquer l'accès libre pour tous les clients éligibles dans l'UE tout en ayant la possibilité de maintenir des droits de

¹⁵ Lorsque la Commission a expliqué en 1988 la nécessité de directives de règles communes pour les marchés du gaz et de l'électricité dans le document de travail "Le marché intérieur de l'énergie", COM (88)238 final, le problème des échanges externes avait déjà été soulevé : "Dans le domaine de l'énergie, la Communauté devrait donc adopter une **politique commerciale et externe commune** pour lui permettre, au besoin, d'obtenir des concessions réciproques de ses partenaires, dans le sens de l'Uruguay Round. Cette notion de **réciprocité** est essentielle."

monopole dans leurs territoires nationaux, et donc d'éviter tout commerce dans la direction inverse.

Toutefois, à l'heure actuelle, la possibilité légale pour des sociétés extracommunautaires de réclamer l'accès aux clients éligibles dans l'UE n'est pas claire. Il existe des arguments significatifs pour et contre la possibilité, conformément au GATT, pour les Etats membres de refuser les importations de pays tiers pour des motifs de réciprocité. En effet, dans certains Etats membres, la législation nationale prévoit ce refus.¹⁶ Les raisons de l'introduction de cette possibilité de refus sont les suivantes :

- la contradiction fondamentale se traduirait par l'existence d'un régime d'échange plus restrictif pour les sociétés communautaires que pour les entreprises extracommunautaires ;
- la raison pour laquelle la clause de "réciprocité" a été introduite dans la directive est qu'elle permette aux Etats membres de libéraliser tous les clients nationaux (ou la plupart d'entre eux), sans exposition à une concurrence déloyale. Par conséquent, de nombreux Etats membres s'engagent à aller au-delà du minimum de 25 %¹⁷. Si des échanges "déloyaux" se développent de manière significative avec des pays tiers, cette tendance peut être interrompue, voire inversée ;
- dans certains pays extracommunautaires, les contraintes de planification sont plus souples et les normes environnementales et obligations sociales moins strictes que les exigences communautaires minimales. Néanmoins, la fourniture d'électricité par ces pays est économiquement possible. Il pourrait exister une tendance, surtout pour les entreprises extracommunautaires, de tirer parti de ces circonstances pour établir une capacité de production en dehors de l'UE pour approvisionner des clients éligibles dans l'Union;
- si des pays voisins souhaitant accéder au marché communautaire étaient obligés de se libéraliser, cela pourrait présenter plusieurs avantages, notamment environnementaux, dans la mesure où l'ancienne capacité de production est plus rapidement remplacée par de nouvelles installations de production plus propres et plus efficaces, et un accroissement de la compétitivité nationale dans nos pays voisins.

¹⁶ La Commission a présenté aux Etats membres, lors de la 4^e réunion du groupe de suivi pour la mise en œuvre de la directive sur l'électricité du 20.11.1998, une analyse du contexte juridique et de la pertinence économique des importations en provenance des pays tiers: p. ex., la capacité de transport des interconnexions existantes vers les pays extracommunautaires pourrait permettre des importations allant jusqu'à 70 % de la capacité de production nationale pour l'Autriche, 48 % pour la Grèce, 17 % pour l'Allemagne, et environ 10 % pour la Suède, la Finlande et le Danemark.

¹⁷ Allemagne 100 %, Suède 100 %, Finlande 100 %, Royaume-Uni 100 %, Autriche 50 %, Pays-Bas 100 %, Espagne 100 %, le reste doit encore être décidé.

3.2. Approche suggérée

Il est nécessaire que l'ouverture du marché, telle que requise par la directive sur l'électricité, crée une équité reposant sur des règles et normes communément respectées. Dans ce contexte, la directive stipule, (i) en vertu de l'article 3, le principe de l'ouverture équivalente des marchés, (ii) en vertu de l'article 19(5), la possibilité de réciprocité entre les Etats membres et (iii) en vertu de l'article 25, l'obligation pour la Commission de faire état de mesures d'harmonisation supplémentaires. Si le principe de réciprocité et d'ouverture équivalente des marchés est accepté par les Etats membres proprement dits, il semble logique de l'appliquer de manière égale aux pays tiers qui souhaitent participer au marché intérieur de l'électricité et en bénéficier. Cette approche fondée sur la réciprocité devrait être étudiée à trois niveaux:

- (1) pourcentages d'ouverture des marchés quantitatifs équivalents (concept de l'article 19(5) de la directive)
- (2) conditions qualitatives équivalentes d'accès au marché liées à la dissociation comptable, aux redevances de transport, aux motifs de refus d'accès, au règlement des litiges (concept d'ouverture des marchés équivalente à l'article 3 (1) de la directive sur l'électricité)
- (3) des normes environnementales équivalentes dans la production d'électricité constitueraient une étape supplémentaire pour atteindre une équité et empêcher la concurrence déloyale. Dans la mesure où les règles du GATT/OMC n'autorisent manifestement pas les restrictions d'importation fondées sur le "dumping environnemental", ce niveau de réciprocité ne pourrait être atteint que par des accords bilatéraux.

Comme mentionné plus haut, on ne sait pas avec certitude si les règles du GATT permettent une approche reposant sur la réciprocité. Si les Etats membres ont recours aux clauses d'exception (articles du GATT XX, XXIV, article 36 du Traité de l'UE, article 3 de la directive sur l'électricité), une situation juridique incertaine et complexe pourrait voir le jour. Pour éviter cette incertitude juridique, des accords bilatéraux pourraient être conclus entre l'UE et les pays tiers pour permettre l'établissement d'un cadre fondé sur la réciprocité garantissant une ouverture des marchés équivalente et une équité.

Ce type d'approche fondée sur des accords bilatéraux sur la base de la réciprocité entraînerait des avantages tant pour l'UE que pour les pays tiers:

- Elle encouragerait une ouverture plus rapide des marchés dans les pays tiers qui sont intéressés par une intégration complète du marché. Pour les candidats à l'adhésion et les pays de l'Accord européen, cela encouragera l'adoption de l'acquis communautaire.
- Pour les pays tiers qui bénéficieront par conséquent d'une opportunité de fourniture légalement certaine sur le marché communautaire de l'électricité, une planification et un financement à long terme seront facilités. Cela permettra de nouvelles opportunités de financement, telles que des accords d'achat d'énergie au rabais.

- Cela créera de nouvelles opportunités d'investissement, contribuant ainsi à l'augmentation de la croissance économique et de l'emploi.
- Cela encouragera le processus d'harmonisation, d'accroissement de l'efficacité et de réduction du CO2 dans les PECO et autres pays tiers.
- Enfin, cela contribuera à préparer le terrain pour une politique environnementale cohérente, ouvrant des possibilités pour de nouveaux instruments dans le contexte des engagements de Kyoto et de l'internalisation des coûts externes.

Il convient de noter que l'ouverture de toute négociation éventuelle avec des pays tiers ne peut être réalisée que dans le cadre d'un mandat du Conseil sur la base de la procédure de l'article 228 du Traité. A ce stade, la Commission n'a pas encore tiré de conclusion quant à savoir si ce mandat doit être demandé au Conseil. A la lumière des réactions reçues à la suite de la publication du présent rapport, en particulier du Conseil et du Parlement européen, la Commission déterminera la façon de procéder.

III. Réglementation du réseau d'électricité au niveau européen

1. Introduction

Chaque gestionnaire de réseau de transport (GRT) est responsable d'un service essentiel qui, à de nombreux égards, est un monopole parfait. En termes de réglementation, cela soulève trois questions fondamentales: (i) discrimination possible par un GRT verticalement intégré en termes de conditions et de prix d'accès au réseau pour les concurrents, (ii) tarification excessive et (iii) prise de toutes les mesures raisonnables pour répondre à la demande des clients via un renforcement du réseau.

Bon nombre de ces questions peuvent et devraient être traitées au niveau national. En effet, à cet égard, l'article 22 de la directive exige des Etats membres qu'ils *“créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante ...”*.

2. Le rôle actuel de la Commission

Plusieurs questions soulevées à cet égard nécessitent toutefois la prise en charge d'un rôle actif au niveau européen:

- La réglementation des GRT est difficile et représente, pour de nombreux Etats membres, un nouveau défi. La Commission joue un rôle important en garantissant l'échange actif d'informations, d'expérience et d'expertise entre les organismes de régulation nationaux et les autorités de concurrence. De même, pour favoriser la création d'un véritable marché commun, les mêmes normes et tests réglementaires devraient idéalement être appliqués dans toute la Communauté. S'il n'est pas approprié de proposer l'harmonisation d'approches réglementaires au niveau national, une politique active de convergence par évaluation des performances est clairement pertinente. Ces objectifs sont poursuivis, notamment via l'organisation de la conférence semestrielle du forum de régulation communautaire sur l'électricité de Florence. La Commission devrait continuer à jouer ce rôle.
- Alors que l'article 20(4) prévoit qu'“en cas de litige transfrontalier, l'autorité de règlement du litige sera l'autorité de règlement des litiges couvrant le réseau de l'acheteur unique ou du gestionnaire de réseau qui refuse l'utilisation du réseau ou l'accès à celui-ci” ; dans de nombreux cas, les règles de concurrence du Traité de l'UE seront appliquées.
- En outre, dans le cas d'interconnexions sous-marines, la responsabilité des deux organismes de régulation nationaux impliqués pourrait s'avérer insuffisante pour garantir l'efficacité de la réglementation de la tarification de l'accès, de la réservation

de capacité et du refus de l'accès. Dans ces cas, la législation communautaire devrait nécessairement être directement appliquée.

- Alors qu'en principe, les litiges au niveau national en termes d'accès au réseau devraient être résolus par des autorités de concurrence ou de réglementation nationales, les règles de concurrence communautaires sont applicables à ces cas, dans l'éventualité où un effet appréciable sur les échanges entre les Etats membres en résulterait. Si la Commission reçoit des plaintes dans ces cas, une coordination étroite entre celle-ci et les autorités nationales est indispensable.

A l'heure actuelle, l'interaction entre les politiques de concurrence de la Commission et des Etats membres fonctionne efficacement. Aucun besoin significatif de mesures d'harmonisation n'a donc été identifié.

3. Tarification du transport transfrontalier

Toutefois, en ce qui concerne les systèmes de tarification du transport transfrontalier et les mécanismes liés aux échanges, ni une action de régulation nationale ni une action communautaire en vertu des règles de concurrence ne sont à même de traiter les problèmes soulevés. Comme indiqué plus haut, la Commission examine actuellement les différentes possibilités pour la mise en place d'une méthodologie unique de tarification transfrontalière à l'échelle communautaire. Ce problème ne peut pas être traité correctement au niveau national, dans la mesure où il est impossible qu'un mécanisme unique de tarification communautaire potentiel, ou en réalité, le moment venu, les niveaux de tarification concrets, soient réglementés par 15 autorités différentes, chacune ayant des avis potentiellement conflictuels.

La politique communautaire en matière de concurrence qui, dans tous les cas, n'interdit pas une régulation nationale actuelle, est également limitée en termes de procédure et de solutions pour ces problèmes. La raison découle notamment du fait que, comme indiqué plus haut, le GRT détient un monopole parfait. L'on admet de plus en plus que, dans ces circonstances, les prix et conditions facturés par un GRT doivent être fixés par une autorité de régulation, et ne peuvent être simplement laissés au GRT proprement dit, et soumis au contrôle ex post d'une autorité de concurrence. Une autorité de concurrence ne peut, par exemple, interdire une tarification excessive que lorsque celle-ci a été attestée par une procédure judiciaire ou administrative. Une autorité de concurrence ne peut donc pas exiger ex ante d'un GRT qu'il répercute d'éventuelles économies sur les clients par le biais de prix réduits. Dès lors, le prix du transport est défini par les autorités de régulation dans tous les pays communautaires, mis à part l'Allemagne qui est le seul pays à s'appuyer sur l'autorité de concurrence pour faire office de mécanisme de limitation des prix.

Le même problème se pose donc au niveau communautaire: "quelle autorité va réguler les mécanismes et, plus important encore, dans les années à venir, les prix réels facturés par les GRT européens en termes de tarification transfrontalière?". Il convient de noter à cet égard que cette tarification gagnera en importance dans les années à venir, à mesure

de l'augmentation du nombre de transactions transfrontalières. Pour tirer une conclusion sur ce problème, il convient de répondre aux questions suivantes :

- Alors qu'en théorie, chaque autorité nationale de concurrence/régulation serait habilitée à traiter des problèmes de tarification transfrontalière à condition qu'ils concernent les importations et, éventuellement, les exportations, est-il acceptable que 15 processus décisionnels potentiellement conflictuels traitent au même moment cette question? Une approche de ce type ne compromettrait-elle pas l'objectif consistant à atteindre un système de tarification communautaire unique pour l'ensemble de l'UE?
- Il est possible, au niveau communautaire, de se fonder simplement sur les règles de concurrence communautaires pour résoudre ce problème, en dépit du fait que (i) pratiquement toutes les juridictions mondiales reconnaissent désormais que la politique de concurrence est un instrument inadéquat pour réglementer les tarifs du transport et (ii) l'application des règles de concurrence n'exclut pas le conflit potentiel et les problèmes pluridisciplinaires mis en évidence plus haut.

Deux approches permettraient de traiter ce problème :

- Par le biais de certains mécanismes, tels que le forum des régulateurs communautaires sur l'électricité - coordonné par la Commission -, tenter de parvenir à un consensus entre les organismes de régulation communautaires et la Commission européenne qui, à l'heure actuelle, ne peuvent agir qu'en conformité avec les règles de concurrence concernant l'approche à adopter vis-à-vis des niveaux et de la méthodologie de tarification transfrontalière.
- Envisager un certain type de nouvel instrument réglementaire devant être géré par la Commission, ou via l'établissement d'un "organisme de régulation européen".

Ces deux approches sont assorties d'avantages et d'inconvénients. La première offre l'avantage qu'elle ne nécessite aucune nouvelle institution, traité ou règlement. Elle présente toutefois, en substance, l'inconvénient d'être précisément dépourvue de ces règles formelles – elle repose sur le consensus unanime de l'ensemble des 15 autorités de régulation des Etats membres, et, du moins au niveau communautaire, manque d'autorité juridique pour imposer des tarifs transfrontaliers décidés *ex ante*. A cet égard, elle nécessite dès lors un accord *de facto*, par l'industrie, pour respecter les conclusions obtenues par cette méthode. De même, toute décision ne pourrait n'être prise qu'après l'accord de l'ensemble des parties¹⁸, ce qui ne permet pas d'envisager facilement avec quelle rapidité les décisions pourront être prises.

¹⁸ Les 15 Etats membres + la Commission

La seconde approche présente le principal inconvénient d'exiger au moins un nouvel instrument réglementaire au niveau communautaire. Son avantage manifeste est toutefois qu'elle crée, au niveau européen, un instrument réglementaire équivalent à celui qui a été établi, ou est en passe de l'être, dans pratiquement chaque Etat membre de l'UE.

La Commission n'a tiré jusqu'ici aucune conclusion quant au futur *modus operandi*. Le rapport d'harmonisation sur cette question a donc pour objectif d'amorcer le débat et, en particulier, de solliciter les avis du Conseil et du Parlement européen.

IV. Garantie de l'équité sur le marché européen de l'électricité

La troisième partie du présent rapport examine les éventuelles distorsions de concurrence au sein du marché intérieur suite à la divergence des normes juridiques qui affecte principalement le coût de la production d'électricité.

Il est évident que divers facteurs et conditions indirectes engendreront une divergence des coûts de la production d'électricité dans les différents Etats membres. Bon nombre de ces facteurs sont de nature historique et structurelle ou représentent des choix politiques des Etats membres. Le présent rapport ne peut avoir la prétention de proposer une harmonisation de ces facteurs généraux.

En outre, les règles du Traité de l'UE, particulièrement celles concernant la concurrence, sont un cadre adéquat pour aborder bon nombre des distorsions du marché dans le secteur de l'électricité après la libéralisation. Certains domaines spécifiques et complexes pourraient toutefois mériter non seulement une approche au cas par cas, mais également un débat plus général. Ce chapitre se concentre sur trois domaines spécifiques, dont l'influence sur le coût de la production d'électricité a été admise. Premièrement, les normes environnementales ; deuxièmement, les normes comptables du déclassement des installations nucléaires et, troisièmement, la taxation relative aux produits énergétiques et aux régimes fiscaux des sociétés qui profitent spécifiquement aux compagnies d'électricité. Il est évident que cette sélection de problèmes n'est pas exhaustive.

1. Normes environnementales imposées à la production d'électricité

1.1. Introduction

Les normes environnementales, principalement celles axées sur la pollution atmosphérique, peuvent influencer considérablement le choix de la technologie de production et le coût de la production d'électricité. Ce chapitre examine le droit communautaire dérivé existant, ainsi que les nouveaux développements. Les normes environnementales étant déjà couvertes par la législation communautaire, le besoin de mesures d'harmonisation accélérées ou supplémentaires dans le cadre de la libéralisation du marché intérieur de l'électricité doit être discuté dans le contexte de la politique environnementale communautaire.

1.2. Législation existante

Trois directives principales portent sur les grandes installations de combustion.

1. La directive relative à la lutte contre la pollution atmosphérique en provenance des installations industrielles de 1984 (directive 84/360) a établi le premier cadre européen pour traiter les émissions de polluants atmosphériques issues des installations industrielles, et a introduit plusieurs principes importants, tels que :
 - autorisation préalable à la construction ou à la modification majeure de processus industriels ;
 - utilisation des meilleures technologies disponibles n'entraînant pas de coûts excessifs (BATNEEC).

Cette directive sera abrogée le 30 octobre 2007 et remplacée par la directive 96/61/CE du Conseil (voir plus loin). Le développement de meilleures technologies disponibles pourrait être un instrument important pour achever les objectifs de réduction d'émission de Kyoto.

2. Directive "fille" de la directive 84/360, la directive sur la réduction des émissions des grandes installations de combustion (« Large Combustion Plant Directive » ou « LCPD ») de 1988 définit des normes d'émission pour les particules telles le SO₂ et les NO_x, et des plafonds d'émission pour le SO₂ et les NO_x.

Une caractéristique essentielle de cette directive est la définition de normes d'émission pour de nouvelles installations de capacité supérieure à 50 MWt, quel que soit le combustible utilisé. Plusieurs dérogations sont autorisées pour les installations fonctionnant moins de 2 200 heures par an, pour les centrales électriques en Espagne et les centrales électriques indigènes alimentées par du lignite. Les normes d'émission des nouvelles installations sont également applicables à celles qui voient leur capacité augmenter d'au moins 50 MWt. La LCPD ne définit pas de normes pour les émissions de SO₂ des nouvelles installations alimentées au charbon dont la capacité se situe entre 50 et 100 MWt – une modification de la LCPD datant de 1994 a introduit une limite d'émission de 2000 mg/m³.

La directive fixe également des objectifs (appelés "plafonds d'émission") de réduction des émissions nationales totales de SO₂ et de NO_x issues des installations existantes, par rapport aux niveaux de 1980. Ces objectifs sont valables jusqu'en 2003. Une réduction standard du pourcentage a été définie pour la plupart des pays. Certains Etats membres ont été autorisés à déroger à cette exigence pour tenir compte des réductions atteintes avant 1980 ou de leur état de développement économique. La directive fixe les plafonds et les réductions correspondantes en pourcentage.

3. La directive 96/61/CE du Conseil de septembre 1996 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution (« Integrated Pollution Prevention and Control » ou « IPPC ») exige l'introduction d'un système intégré de licence environnementale applicable à plusieurs processus industriels, notamment aux centrales électriques dont la capacité est supérieure à 50 MWt. Il doit être mis en œuvre dans les Etats membres d'ici au 30 octobre 1999. Ce régime doit être appliqué à l'ensemble des nouvelles installations et à celles existantes ayant subi des modifications majeures, et devra être étendu à l'ensemble des installations existantes d'ici à 2007 au plus tard. Les autorités compétentes de chaque pays doivent veiller à ce que toutes les mesures préventives appropriées soient prises contre la pollution, en particulier en recourant aux meilleures technologies disponibles. Pour qu'une technologie soit considérée “disponible” conformément à la définition des “meilleures technologies disponibles” de la directive, elle doit être développée à une échelle permettant sa mise en œuvre dans le secteur industriel pertinent dans des conditions technologiquement et économiquement viables, en tenant compte des coûts et des avantages. Les meilleures technologies disponibles pour chaque industrie ne seront pas prescrites mais évaluées par les autorités compétentes, sur la base de facteurs spécifiques au site ou à l'installation.

Les autorisations doivent spécifier les limites d'émission pour les rejets dans l'air et l'eau et inclure, au besoin, des mesures appropriées garantissant la protection du sol et des eaux souterraines, ainsi que des mesures relatives à la gestion des déchets produits par l'installation. Les limites d'émission devraient prendre en considération le potentiel de transfert de la pollution d'un milieu à un autre et doivent se fonder sur les meilleures technologies disponibles, sans prescrire l'utilisation de toute technique ou technologie spécifique mais en tenant compte des caractéristiques techniques de l'installation concernée, de sa situation géographique et des conditions environnementales locales.

La directive pose également un principe général qui prévoit l'adoption de mesures de déclassement nécessaires pour éviter tout risque de pollution et la remise du site d'exploitation dans un état satisfaisant. Les autorités compétentes doivent en tenir compte lors de la détermination des conditions d'autorisation.

1.3. Nouveaux développements

Les développements suivants s'appliqueront à la lutte contre la pollution des centrales électriques dans l'UE.

Qualité de l'air

Une position commune (n° 57/98) sur la première directive fille relative à la qualité de l'air ambiant en vertu de la directive-cadre de 1996 (96/62/CE du 27 septembre 1996) propose de nouveaux plafonds nationaux stricts pour le SO₂, les NO_x, les particules et le plomb.

Ils reposent sur une analyse des charges critiques, et la stratégie projetée vise à atteindre d'ici à 2010 une réduction de 50% de l'écart séparant la charge critique et le niveau de protection de l'écosystème en 1990. Cette stratégie est désormais définie dans une position commune (57/98), adoptée par le Conseil, qui établit des limites, des marges de tolérance et, dans le cas du SO₂, des seuils d'alerte, et ce, pour le SO₂, les NO_x, les particules et le plomb.

Acidification

A l'heure actuelle, une position commune (61/98) vise à réduire les émissions de SO₂ dans l'UE en imposant des restrictions sur le contenu en soufre de certains combustibles liquides (gas-oil et fuel lourd) utilisés dans l'industrie et les centrales électriques. Il existe des possibilités de dérogation à cette directive pour les régions où les objectifs de qualité de l'air sont respectés et où les émissions de SO₂ ne contribuent pas de manière significative au dépassement des charges critiques d'acidification. Ceci a une incidence sur les centrales électriques fonctionnant au gas-oil et fuel lourd.

Révision de la LCPD

Un troisième développement est la révision de la directive 88/609/CEE relative aux grandes installations de combustion. Les principaux éléments de cette proposition sont les suivants :

- actualisation des limites d'émission pour les installations de combustion mises en service après 2000
- extension du champ d'application aux turbines à gaz
- actualisation de la couverture des combustibles par la clarification de la relation avec les directives relatives à l'incinération des déchets et encouragement de l'utilisation de la biomasse
- promotion de la production combinée électricité/chaleur
- actualisation des dispositions concernant les conditions d'exploitation anormales
- renforcement des exigences de surveillance et mise à jour des dispositions sur les inventaires d'émission

Eau

Pour fonctionner, les centrales électriques ont généralement besoin de grandes quantités d'eau. La directive IPPC traitera d'une manière intégrée des émissions dans l'air, le sol et l'eau. Toutefois, outre cette directive, une proposition du Conseil pour une directive-cadre sur l'eau (COM (97) 49 telle que modifiée par COM (97) 614) devrait définir des normes et mécanismes pour garantir le respect des limites en vertu de la directive IPPC. Ceci s'appliquerait également aux centrales électriques.

Déchets

Les déchets des centrales électriques (principalement des centrales alimentées au charbon) seront couverts par la directive IPPC et par la législation communautaire existante sur les déchets.

Protocole de Kyoto

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la CE et ses Etats membres se sont engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 8% d'ici à 2008-2012 par rapport aux niveaux de 1990. Dans la Communauté, le secteur de l'énergie est une source importante et croissante d'émissions, qui représente quelques 30% des émissions de CO₂ de l'UE. Il est difficile de prédire à ce stade dans quelle mesure la limitation des émissions de GES pourrait influencer les échanges d'électricité. De nombreux scénarios démontrent que ces derniers pourraient contribuer au respect des objectifs de Kyoto, par exemple, en optimisant la production d'électricité au niveau régional, en aplanissant la courbe de charge qui pourrait mettre hors service les centrales à charge de pointe inefficaces et en augmentant le potentiel des énergies renouvelables intermittentes. Par ailleurs, dans le cadre politique actuel, il se peut que certains Etats membres, dont les secteurs de l'énergie présentent des intensités de CO₂ différentes, éprouvent des difficultés à concilier les échanges et les objectifs environnementaux liés à Kyoto. Le cas le plus connu est associé aux échanges d'électricité entre le Danemark, la Norvège et la Suède dont les secteurs de l'électricité sont sensiblement différents.

1.4. Conclusion

A la lumière de ce qui précède, il est clair que la Commission examine attentivement les mesures à prendre au niveau communautaire pour garantir des conditions concurrentielles équivalentes tout en respectant les exigences environnementales. Elle poursuivra dans cette voie, notamment en ce qui concerne l'adoption de la révision de la LCPD. Les réductions envisagées des émissions polluantes traditionnelles ainsi que des émissions de gaz à effet de serre affecteront sûrement la production d'électricité dans les Etats membres. Pourtant, les structures différentes des secteurs énergétiques, en ce qui concerne les choix technologiques ainsi que l'organisation, rendent une analyse détaillée des impacts impossible à ce stade.

2. Normes pour le déclassement des installations nucléaires

2.1. Introduction

Le problème du déclassement ou du démantèlement des centrales nucléaires est inclus dans le présent rapport en raison des effets spécifiques liés aux différentes approches financières et comptables. L'intention n'est pas de mettre en question les différentes approches organisationnelles et techniques relatives au déclassement.

Les principaux coûts de la production d'énergie nucléaire englobent les investissements en capital, le combustible, les coûts de production et de maintenance continus, ainsi que, - et il s'agit là de la principale différence par rapport aux autres types de production -, les coûts du stockage des déchets nucléaires et ceux du démantèlement futur.¹⁹ Il va de soi que l'évaluation de ces derniers est assez complexe. En fonction de l'évaluation de ces facteurs de coût et de l'obligation légale de calculer des provisions dans les prix de l'électricité, les prix des sources nucléaires qui en résultent présentent une marge considérable. En ce qui concerne la liquidité, donc en analysant les producteurs du point de vue de leur cash-flow, le rythme des paiements liés aux coûts est sensiblement différent pour la production d'électricité nucléaire par rapport à d'autres types de production. Un producteur d'énergie nucléaire doit prévoir des provisions pour d'importants paiements futurs, en l'occurrence les coûts du stockage des déchets nucléaires et de leur démantèlement. En ce qui concerne ses futures obligations financières, le producteur lui-même ou une entité séparée cherchera à investir le surplus de liquidités collecté par des provisions ou d'autres taxes.

Par conséquent, les producteurs nucléaires peuvent être considérés comme des administrateurs de fonds pour couvrir les futurs coûts de déclassement. Dans la mesure où les producteurs d'électricité devront être mutuellement concurrentiels à partir du 19 février 1999, des approches réglementaires divergentes quant à la gestion des fonds de déclassement pourraient engendrer des distorsions significatives du marché.

2.2. Approches actuelles du déclassement

Il n'existe aucune législation communautaire spécifique relative au déclassement des centrales électriques. Toutefois, en ce qui concerne les centrales électriques qui seraient couvertes par la directive IPPC, le déclassement final devrait être pris en considération lors de la demande d'autorisation.

¹⁹ Ce chapitre se concentre sur les coûts du démantèlement à cause des méthodes différentes financières et comptables. De coûts associés au stockage des déchets nucléaires liés à l'exploitation continue de la centrale peuvent dans ce sens être assimilés à la pollution produite par d'autres technologies de production.

Hormis la directive 96/29 EURATOM fixant les normes de sécurité de base relatives à la protection sanitaire de la population et des travailleurs contre les dangers résultant des rayonnements ionisants, et la directive 85/337/CEE modifiée par la directive 97/11/CE concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement, il n'existe aucune législation communautaire spécifique sur le déclasserement des centrales nucléaires.

Une étude minutieuse sur l'âge des installations nucléaires en Europe révèle que les premières années du siècle prochain verront une augmentation en flèche du nombre d'installations en fin de vie.

Dans l'Union européenne, les techniques de déclasserement des installations nucléaires sont mises au point depuis deux décennies et deviennent une technologie mature. Pour quelques réacteurs, des activités de déclasserement sont actuellement en cours et contribueront au développement d'une activité industrielle pleinement mature.

La formulation d'avis communs au sein de l'UE sur le déclasserement de ces installations améliorerait la protection de la population et de l'environnement, et des pratiques technologiques plus normalisées permettant, p. ex., une réduction des volumes de déchets et des coûts de déclasserement.

Le résultat d'une consultation communautaire²⁰ indique des différences entre les Etats membres dans l'approche du déclasserement. Dans certains domaines, il existe un potentiel d'amélioration et d'harmonisation au niveau de l'Union européenne. Par conséquent, en vue de la coopération européenne, de l'harmonisation des politiques et de la formulation d'avis communs - comme le souligne l'ouverture et la déréglementation du marché de l'électricité au sein des Etats membres -, il serait particulièrement avantageux de disposer d'approches communautaires communes pour le déclasserement d'installations nucléaires.

La directive 96/92/CE sur l'électricité introduit pour la première fois la concurrence sur le marché européen de l'électricité, non seulement au niveau de la production, mais également au niveau de la fourniture. Le besoin de transparence dans les comptes des producteurs d'électricité laisse présager une nécessité manifeste d'intégration complète des coûts de déclasserement des centrales nucléaires en fin de vie.

Les Etats membres connaissent différentes situations de financement du déclasserement, p. ex., de simples provisions dans les comptes des entreprises d'électricité permettant un réinvestissement des fonds collectés pour des objectifs autres que le déclasserement, la séparation des fonds collectés hors du contexte de l'entreprise, ou une organisation et une gestion publiques intégrales du déclasserement par des sociétés spécialisées distinctes, principalement publiques.

²⁰ *Rapport EUR 18.860 (1999), sécurité nucléaire et environnement: déclasserement d'installations nucléaires dans l'UE.*

En outre, le niveau de financement annuel nécessaire, les exigences relatives à la date et au mode de déclassement, les méthodes de calcul appliquées et les taux d'escompte diffèrent sensiblement entre les Etats membres. Cette situation remet en question les principes énoncés plus haut et pourrait engendrer une distorsion et une discrimination entre les nouveaux producteurs d'électricité nucléaire concurrentiels de différents Etats membres.

Les coûts du déclasserement sont manifestement considérés comme faisant partie des coûts de production de l'électricité. Ils ne peuvent pas bénéficier de subventions croisées provenant de l'activité de transport ni des aides d'Etat directes, en raison de leur incompatibilité avec le Traité de l'UE.

Si des provisions financières ont été constituées pendant toute la durée de service d'une installation nucléaire, les coûts par kWh devraient être relativement faibles et ne pas influencer significativement le coût de l'électricité ou engendrer une concurrence déloyale entre les producteurs.

Les mesures à prendre pour déterminer les besoins de financement incluent l'identification de la stratégie de déclasserement à appliquer et la préparation d'estimations détaillées des coûts incluant des marges de risque appropriées. Un financement adéquat du déclasserement augmentera également l'acceptation par le public de l'héritage potentiel aux générations futures. L'avantage de cette approche est de garantir la disponibilité de fonds lors du déclasserement immédiat et l'absence de risques et de charges financières imposés aux générations futures dans l'éventualité d'un report à une date ultérieure des activités de déclasserement.

Les montants estimés devraient, le cas échéant, tenir compte des projets de réutilisation de certaines des installations existantes à des fins nucléaires.

Si des provisions financières appropriées n'ont pas été constituées au fil du temps, il existe un risque potentiel que les producteurs optent pour la stratégie de déclasserement la moins chère plutôt que de poser un jugement équilibré sur l'ensemble des facteurs pertinents, p. ex., les problèmes liés à la sécurité et à l'environnement.

2.3. Approche proposée

Les services de la Commission sont d'avis

- que les Etats membres devraient opter pour une transparence des plans de financement et de leur méthode de calcul, afin d'identifier le montant total nécessaire des fonds/provisions, incluant les coûts de l'ensemble du processus de déclasserement, de la gestion des déchets et de l'élimination définitive,
- que ces coûts totaux de déclasserement soient inclus dans le prix de vente du kWh (internalisation des coûts), à l'exception éventuelle du passif nucléaire historique associé, par exemple, avec les installations nationales de recherche ou de défense pour lesquelles des dispositions financières spécifiques manifestes devraient être prises au niveau national,
- que les fonds/les provisions soient sécurisés et contrôlés par les autorités nationales compétentes,

- que le fonds/les provisions soient réservés exclusivement au déclassement,
- et que l'ensemble du financement soit disponible au moment prévu (fixé dans la licence) de la fermeture définitive de l'installation.

Il convient de souligner que la plupart de ces principes peuvent être dérivés soit des exigences de dissociation de la directive sur l'électricité ou des règles de concurrence du Traité de l'UE. Néanmoins, en raison des aspects spécifiques du déclassement et de l'importance de l'équité sur le marché européen de l'électricité, une approche harmonisée pourrait être bénéfique. Dans ce contexte, il est nécessaire de prendre en compte le rôle du traité Euratom.

3. Taxation

3.1. Taxation indirecte

1. Deux systèmes de taxation indirecte s'appliquent à l'électricité. Le premier est la TVA qui est largement harmonisée au niveau de la Communauté, et le deuxième est un ensemble de taxes nationales à un seul niveau qui, à l'heure actuelle, ne sont pas réglementées à l'échelle communautaire.
2. Selon les dispositions générales de la sixième directive sur la TVA du Conseil (n° 77/388/CE du 17 mai 1977), le taux de TVA standard est appliqué à l'électricité. Dans la pratique, le taux standard varie entre 15 et 25%. Néanmoins, selon l'article 12(3)(b) du même texte, les Etats membres peuvent appliquer un taux réduit de non moins de 5% aux fournitures d'électricité, pour autant qu'il n'existe aucun risque de distorsion de concurrence. C'est à la Commission de prendre une décision sur l'existence de ce risque et d'autoriser la dérogation. La Grèce applique le taux réduit à l'électricité sur cette base depuis le 1^{er} janvier 1999.

En outre, la législation communautaire actuelle ne permet pas l'application de différents taux de TVA à l'électricité, selon les moyens de production, comme "*l'électricité verte*". La sixième directive définit un principe fondamental qui ne peut pas être enfreint, en vertu duquel un tarif unique est appliqué à un produit. Il n'est donc pas évident, en vertu de la législation actuelle, d'établir une distinction en fonction de la méthode de production de l'électricité.

3. Dans sa proposition de directive restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques (COM(97)30), la Commission propose un élargissement du champ d'application de la taxation harmonisée au niveau communautaire, des huiles minérales à d'autres sources concurrentielles d'énergie, en l'occurrence : charbon, coke, lignite, bitumes et produits dérivés, gaz naturel et électricité. L'objectif de la proposition est d'améliorer le fonctionnement du marché intérieur tout en offrant aux Etats membres la possibilité de mieux atteindre les objectifs nationaux liés à l'emploi, l'environnement, le transport et la politique énergétique.

La Commission a proposé la taxation de l'électricité au niveau de la production. En cas d'échanges d'électricité entre les Etats membres, ce principe signifie une taxation

dans le pays de consommation finale de l'électricité et, par conséquent, l'électricité pourrait être commercialisée sans taxe. Le système actuellement proposé de taxer la production ne prévoit toutefois pas de différenciation sur la base de la qualité du combustible utilisé, mais permet aux Etats membres de distinguer les niveaux de taxation sur la base du type d'utilisateur (p. ex. industrie-ménages).

Pourtant, à la lumière d'un possible système de certification pour les producteurs produisant de l'électricité à partir des énergies renouvelables – une option discutée dans le cadre des programmes de promotion des énergies renouvelables - une taxation différenciée de l'électricité produite par des producteurs ainsi certifiés utilisant des énergies renouvelables pourrait être possible.

Toutefois, en vertu de la proposition (COM(97)30), les Etats membres qui le souhaitent, peuvent, pour des raisons environnementales, appliquer une taxation supplémentaire aux facteurs de production. Pour encourager leur développement, la Commission propose d'autoriser les Etats membres à rembourser au producteur produisant de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables la totalité ou une partie de la taxe payée. Une telle approche doit être en ligne avec les règles du traité CE en la matière des aides d'Etat.

Un Etat membre taxant les facteurs de production ne peut pas discriminer l'électricité importée. S'il est impossible de déterminer les facteurs de production de l'électricité produite à l'étranger (démarche en effet difficile sans système de certification harmonisée), l'Etat membre importateur ne pourra taxer l'électricité importée qu'au tarif le plus bas applicable à la production nationale en vertu du récent arrêt de la Cour européenne de justice dans le cas de *Outokumpu Oy v Finnish Customs* (affaire n° C-213/96).

Bien que la nouvelle proposition ne prévoie pas une harmonisation complète des taux d'imposition, l'on espère qu'une augmentation régulière des tarifs minimum combinée au fait que les tarifs maximum seront affectés par des préoccupations de compétitivité se traduiront par une approximation plus étroite des taux au fil du temps. La Commission a proposé des niveaux minimum de taxation de 1 ECU par MWh passant à 3 ECU par MWh en 2002.

3.2. Taxation directe

En ce qui concerne l'impôt sur les sociétés, il n'existe aucune harmonisation des bases fiscales concernant le prélèvement de l'impôt sur les sociétés. Dans ce contexte il ne semble pas approprié de proposer une harmonisation des bases fiscales uniquement pour les compagnies d'électricité. Il existe toutefois, déjà à l'heure actuelle, un problème potentiel, au point de vue des aides d'Etat, si une exemption spécifique de la taxe directe n'est appliquée qu'aux sociétés nationales ou publiques. Cette question a déjà été soulevée par la Commission. Par courrier du 6 mars 1998, les Etats membres ont été invités à informer la Commission sur l'existence de dispositions fiscales qui dérogent aux règles ordinaires, en ce qui concerne des entreprises d'électricité. Les réponses ont fait l'objet d'une étude préliminaire, et dans certains cas, un examen plus approfondi sera nécessaire. En raison de la complexité des systèmes fiscaux spécifiques des Etats membres, aucune conclusion globale ne peut être tirée à ce stade.

3.3. Conclusion en ce qui concerne la taxation

A la lumière de ce qui précède, il apparaît qu'à l'heure actuelle, la Commission traite activement les questions liées à la taxation. Les travaux relatifs à la taxation directe se poursuivront, et le Conseil est invité à trouver un accord rapide sur le projet de directive restructurant le cadre communautaire pour la taxation des produits énergétiques.

Annexe: Définitions

‘Compensation ou superposition des flux de sens inverse’: Si, sur une ligne d’électricité entre A et B, un contrat est conclu pour transporter, p. ex. 100 MW dans la direction A et si un second contrat est conclu simultanément pour transporter p. ex. 80 MW dans la direction B, seuls 20 MW doivent être physiquement transportés dans la direction A. Les flux contractuels de sens inverse peuvent donc être superposés pour s’annuler mutuellement. Par conséquent, la capacité contractuelle d’une ligne d’électricité peut être nettement supérieure à sa capacité physique.

‘Appel de la production’ (angl. ‘dispatching’): Dans la mesure où la capacité totale des centrales électriques n’est pas nécessaire, hormis pendant les heures de pointe absolues, pour couvrir la demande d’électricité, certains mécanismes doivent être mis sur pied pour décider quelles centrales électriques devraient fonctionner et lesquelles devraient fonctionner au ralenti ou être de secours. La sélection ou le retrait des centrales électriques de production est dénommé ‘appel’ (‘dispatching’). Généralement, c’est le gestionnaire de réseau indépendant qui prend cette décision conformément à des critères objectifs et non discriminatoires (l’ordre de préséance économique).

‘Echanges de contrepartie’ (angl. ‘countertrading’): Si, malgré une superposition de flux de sens inverse, le flux physique résultant atteint la capacité de la ligne de transport, il existe une situation d’encombrement ou de goulet d’étranglement dans la direction résultante. Toute autre transaction contractuelle dans la direction encombrée ne peut intervenir que si, au même moment, p. ex. le gestionnaire du réseau organise un flux contractuel correspondant dans la direction opposée. Pour y parvenir, le gestionnaire de réseau doit acheter ou vendre de l’électricité des/à des producteurs, ou même des consommateurs, qui sont prêts à augmenter ou diminuer leurs production/consommation.

‘Réarrangement de l’appel de la production’ (angl. ‘redispatching’): Solution pour résoudre un goulet d’étranglement existant, semblable aux échanges de contrepartie. En cas de réarrangement de l’appel, les gestionnaires de réseau des zones concernées ne s’engagent pas à compenser des contrats d’échanges, mais modifient directement l’ordre d’appel des centrales électriques pour créer des flux globaux d’électricité demeurant dans les limites des contraintes de ligne.

‘Scission du marché’: Autre solution pour traiter un goulet d’étranglement, généralement applicable aux systèmes disposant déjà d’un marché au comptant commun (marché ‘spot’). En réaction à l’apparition d’un encombrement, les gestionnaires de réseau prévoient la possibilité de prix de marché ‘spot’ différents de part et d’autre du goulet d’étranglement. L’électricité dans la zone suralimentée devient donc moins chère que celle de la zone sous-alimentée. Par conséquent, moins d’acteurs de marché sont intéressés par l’achat à la zone qui devient plus coûteuse, et le flux résultant sur le goulet d’étranglement est réduit.

‘Tarif orienté transaction’: Equivalent du "tarif point à point", cette méthode de tarification calcule une redevance de transport sur la base d'informations relatives au point d'entrée ("source") et au point de sortie ("puits") du contrat d'électricité. Par conséquent, si un consommateur éligible passe du fournisseur A au fournisseur B, les parties devront recalculer la redevance de transport en fonction de l'emplacement du nouveau fournisseur.

‘Tarif non orienté transaction’: Equivalent du "tarif point de connexion" ou "tarif nodal", cette méthode de tarification divise les coûts totaux du réseau de transport exclusivement pour séparer les redevances de connexion (ou redevances d'accès au réseau) du producteur et du consommateur. Par conséquent, la redevance de connexion d'un client éligible reste identique, indépendamment d'un changement de fournisseur.

‘Timbre-poste’: Cette expression est utilisée pour décrire une redevance de transport ou d'accès qui ne dépend pas de la distance de la transaction. Généralement, un tarif ‘timbre-poste’ serait également un ‘tarif non orienté transaction’. Néanmoins, des timbres-poste de ‘transit’ supplémentaires pour des situations spécifiques sont imaginables.