

De plus, Énergie NB trouve acceptable que les taux annuels soient basés sur la pointe annuelle, mais ne trouve pas acceptable que le calcul des tarifs mensuels, journaliers et horaires soit basé sur la moyenne des pointes mensuelles.¹²⁶⁹

6.5.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate qu'il s'agit des mêmes services que ceux qui sont décrits dans le Règlement 659 d'Hydro-Québec et que la proposition concerne uniquement des modifications à la tarification de ces services.

La preuve a montré qu'il est de pratique courante dans l'industrie que le transporteur offre ces services à tous les utilisateurs du service de transport. La Régie constate également que quatre des six services ne sont pas actuellement utilisés par les clients de point à point puisqu'ils sont destinés uniquement aux clients qui alimentent une charge dans la zone de contrôle du transporteur, et qu'à ce jour, aucune charge incluse dans la zone de contrôle du transporteur n'est desservie en vertu d'un service de point à point.

La Régie accepte les services complémentaires offerts par le transporteur comme étant pratique courante dans l'industrie, mais lui demande de fournir de nouvelles valeurs pour les tarifs des services de transport de point à point à court terme en conformité avec les principes retenus par la Régie concernant le calcul des tarifs de ces services, tels que décrits à la section 6.3 de la présente décision.

Elle accepte les quatre modifications demandées par le transporteur.¹²⁷⁰

En conséquence, la Régie accepte les modifications proposées par le transporteur concernant la tarification des services complémentaires et demande au transporteur de fournir de nouvelles valeurs tenant compte des principes tarifaires retenus par la Régie pour les services de transport de point à point à court terme, et de les déposer à la Régie.

¹²⁶⁹ Argumentation d'Énergie NB, page 56.

¹²⁷⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 158 et 159.

7. PERTES DE TRANSPORT

7.1. POSITION DES PARTIES

À compter de l'année témoin 2001, le **transporteur** propose un taux de pertes annuel moyen et uniforme de 5,2 % pour tous les services de transport. Le texte des « *Tarifs et conditions* », proposé par TransÉnergie, indique la manière dont il entend traiter les pertes de transport :

« Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le client du service de transport est responsable de remplacer les pertes associées aux services de transport telles qu'établies par le transporteur. Le facteur applicable de pertes de transport est de 5,2 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison.

*Le transporteur se réserve le droit de remplacer ce taux par des taux spécifiques, qui peuvent varier selon les chemins de transport et les périodes. Ces nouveaux taux sont affichés sur OASIS. »*¹²⁷¹

Le taux de pertes moyen sur l'ensemble du réseau de 5,2 %, proposé pour 2001, correspond à la moyenne des mesures horaires réalisées sur le réseau de transport de 1997 à 1999. Le transporteur indique que cette mesure est corroborée par le modèle analytique¹²⁷² pour l'année de référence 1999. Il croit que cette valeur reflète adéquatement le taux qui sera observé pour l'année témoin projetée 2001 puisque la résistivité du réseau est relativement stable.¹²⁷³

L'utilisation d'un taux de perte uniforme de 5,2 % a pour objectif de remplacer les taux différenciés en vigueur depuis 1997 qui sont de 5 % pour la charge locale et de 7 % pour le service de point à point. Le transporteur affirme que l'estimation du taux de 7 % actuellement en vigueur pour le service de point à point repose sur une méthode analytique complexe, basée sur les données de 1995 auxquelles a été appliqué un profil annuel constant et uniforme pour le service de point à point selon les conditions de marché de l'époque. Le transporteur soutient qu'en 1999, le profil annuel du service de point à point est davantage complémentaire à celui de la charge locale, ce qui rend peu significatif l'écart entre les taux différenciés par service de transport.¹²⁷⁴ En effet, les taux différenciés obtenus avec le

¹²⁷¹ HQT-11, document 2, articles 15.7 et 28.5.

¹²⁷² Le modèle analytique, dont la conception est basée sur des principes électriques et physiques propres au transport et à la transformation de l'électricité, établit les pertes de transport en fonction de la charge transitée et de la résistivité du réseau. HQT-10, document 3, page 6.

¹²⁷³ HQT-10, document 3, page 14.

¹²⁷⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 161.

modèle analytique pour l'année 1999 sont estimés à 5,10 % pour la charge locale et à 5,59 % pour le service de point à point.¹²⁷⁵

Selon le transporteur, l'application d'un taux de pertes annuel moyen et uniforme sur tout le territoire de TransÉnergie est cohérente avec les principes suivants :

- timbre-poste pour l'établissement des tarifs de transport au coût moyen;
- uniformité territoriale des tarifs;
- intégralité du réseau de transport;
- équité pour les utilisateurs étant donné que des transactions surviennent à tout moment durant l'année et pour diverses durées.¹²⁷⁶

Il ajoute qu'un taux annuel moyen est moins variable qu'un taux à la pointe établi à partir d'une seule mesure et procure donc une plus grande stabilité.¹²⁷⁷

En outre, l'utilisation d'un taux de pertes uniforme est une pratique reconnue et généralisée dans l'industrie. Un balisage effectué auprès des 134 principaux transporteurs au Canada et aux États-Unis indique que 96 % de ceux-ci utilisent un taux unique.¹²⁷⁸

L'ACEF de Québec, ARC-FACEF-CERQ, la Coalition industrielle et Énergie NB demandent que soit maintenu le principe des taux de pertes différenciés. D'après le modèle de simulation utilisé par l'ACEF de Québec, le taux de pertes du service de point à point est de l'ordre de 8 à 10 % tandis que celui de la charge locale est inférieur à 5 %. Pour l'intervenante, il s'agit de reconnaître que le transit du service de point à point s'ajoute à celui de la charge locale qui doit être prioritaire.¹²⁷⁹

Le transporteur réplique que, comme le profil du service de point à point est complémentaire à celui de la charge locale, les pertes du service de point à point additionnelles à celles de la charge locale sont générées à un niveau moindre d'utilisation du réseau. Il en ressort, en pratique, que le taux de pertes de la charge locale considérée séparément est similaire à celui de l'ensemble des services incluant le service de point à point.¹²⁸⁰

ARC-FACEF-CERQ recommande que le calcul du taux de pertes pour le service de point à point soit effectué en ajoutant au taux de pertes de la charge locale au moins 2 % pour tenir compte des pertes des interconnexions et de la ligne à courant continu. En effet, l'intervenant

¹²⁷⁵ HQT-13, document 1, page 133.

¹²⁷⁶ HQT-10, document 3, pages 14 et 15; Argumentation d'Hydro-Québec, pages 160 et 161.

¹²⁷⁷ HQT-10, document 3, page 15.

¹²⁷⁸ HQT-10, document 3.1, page 7.

¹²⁷⁹ Argumentation finale de l'ACEF de Québec, page 24.

¹²⁸⁰ HQT-13, document 14, page 139.

estime que les interconnexions servent, mis à part la satisfaction des besoins de pointe exceptionnels, aux activités commerciales du producteur, et 97 % de l'énergie transportée par la ligne à courant continu est dirigée vers les États-Unis.¹²⁸¹ Par ailleurs, le regroupement appuie la proposition du transporteur d'utiliser la valeur moyenne annuelle des pertes, plutôt qu'un taux de pertes à la pointe du réseau.¹²⁸² Enfin, l'intervenant affirme que les taux différenciés par service de transport obtenus par TransÉnergie ne peuvent être retenus pour démontrer que leur écart est négligeable parce que les données de l'énergie livrée de 1999, utilisées par TransÉnergie pour calculer les taux de pertes, ne sont pas cohérentes avec celles du Rapport annuel d'Hydro-Québec.¹²⁸³

La **Coalition industrielle** considère que la méthodologie du taux de pertes devrait refléter distinctement les pertes réelles associées à l'utilisation de chacune des grandes fonctions du réseau de transport. Selon l'intervenante, le transporteur n'a pas démontré que sa proposition respecte le principe de l'utilisateur payeur.¹²⁸⁴

Énergie NB est d'avis que la proposition du transporteur est discriminatoire à l'endroit des usagers du service de transport de point à point parce qu'elle comprend des pertes qui ne devraient pas lui être allouées, à savoir les pertes dans les transformateurs élévateurs et abaisseurs et dans les équipements accessoires à la production et à la distribution.¹²⁸⁵

En ce qui concerne le droit de remplacer le taux de pertes de 5,2 % par des taux spécifiques qui pourront varier selon les chemins de transport et les périodes, le transporteur mentionne qu'il appartient à la Régie de fixer ou de modifier les taux de pertes, mais que le transporteur peut proposer des modifications s'il le juge utile.¹²⁸⁶ Cependant, le transporteur indique qu'il n'a pas appliqué de taux spécifiques dans le passé et qu'il n'envisage pas de les appliquer dans les prochaines années. En audience, le transporteur conclut que le paragraphe, inclus aux « *Tarifs et conditions* », qui prévoit la possibilité de remplacer le taux de pertes de 5,2 % par des taux spécifiques, pourrait être retiré.¹²⁸⁷

L'ACEF de Québec soutient que le droit que se réserve le transporteur de remplacer les taux de pertes est arbitraire et demande que ces taux soient déterminés par la Régie et inscrits au texte des « *Tarifs et conditions* ». ¹²⁸⁸

¹²⁸¹ NS, 31 mai 2001, volume 29, pages 66 et 67; Argumentation finale d'ARC-FACEF-CERQ, pages 97 et 101.

¹²⁸² ARC-FACEF-CERQ-3, document 1, page 16.

¹²⁸³ ARC-FACEF-CERQ-3, document 1, pages 24 et 25.

¹²⁸⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 107.

¹²⁸⁵ Argumentation d'Énergie NB, pages 56 et 57.

¹²⁸⁶ HQT-13, document 2, page 16.

¹²⁸⁷ NS, 24 mai 2001, volume 25, pages 155 et 157.

¹²⁸⁸ ACEF de Québec-1, page 65.

Le transporteur mentionne en audience que le taux de pertes s'applique, aux fins de la facturation, sur la capacité réservée.¹²⁸⁹

7.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte la proposition du transporteur d'appliquer, à l'ensemble des services de transport, un taux de pertes annuel moyen et uniforme. L'utilisation d'un taux annuel moyen reflète davantage le coût global dû aux pertes de transport au cours d'une année qu'un taux de pertes à la pointe du réseau. L'uniformisation des taux de pertes est cohérente avec la tarification adoptée par la Régie dans le présent dossier. De plus, sa simplicité d'application doit être préconisée dans une situation où l'écart entre les taux de pertes de la charge locale et du service de point à point, évalué par TransÉnergie, est faible (0,5 %).

La Régie accepte l'évaluation du taux à 5,2 % parce qu'elle est basée sur des mesures réelles effectuées sur plusieurs années.

À cet égard, la Régie ne souscrit pas aux prétentions d'ARC-FACEF-CERQ à l'effet que les taux différenciés par service de transport calculés par TransÉnergie soient erronés. En effet, les données fournies par TransÉnergie ne sont pas comparables aux données du Rapport annuel d'Hydro-Québec. De plus, la Régie n'a pas été convaincue par la preuve de l'ACEF de Québec qui soumet que des simulations conduisent à un taux de pertes du service de point à point de 8 à 10 % et à un taux de pertes pour la charge locale inférieur à 5 %.

La Régie ne donne pas suite aux propositions d'ARC-FACEF-CERQ, de la Coalition industrielle et d'Énergie NB d'établir un taux de pertes par fonction du réseau étant donné les positions qu'elle prend en matière de tarification dans le présent dossier.

La Régie ordonne au transporteur de retirer du libellé des articles 15.7 et 28.5, du contrat, le paragraphe suivant : « *Le transporteur se réserve le droit de remplacer ce taux par des taux spécifiques, qui pourront varier selon les chemins de transport et les périodes. Ces nouveaux taux seront affichés sur OASIS.* » En vertu de l'article 49 de la Loi, le transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie pour modifier le taux de pertes approuvé dans le présent dossier.

En ce qui concerne la facturation des pertes de transport, la Régie note une contradiction apparente entre les termes du libellé des articles 15.7 et 28.5 suivants : « *Le facteur*

¹²⁸⁹ NS, 24 mai 2001, volume 25, page 43.

applicable de pertes de transport est de 5,2 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison » et le témoignage du transporteur en audience à l'effet que le taux de pertes s'applique, aux fins de la facturation, sur la capacité de transport réservée. La Régie ordonne au transporteur de facturer les pertes de transport à ses clients conformément aux termes des « *Tarifs et conditions* ».

En conséquence, la Régie approuve l'application du taux de pertes de transport de 5,2 % à l'ensemble des services de transport et ordonne de facturer aux clients des pertes de « *5,2 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison* », conformément aux termes des « *Tarifs et conditions* ».

8. AJOUTS AU RESEAU DE TRANSPORT

8.1. POSITION DES PARTIES

Selon la proposition du **transporteur**, les améliorations au réseau de transport réalisées pour en assurer la pérennité et la fiabilité de même que les ajouts au réseau réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale seront, à compter du 1^{er} janvier 2001, intégrés au coût du service de transport (approche de « *rolled-in* »).

Pour ce qui est des ajouts au réseau réalisés pour répondre à la demande d'un client de point à point ou de réseau intégré, il demande que le coût des ajouts soit également assumé à partir du 1^{er} janvier 2001 par le transporteur jusqu'à concurrence du tarif annuel ou 524 \$/kW (règle du « *higher of* »), peu importe si le client est raccordé au réseau de transport ou au réseau de distribution. L'allocation maximale consentie pour le raccordement comprend une contribution maximale à titre de compensation pour les postes de transformation afin d'éviter un surdimensionnement des postes.

En ce qui concerne l'allocation d'un montant maximum accordé pour les ajouts du service de point à point et du service en réseau intégré, le transporteur mentionne que cela est conforme aux pratiques courantes des distributeurs d'électricité d'accorder un montant basé sur les revenus anticipés et de faire contribuer le client pour le coût excédent des revenus anticipés. À cet effet, le transporteur cite John Todd, expert d'OC, lors des audiences du 29 mai 2001 :¹²⁹⁰

« And to the extent that the net present value of the revenues versus costs to serve that customer are negative, the customer would have to pay a contribution to cover that difference and ensure that the additional facility at least achieves a zero NPV, net present value. »

Quant à la valeur limite de 524 \$/kW, elle est obtenue en actualisant le tarif de transport sur 20 ans et en prenant en considération les frais d'entretien et d'exploitation du transporteur de même que la taxe sur le capital.¹²⁹¹

Ainsi, selon le transporteur, les clients existants de transport ne subventionnent pas le nouvel usager puisque le coût moyen demeurera au pire inchangé à court terme et diminuera à plus long terme.¹²⁹²

¹²⁹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 154; NS, 29 mai 2001, volume 28, page 207.

¹²⁹¹ HQT-10, document 1, révisé 2001-06-11, page 41.

¹²⁹² Argumentation d'Hydro-Québec, page 155.

En réponse à un engagement lors des audiences, le transporteur a fourni le coût d'intégration de la centrale Sainte-Marguerite, selon la même définition que celle présentée à la pièce HQT-10, document 1. Le coût s'élève à 239 \$/kW, et le transporteur signale que ce projet n'a pas nécessité de travaux de renforcement sur le réseau principal à 735 kV¹²⁹³.

Par ailleurs, selon la même définition, le coût de raccordement des centrales qui ont été retenus dans le cadre de l'APR-91 s'est élevé en moyenne à 80 \$/kW avec un maximum de 115 \$/kW pour une intégration au réseau de transport, et à 95 \$/kW et 185 \$/kW pour une intégration au réseau de répartition.¹²⁹⁴

Le transporteur fait une distinction pour les installations de transport qui ne rejoignent pas le réseau global, qu'il définit comme des installations d'attribution particulière. En raison de l'absence de bénéfice pour les autres clients de transport, le coût de ces installations sera entièrement assumé par son utilisateur et ne figurera pas dans la base de tarification du transporteur.¹²⁹⁵

Le transporteur justifie sa proposition en se basant sur la définition du réseau présentée à l'article 2 de la *Loi sur l'intégralité du réseau de transport*. Il ajoute que le transporteur se doit d'adapter au contexte québécois les concepts adoptés par la FERC, particulièrement celui d'installations d'attribution particulières.

Selon le transporteur, vu que le raccordement d'un producteur, y compris le transformateur élévateur, est défini dans la Loi comme faisant partie du réseau de transport et que la Loi intègre l'uniformité territoriale de la tarification, les ajouts au réseau de transport incluent le raccordement et l'intégration de toute nouvelle charge ou ressource de même que le renforcement du réseau existant à ces fins, et ce, sans aucune discrimination.

Dans son argumentation, le transporteur demande à la Régie d'approuver sa proposition qui, selon lui, traite tous les clients de transport de manière comparable.

Il ajoute que sa proposition vise à appliquer un traitement équivalent aux nouveaux producteurs dans le but de ne pas les défavoriser face aux producteurs existants. En effet, avec cette proposition, les nouveaux producteurs ne sont pas obligés de déboursier pour leurs propres raccordements en plus de payer pour les raccordements existants qui sont intégrés au

¹²⁹³ HQT-10, document 1.7.12, page 2.

¹²⁹⁴ HQT-10, document 1.7.11, page 2.

¹²⁹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 151.

coût du service de transport, ce qui reviendrait à leur faire payer deux fois le tarif de transport.¹²⁹⁶

Le transporteur fait référence à la politique du Texas qui est de desservir tout producteur, où qu'il se trouve, le tout à la charge de l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport, et ajoute qu'un régisseur de la FERC a cité le cas du Texas comme une approche qui pourrait être adoptée dans le but de créer un incitatif à la réalisation de projets de production.¹²⁹⁷

Selon le transporteur, sa position est équivalente à celle que s'est fixée la FERC et est similaire à celle du Texas. Cette notion d'équité se retrouve aussi dans le secteur du transport gazier au Canada.

Installations d'attribution particulière

Par ailleurs, le transporteur définit le terme Installations d'attribution particulière d'une façon différente de celle décrite dans le Règlement 659. La nouvelle définition est :

« Les installations d'attribution particulière réfèrent aux actifs de raccordement incluant les postes de transformation, entre un producteur et son client qui ne rejoignent pas le réseau global. [...] »

Le transporteur mentionne que ces installations n'apportent aucun bénéfice aux autres clients et il propose que leur coût soit entièrement assumé par le producteur ou le client. Il ajoute également que la construction de telles installations serait considérée comme une activité non réglementée du transporteur.¹²⁹⁸

Lors des audiences, le transporteur confirme que son interprétation du concept d'installation d'attribution particulière est différente de celle qui est donnée en général à ce terme. Il ajoute que son interprétation représente le contexte du Québec en termes de la loi,¹²⁹⁹ et dans son argumentation il précise qu'il a adapté ce concept notamment en référence à la définition du réseau de transport présentée à l'article 2 de la loi sur la Régie.¹³⁰⁰

Pour **ARC-FACEF-CERQ**, l'imputation du coût des ajouts dû à la charge locale est conditionnelle à ce que ces nouveaux actifs soient construits à la demande d'Hydro-Québec Distribution ou Production, qu'il existe un réel besoin pour la charge locale et qu'il n'existe pas de solutions alternatives moins coûteuses ou plus rentables socialement.

¹²⁹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, page 152.

¹²⁹⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 153.

¹²⁹⁸ HQT-10, document 1, révisé 2001-06-11, page 45.

¹²⁹⁹ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, pages 227 et 208.

¹³⁰⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 152.

Par contre, la fonction Raccordement à des clients spécifiques devrait être alloué directement aux clients utilisant ces raccordements.¹³⁰¹

Énergie NB demande à la Régie d'approuver l'utilisation des principes «*rolled in*» et «*higher of*» pour les nouvelles installations, mais demande aussi que «*la Régie ordonne à Hydro-Québec, dans le cadre de l'étude d'allocation des coûts par fonction, qu'elle fasse de nouvelles propositions pour le traitement des nouvelles installations par catégorie de clients.*»¹³⁰²

Énergie NB :

« soutient généralement la position d'Hydro-Québec sur l'application des principes "rolled in" et "higher of" pour le recouvrement des coûts des nouvelles installations. »

Cependant :

« il faudrait que les principes du "rolled in" et du "higher of" soient appliqués par catégories de clients sur la base du coût du service par catégorie. »

En faisant référence à son expérience sur le réseau américain, **NEG** émet l'opinion que le coût des équipements de raccordement au réseau doit être à la charge du producteur. Lors de son témoignage en audiences publiques, l'intervenante a mentionné que NEG avait développé des projets de production autant avec des ISO qu'avec des sociétés intégrées traditionnelles. Dans tous les cas, le coût de raccordement a été à la charge du producteur, de même que le coût des modifications au réseau qui était en relation avec l'équipement de production. Elle cite l'exemple d'un projet à Athens, dans l'état de New York, et d'un projet à La Paloma, en Californie.¹³⁰³

Le **RNCREQ** s'est aussi prononcé sur cette question. L'intervenant exprime l'opinion que le coût des ajouts doit être alloué selon sa contribution à l'amélioration du réseau, et que la Régie doit attribuer aux producteurs le coût de tout raccordement qui ne constitue pas une amélioration du réseau pour le bénéfice de tous les usagers. Selon lui, la détermination du coût se ferait au cas par cas, selon des principes réglementaires bien établis, tels qu'ils se trouvent dans les décisions pertinentes de la FERC.

Le **RNCREQ** demande aussi à la Régie de traiter de la même façon les ajouts pour la charge locale et tout autre ajout.¹³⁰⁴

¹³⁰¹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 64.

¹³⁰² Argumentation Énergie NB, page 53.

¹³⁰³ NS, 3 mai 2001, volume 17, pages 215 et 216.

¹³⁰⁴ Argumentation du RNCREQ, pages 109 et 110.

En ce qui concerne la référence que le transporteur fait à la politique du Texas, le RNCREQ souligne que la situation au Québec n'est définitivement pas comparable à celle du Texas.

Autant le **RNCREQ** que **STOP/S.É.** se sont prononcés contre le changement de la définition d'installations d'attribution particulière pour la même raison à savoir que l'utilisation d'un terme connu dans un autre sens ne peut que devenir source de confusion.¹³⁰⁵

8.2. OPINION DE LA REGIE

Les ajouts au réseau sont composés de trois grandes catégories qui ont chacune leurs propres spécificités. Il s'agit des ajouts requis pour :

- l'amélioration du réseau de transport;
- les besoins des clients du service en réseau intégré et du service en réseau de point à point;
- les besoins de la charge locale.

En plus de décider sur chacune de ces catégories, la Régie se prononce également sur la proposition du transporteur de changer la définition des « installations d'attribution particulière » qui existe déjà dans le Règlement 659.

Ajouts pour l'amélioration du réseau

Les améliorations au réseau de transport comprennent les additions requises pour assurer la pérennité et la fiabilité du réseau. Ces améliorations permettent de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer les transits de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les utilisateurs du réseau de transport. La Régie accepte la proposition du transporteur pour le motif qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts. Le coût de ces équipements pourra être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Ajouts pour le service en réseau intégré et le service de point à point

Les installations visées sont les ajouts au réseau qui sont réalisés pour répondre à la demande d'un client en réseau intégré ou de point à point.

¹³⁰⁵ Argumentation du RNCREQ, page 106; Argumentation de STOP/S.É., page 112.

La Régie accepte la proposition du transporteur que le coût des ajouts au réseau pourrait être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Cette position est équitable en regard des producteurs futurs. En effet, le tarif de transport inclut le coût des installations existantes qui permettent de raccorder et d'intégrer les centrales au réseau. Si les nouveaux producteurs devaient payer le coût de leurs installations, ils se trouveraient en position de payer deux fois les frais de raccordement et d'intégration : ils paieraient directement pour leurs propres besoins et ils paieraient indirectement le coût des installations des autres producteurs par le biais du tarif de transport.

La Régie accepte également la proposition du transporteur de limiter le montant qui peut être intégré à la base de tarification.

Tel que proposé par le transporteur, le montant total qu'il aurait à assumer correspond à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans en prenant en compte les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que la taxe sur le capital.¹³⁰⁶ La Régie reconnaît qu'ainsi, l'impact sera, au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport pour l'ensemble des clients.

L'application de ce maximum protège donc les clients du service de transport contre des coûts de raccordement et d'intégration qui seraient excessifs.

Ajouts pour la charge locale

Les installations visées regroupent les ajouts au réseau de transport réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont dûment autorisés ou approuvés par la Régie. Elles comprennent également celles qui seront nécessaires pour raccorder les producteurs qui seront sélectionnés dans le cadre de la procédure d'appel d'offres du distributeur, et les modifications au réseau le cas échéant.¹³⁰⁷

La Régie est d'avis que le coût des ajouts de transport, réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont autorisés par elle, peuvent être intégrés à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

¹³⁰⁶ HQT-10, document 1.5.

¹³⁰⁷ HQT-10, document 1 révisé 2001-06-11, page 38.

Toutefois, la Régie est d'avis qu'il faut imposer le même montant maximum que dans le cas d'ajouts pour le service de point à point et de réseau intégré. Cette position vise à traiter tous les clients de transport de la même façon.

La Régie cherche ainsi à éviter des situations où un client du service de transport de point à point, ou en réseau intégré, est dans l'obligation de supporter l'entièreté du coût des ajouts pour la charge locale, via le tarif de transport qu'il paie, en plus de devoir assumer seul l'excédent du coût des ajouts qu'il requiert sur le montant maximal supporté par le transporteur. La Régie est d'avis qu'une telle situation serait inéquitable pour les clients des services de transport autres que celui requis pour la desserte de la charge locale.

Par ailleurs, la Régie est consciente que le tarif actuel inclut le coût de raccordement de toutes les installations de production existantes, quels que soient les équipements qu'un client particulier utilise pour le transit de la capacité qu'il contracte avec le transporteur.

Enfin, la Régie demande au transporteur de codifier la politique relative aux ajouts au réseau de transport et explicitant la méthode de calcul du montant maximum.

Installations d'attribution particulière

Comme il a été mis en preuve, la situation que le transporteur veut décrire par l'appellation « installations d'attribution particulière » concerne des activités non réglementées.

Il est bon de rappeler que dans le Règlement 659, la définition est :

« 1.24 Installation d'attribution particulière : Les installations, en tout ou en partie, qui sont construites par le transporteur pour le seul usage ou profit d'un client spécifique du service de transport demandant un service en vertu du Contrat du service de transport. »

De plus, tel que mentionné par certains intervenants, le fait de donner une définition différente à un terme déjà largement utilisé dans l'industrie électrique risque de créer de la confusion.

Conséquemment la Régie est d'avis que la situation que veut définir le transporteur devrait être décrite par des termes différents.

De plus, la Régie partage l'avis du transporteur que les dispositions particulières de la Loi, notamment la définition du réseau de transport incluse à l'article 2, et la politique concernant les ajouts au réseau approuvée dans la présente décision, font en sorte que la notion d'installations d'attribution particulière, telle que défini au Règlement 659 et telle que largement utilisée dans l'industrie électrique, ne décrit pas une réalité au Québec. En

conséquence, la Régie approuve le retrait des références aux installations d'attribution particulière dans les « *Tarifs et conditions* ».

La Régie accepte donc que le coût des ajouts au réseau de transport, requis pour l'amélioration du réseau, soit intégré à la base de tarification, s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles.

La Régie accepte que le coût des ajouts au réseau de transport requis pour satisfaire les besoins de la charge locale, pour le service de point à point et pour le service en réseau intégré soit intégré à la base de tarification si ces ajouts sont jugés prudemment acquis et utiles.

Cependant, dans ce dernier cas, le montant qu'il est permis d'intégrer est limité à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans. Cette limite s'applique à tout ajout au réseau.

La Régie demande au transporteur de modifier en conséquence le texte de « *Tarifs et conditions* ».

9. INDICES DE PERFORMANCE DEPOSES PAR LE TRANSPORTEUR

INTRODUCTION

Dans sa décision D-2000-102, la Régie ordonnait au transporteur de lui proposer une série d'indicateurs de performance devant permettre d'évaluer et de suivre le niveau de performance de TransÉnergie. Elle spécifiait également que les indicateurs devaient couvrir les domaines suivants :

- la satisfaction de la clientèle du réseau de transport;
- la fiabilité du service de transport;
- l'optimisation de l'exploitation du réseau;
- le contrôle des charges d'exploitation;
- les responsabilités sociales et environnementales de TransÉnergie incluant celles en matière de santé et de sécurité des personnes.¹³⁰⁸

9.1. POSITION DES PARTIES

Pour la mesure de la satisfaction de la clientèle du réseau de transport, le **transporteur** demande de maintenir le *statu quo*, soit de sonder la clientèle Grande entreprise et de fixer la cible à un degré de satisfaction à 8,1 sur 10. Cette mesure de satisfaction se fait auprès de 107 clients Grande entreprise et évalue leur satisfaction d'après un ensemble de critères. Le transporteur souligne qu'il a des ententes partenariat-qualité avec 93 de ces 107 clients, ce qui lui permet de maintenir une relation personnalisée avec ceux-ci. En 2000, l'indice de satisfaction a atteint 8,5 sur 10.¹³⁰⁹

Il ajoute qu'il existe des ententes de partenariat-qualité avec la majorité des clients Grande entreprise où ceux-ci évaluent leur satisfaction d'après un ensemble de critères. Selon le transporteur, ce mécanisme donne à la Régie des informations suffisantes et il n'y a pas lieu d'ajouter tout autre indicateur.¹³¹⁰

Selon l'ACEF de Québec :

*« [...] la mesure de satisfaction des grands clients industriels ne peut être généralisée aux autres clientèles desservies par Hydro-Québec ».*¹³¹¹

¹³⁰⁸ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 71.

¹³⁰⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 43 à 45.

¹³¹⁰ Argumentation du transporteur, page 44 et 45.

¹³¹¹ Argumentation d'ACEF de Québec, page 30.

La **Coalition industrielle** constate que le transporteur se contente de demander à la Régie de maintenir le *statu quo*. L'intervenante rappelle que, pour les clients industriels, ce sont les pertes de production qui sont l'indice de performance le plus pertinent et le plus représentatif. La raison étant que les pertes de production correspondent directement à des pertes monétaires.¹³¹²

Elle propose donc la réintroduction d'un indice de performance – rapport d'événements où seraient rapportés tous les événements qui affectent les clients industriels – et la mise sur pied d'une table de concertation entre le transporteur et les intervenants concernés (avec participation possible de la Régie) qui s'occuperait des enjeux reliés à la qualité du service et à la mesure de la performance.

Dans sa réplique, le **transporteur** mentionne qu'il a :

*« [...] raison de craindre que l'ajout de mesures, rapports, processus et mécanismes de concertation vienne alourdir et inutilement compliquer les relations client-fournisseur qui, de l'aveu même de l'intervenant et de son expert, fonctionnent de façon adéquate. "If it ain't broke, don't fix it" ».*¹³¹³

En ce qui concerne la fiabilité du service de transport, le transporteur rappelle qu'elle est mesurée selon trois critères qui sont généralement utilisés dans l'industrie.¹³¹⁴

Par ailleurs, le transporteur souligne qu'un programme d'amélioration de la fiabilité du service de transport (AFRT) a été entrepris en 1989 et a nécessité des investissements de plus de 1,2 milliard\$ et demande à la Régie de reconduire les indicateurs Incidents d'exploitation et Nombre et durée des pannes et des interruptions planifiées. Il demande également de maintenir la cible de 0,65 heure/client pour l'Indice de continuité de service car il s'agit d'un juste compromis entre les investissements requis pour améliorer cet indice et les bienfaits apportés par cette amélioration.¹³¹⁵

Quant à la mesure de l'optimisation de l'exploitation du réseau, elle est effectuée par deux indices qui s'appliquent aux réseaux de transport interconnectés. Pour ces deux indices, des valeurs minimales ont été définies par le NERC, et le transporteur demande à la Régie d'accepter des valeurs supérieures aux exigences du NERC.¹³¹⁶

¹³¹² Argumentation de la Coalition industrielle, pages 73 et 76.

¹³¹³ Réplique d'Hydro-Québec, pages 41 et 42.

¹³¹⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 47.

¹³¹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 46.

¹³¹⁶ HQT-3, document 3, page 16.

En ce qui concerne l'indicateur de performance pour « Les responsabilités sociales et environnementales », le transporteur demande à la Régie d'accepter l'indicateur « Implantation de la norme ISO 14001- environnement », et de reconnaître la cible qu'il s'est fixée pour 2001, soit de tenir l'audit d'enregistrement par un registraire et d'apporter les actions correctives aux mesures mises en place, le cas échéant.¹³¹⁷

Quant à l'indicateur en matière de santé et de sécurité des personnes, le transporteur demande à la Régie d'accepter l'indicateur « Fréquence des accidents de travail » et maintenir la cible 2001 au niveau de celle fixée pour 2000, soit à 4,5 assistances médicales et pertes de temps dues à des accidents du travail sur 200 000 heures travaillées.

Par contre, en ce qui concerne un indicateur pour le contrôle des charges d'exploitation, le transporteur demande à la Régie de reconnaître que le niveau et l'évolution dans le temps des charges d'exploitation est une mesure suffisante.¹³¹⁸ En effet, le transporteur mentionne qu'il n'est pas certain que le balisage avec d'autres entreprises soit adéquat parce que chacune mesure ses dépenses à sa façon et il n'est pas assuré que la comparaison porterait sur les mêmes éléments. De plus le réseau du Québec est très différent de celui de la Californie, par exemple.¹³¹⁹

Sur ce dernier point, l'ACEF de Québec indique qu'un indice qui montre l'évolution des coûts dans le temps n'est pas acceptable parce que ce n'est pas l'évolution qu'il faut évaluer, mais la productivité et l'efficacité productive des facteurs de production en termes de quantité et qualité de services produits relativement aux coûts de produire les services.¹³²⁰

Finalement, malgré la complexité anticipée, le transporteur s'est engagé à élaborer, si possible, un indicateur lié aux charges d'exploitation qui puisse offrir, tant à la Régie qu'au transporteur, une juste comparaison par rapport à l'industrie.¹³²¹

9.2. OPINION DE LA REGIE

La Régie constate que les indices de performance présentés par le transporteur couvrent les domaines qu'elle avait indiqués dans sa décision D-2000-102, sauf pour le contrôle des charges d'exploitation.

¹³¹⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 49.

¹³¹⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 40.

¹³¹⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 41.

¹³²⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 30.

¹³²¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 41.

Toutefois, la Régie note que plusieurs de ces indices font référence aux clients Grandes entreprises. Cette clientèle est celle du distributeur et non celle du transporteur. Par conséquent, la Régie demande au transporteur de développer des indices spécifiques concernant les clients de transport, c'est-à-dire les clients qui obtiennent un service de transport en vertu des « *Tarifs et conditions* », et de les présenter lors de la prochaine cause tarifaire.

La Régie demande au transporteur de lui fournir un suivi annuel permettant de prendre connaissance de l'atteinte des cibles fixées et des moyens que le transporteur envisage pour améliorer sa performance lorsque celle-ci se révèle inadéquate. Elle exige également que le transporteur lui présente un balisage sur les indices de performance, soit avec l'externe, soit entre régions à l'intérieur de son réseau de transport. En ce qui concerne l'indice couvrant les responsabilités sociales et environnementales qui inclut celles en matière de santé et de sécurité des personnes, l'indicateur présenté pour ce dernier volet mesure uniquement la fréquence des accidents de travail. La Régie demande d'ajouter un ou des indicateurs en matière de santé et sécurité de la population.

Par ailleurs, la Régie demande le dépôt d'un rapport sur le développement d'indicateurs spécifiques reflétant la performance du transporteur quant au contrôle de ses charges d'exploitation.

L'ensemble de ces indicateurs pourraient éventuellement servir de base de discussion lors de la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs en vertu du paragraphe 4 du premier alinéa de l'article 49.

Enfin, la Régie est sensible aux préoccupations exprimées par les clients industriels concernant la qualité de l'alimentation électrique, la continuité de service et la qualité de l'onde. Ces préoccupations concernent d'abord la clientèle industrielle et Hydro-Québec, tant dans ses activités de transport que dans ses activités de distribution, et la Régie est d'avis que ceux-ci sont les mieux placés pour trouver un compromis acceptable. À cet effet, la Régie invite donc les parties à se rencontrer afin de discuter et de résoudre ces enjeux, et de faire rapport à la Régie du progrès et des résultats des discussions.

En conséquence, la Régie demande au transporteur de lui fournir un suivi annuel des indices de performance propres à sa clientèle et exige que le transporteur lui présente un balisage sur les indices de performance, soit avec l'externe, soit entre régions à l'intérieur de son réseau de transport.

La Régie exige le dépôt d'un rapport annuel sur le développement d'indicateurs spécifiques reflétant la performance du transporteur quant au contrôle de ses charges d'exploitation.

La Régie demande aux parties concernées de lui faire rapport sur leurs discussions pour traiter des préoccupations des clients industriels.

10. COMMERCIALISATION

10.1. SYSTEME D'INFORMATION EN TEMPS REEL (OASIS)

10.1.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** affirme que, conformément aux pratiques de l'industrie en Amérique du Nord, il offre tous les services de transport de point à point qui existent. Les quatre services offerts sont :

- le transit intérieur;
- le transit d'importation;
- le transit d'exportation;
- le transit interréseaux.¹³²²

Afin de permettre aux clients de réserver le service de transport dont ils ont besoin pour les transactions de point à point, le transporteur maintient un système d'information en temps réel (OASIS) qui leur assure un accès simultané et non discriminatoire. Le transporteur affirme que le système OASIS utilisé par TransÉnergie est conforme aux caractéristiques et au fonctionnement du système décrit à la partie 37 des règlements de la FERC et le transporteur désire maintenir un système comparable à ce dernier.¹³²³

Le système OASIS est accessible via l'internet. Il permet de commercialiser les différents services de transport de point à point. Ce système contient notamment de l'information sur les TTC et ATC et sur les tarifs en vigueur pour les différents types de services de transit (fermes et non fermes, horaires, journaliers, mensuels et annuels).

D'autres points pourraient s'ajouter à ceux présentement offerts sur OASIS selon que de nouveaux chemins sont requis pour répondre à des besoins commerciaux, par exemple l'alimentation d'une charge de gros au Québec ou l'ajout d'un nouveau point d'interconnexion avec un réseau voisin. Ainsi, le transporteur met son site OASIS à jour régulièrement pour tenir compte de l'évolution constante des marchés.¹³²⁴

Les capacités de transport offertes sur chacun des chemins sont mises à jour dès modification des capacités totales, confirmation des demandes de service ou chargement des programmes. Ces données peuvent être simplement consultées ou donner lieu à des

¹³²² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 164.

¹³²³ HQT-13, document 1, page 164, R96.1.

¹³²⁴ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 100 et 101; NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 163 et 164.

demandes de réservation qui suivent alors un processus de traitement précis. Les services complémentaires sont également offerts sur le site.¹³²⁵

Enfin, le transporteur affirme qu'il se conforme aux exigences reconnues quant à la période pendant laquelle les informations sont accessibles sur son site OASIS.¹³²⁶

Selon **OPG**, la Régie devrait rendre permanente son exigence à l'effet que TransÉnergie affiche sur OASIS le type d'information sur les ATC qui ont été fournies en réponse à la demande de renseignements de l'intervenante concernant le calcul des ATC.¹³²⁷ De plus, OPG indique que la Régie devrait exiger, dans les 90 jours de la présente décision, plus d'informations sur les échanges entre le transporteur et les clients incluant des explications, de façon cohérente avec ce qui est fourni dans d'autres juridictions telles que PJM et NEPOOL. Selon l'intervenante, l'information demandée devrait être affichée d'une manière simple et facile à utiliser.¹³²⁸

OPG demande également à la Régie d'exiger, tous les ans, un audit indépendant, réalisé par une tierce partie, des calculs des ATC de TransÉnergie. Les résultats de cet audit devraient être publiquement disponibles par l'intermédiaire d'un dépôt annuel de conformité à la Régie. La Régie devrait également ordonner à TransÉnergie de s'assurer et de démontrer immédiatement sa conformité aux exigences de l'Ordonnance 889 de la FERC au sujet de la conservation et de la disponibilité d'informations historiques de soutien relatives aux ATC.¹³²⁹

Concernant les informations qui devraient être affichées sur le site OASIS, **NEG** est d'avis que les données relatives à la charge devraient être disponibles en temps réel comme cela est le cas pour Énergie NB. NEG demande également à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec d'améliorer l'affichage de ses TTC/ATC de sorte que l'information soit cohérente des deux côtés des interconnexions.¹³³⁰

De plus, NEG soutient que l'ajout de données serait conforme aux pratiques commerciales des opérateurs de réseaux indépendants avoisinants. Les informations demandées sont

¹³²⁵ HQT-4, document 1, pages 17 à 19.

¹³²⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 172.

¹³²⁷ HQT-13, document 13.2, pages 2 à 8.

¹³²⁸ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 15.

¹³²⁹ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 15.

¹³³⁰ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, page 23.

relatives aux interruptions, aux «*Transmission System Flows*», aux rapports quotidiens d'opérations, à la température et aux prévisions «*7 day rolling*». ¹³³¹

Lors de la présentation de sa contre-preuve, le transporteur a indiqué, en réponse à la demande de NEG pour des informations supplémentaires qui ne se retrouvent pas présentement sur le site OASIS de TransÉnergie, qu'il n'est pas nécessaire d'afficher ce type d'information, compte tenu de la structure du marché au Québec. Selon le transporteur, ce n'est que dans les endroits où il y a un marché public d'énergie à court terme que ces informations doivent être affichées. ¹³³²

NEG conclut que le transporteur répond aux exigences minimales d'affichage d'information requises par l'Ordonnance 889 de la FERC, mais fait défaut quant aux standards établis par les ISO américains existants.

Enfin, l'intervenante indique que le transporteur ne répond pas aux exigences d'audit des données prévues à l'Ordonnance 889 de la FERC. Des 10 catégories de données affichées sur OASIS, seulement deux sont fonctionnelles et il n'est pas possible de télécharger l'information. De plus, l'information historique pour l'année 2000 est dans un format Excel et aucune information n'est fournie quant aux raisons pour des demandes refusées. En outre, NEG soutient qu'il n'a pu obtenir ces données historiques dans un format utilisable. ¹³³³

En contre-preuve, le **transporteur** a indiqué qu'un historique de plus de 20 jours est disponible. Cette période de 20 jours constitue, selon lui, la norme de l'Ordonnance 889-A de la FERC. Le transporteur affirme que quelles que soient les adaptations qu'il a dû faire pour suivre les pratiques de l'industrie, il a toujours gardé un historique de plus de 20 jours sur le site OASIS. ¹³³⁴

Énergie NB affirme, en se basant notamment sur la preuve produite par NEG, que TransÉnergie bloque les transactions provenant de l'Ontario et en direction de l'Ontario parce que le marché de cette province ne serait pas ouvert et que l'Ontario n'offrirait pas la réciprocité.

Énergie NB mentionne que le marché de gros de l'électricité de la région du Nord-Est de l'Amérique du Nord fonctionne aussi ouvertement que possible et que les services de

¹³³¹ La liste complète des informations demandées par l'intervenante se retrouve au mémoire de NEG, 16 février 2001, pages 8 et 9.

¹³³² NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 149 à 153.

¹³³³ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, page 23.

¹³³⁴ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 153 à 155.

transport de point à point sont disponibles sur l'ensemble de cette grande région. Parmi tous les transporteurs qui ont le droit d'insister sur le respect de la clause de réciprocité, Énergie NB souligne que seule Hydro-Québec s'est prévalu de ce droit. Tous les autres transporteurs ont choisi de ne pas limiter l'accès à leur réseau. C'est ainsi que New York a laissé tomber l'exigence de la réciprocité avec l'Ontario et a accepté les transactions de tous les négociants intéressés à faire affaires dans cette province. La Nouvelle-Angleterre a aussi laissé tomber l'exigence de réciprocité avec le Nouveau-Brunswick et accepte des transactions avec tous les négociants intéressés à faire affaires dans cette province.

Afin de démontrer que TransÉnergie traite de façon préférentielle Hydro-Québec Production, Énergie NB se réfère notamment à la preuve produite par NEG qui a démontré que TransÉnergie lui a refusé l'accès à l'interconnexion avec l'Ontario, mais a permis l'accès à Hydro-Québec Production.

En guise de solution à ce problème, Énergie NB demande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec de laisser tomber l'exigence de réciprocité avec l'Ontario et d'ouvrir son réseau à tous les usagers accrédités de TransÉnergie pour toutes les transactions aux interconnexions avec l'Ontario.¹³³⁵

En se référant à l'article 6 des « *Tarifs et conditions* », le transporteur a expliqué que si l'Ontario ne donne pas accès à Hydro-Québec, il ne donnera pas accès à des tiers qui transigent sur le réseau de l'Ontario.¹³³⁶ Par contre, le transporteur a affirmé que cela n'avait pas pour effet d'empêcher Hydro-Québec de faire le type de transactions qu'elle faisait avant l'ouverture du marché, c'est-à-dire des transactions à la frontière entre réseaux voisins. Selon le transporteur, cette réalité explique pourquoi on a identifié des cas où Hydro-Québec pouvait acheter de l'Ontario alors qu'un tiers voulant transiter de l'Ontario vers le Québec s'était fait refuser la transaction. Le transporteur conclut qu'il ne s'agit pas d'un traitement discriminatoire, mais d'une pratique chez les entités qui ont un contrat approuvé par la FERC.¹³³⁷

¹³³⁵ Argumentation d'Énergie NB, 6 septembre 2001, pages 57 et 58.

¹³³⁶ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 2001. Le transporteur indique qu'il n'a pas à appliquer l'article 6 du contrat lorsqu'il s'agit d'Hydro-Québec.

¹³³⁷ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 160 à 162.

10.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Tel que la Régie en faisait mention dans sa décision D-2000-214, elle accorde une grande importance à la transparence du système de réservation de capacités de transport (OASIS) et à un accès non discriminatoire à ce dernier pour tous les participants au marché de gros.¹³³⁸ La Régie est convaincue que les informations décrites ci-dessous, dont elle exige l'affichage sur le site OASIS, vont contribuer à atteindre ces objectifs de transparence et de non-discrimination, en plus de faciliter la consultation du système de réservation.

La Régie prend acte du désir exprimé par le transporteur de maintenir un système comparable à celui décrit dans la partie 37 des règlements de la FERC. La Régie considère que ce sont les informations qui devront, au minimum, être affichées sur le site OASIS du transporteur.

De plus, la Régie demande au transporteur de la tenir continuellement informée des changements apportés à son site OASIS en précisant ceux qui découlent directement de modifications apportées aux caractéristiques et au fonctionnement du système décrit à la partie 37 des règlements de la FERC. Les changements apportés devront être systématiquement annoncés sur le site OASIS du transporteur afin d'en informer sa clientèle.

Par ailleurs, la Régie ordonne au transporteur d'afficher systématiquement et sans délai, toute demande de service, incluant les demandes de renouvellement prévues à l'article 2 des « *Tarifs et conditions* ».

Enfin, la Régie ordonne au transporteur de modifier les articles des « *Tarifs et conditions* » afin d'y introduire une référence aux prescriptions à la présente décision, concernant OASIS.

Services de point à point offerts et accessibilité des clients

La Régie demande au transporteur de revoir les définitions des activités de transit de point à point que l'on retrouve aux pages 4 et 5 du document HQT-4, document 1, de façon à n'utiliser qu'une seule notion territoriale. La Régie note que les définitions présentées font référence au réseau de transport d'Hydro-Québec et à la notion du territoire du Québec. La Régie est d'avis que cette situation peut générer de la confusion spécialement pour le transit interréseaux.¹³³⁹

¹³³⁸ Décision D-2000-214, 24 novembre 2000, page 68.

¹³³⁹ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 102. Lors de l'audience, le transporteur a précisé qu'Hydro-Québec Production réalise des transits d'exportation alors que le transporteur considère que les transactions des autres producteurs « à l'intérieur de la zone géographique d'Hydro-Québec » sont des transits interréseaux.

De plus, afin de clarifier les règles d'utilisation du réseau de transport, la Régie ordonne au transporteur de publier sur son site internet et sur son site OASIS, dans un délai de trois mois, un manuel détaillé précisant :

- l'accessibilité des clients aux activités de transit d'importation, d'exportation, interréseaux et intérieur;
- les conditions particulières d'accès à chacun des chemins affichés sur OASIS.

Concernant les conditions particulières, la Régie tient à ce que les clients du transporteur soient clairement informés des chemins sur lesquels il leur est permis de réserver de la capacité de transport et ceux sur lesquels l'accès leur est refusé. En se référant à l'article 6 des « *Tarifs et conditions* », le transporteur a présenté la situation prévalant sur les chemins d'interconnexion avec le réseau de l'Ontario qui n'est pas ouvert. Le transporteur a expliqué en audience que si l'Ontario ne donne pas accès à Hydro-Québec, cette dernière ne donnera pas accès à des tiers qui transigent sur le réseau de l'Ontario.¹³⁴⁰ La Régie tient à ce que le site OASIS du transporteur présente les chemins pouvant faire l'objet de restrictions de telle nature, ou d'autres formes de restrictions, limitant les possibilités de transactions de sa clientèle.

ATC

La Régie note que le sujet des ATC a suscité beaucoup d'attention de la part des clients actuels et potentiels du transporteur. Ce dernier s'est montré favorable, en cours d'audience, à afficher davantage d'information sur son site OASIS afin de favoriser une meilleure compréhension du calcul des ATC. D'ailleurs, le transporteur a reconnu que le document déposé en preuve et présentant les principaux éléments servant à établir les ATC pourrait bénéficier d'une bonification quant aux explications contenues.¹³⁴¹

La Régie ordonne au transporteur de publier, sur son site OASIS, les explications nécessaires à la compréhension des calculs de détermination des ATC ainsi que maintenir, dans un fichier publié sur le site OASIS, les questions posées par les clients ainsi que les réponses fournies par les responsables du site OASIS. Parmi les informations disponibles sur le site OASIS, celles demandées par OPG, aux questions 3a) à 3e) inclusivement de la partie II de sa demande de renseignements concernant le calcul des ATC, doivent y apparaître.

En conformité avec les standards et procédure du NERC/NPCC, la Régie considère que la politique générale du transporteur doit être de coordonner ses calculs et les résultats de ses capacités de transfert avec les autres réseaux. Dans l'éventualité où cette exigence de la

¹³⁴⁰ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 160 à 162.

¹³⁴¹ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, page 248.

Régie serait inapplicable pour un ou des chemins, le transporteur devra présenter à la Régie une demande d'exemption spécifique. Une telle demande devra être justifiée et comporter, entre autres, le détail des démarches effectuées auprès du NERC/NPCC.

Audit indépendant

Selon la Régie, il n'est pas requis de procéder à un audit annuel indépendant, tel que demandé par l'intervenante OPG. La Régie note qu'un tel audit indépendant n'est pas la norme dans l'industrie. La Régie n'est pas convaincue qu'un audit indépendant puisse permettre de solutionner la problématique de la non-coordination des calculs et des résultats de ses capacités de transfert avec les autres réseaux. Par conséquent, la Régie rejette la demande d'OPG de procéder à un tel audit.

Toutefois, la Régie considère nécessaire qu'une vérification par la Régie de la conformité du site OASIS avec le Règlement 37 de la FERC et avec les directives de la Régie incluses à la présente décision soit réalisée dès le début de la réglementation du transporteur par la Régie. Cette vérification se tiendra en 2002 ou aussitôt que possible.

Données historiques

La Régie demande au transporteur de s'assurer, lors de la transmission à un client de données historiques dans un format autre que celui dans lequel les données sont affichées sur le site OASIS, que les données transmises soient accompagnées des explications requises pour une bonne compréhension des données fournies et de l'ensemble des données incluses dans le fichier original.

De plus, la Régie prend acte que le transporteur a un projet informatique en cours pour afficher l'historique des transits.¹³⁴² La Régie demande au transporteur d'afficher sur son site OASIS l'information dès qu'elle est disponible.

Informations diverses requises par NEG

La Régie est d'avis qu'il n'est pas nécessaire pour le transporteur d'afficher sur OASIS toutes les informations demandées par NEG qui sont généralement rendues disponibles par les ISO avoisinants. Les informations recherchées sont davantage associées à des marchés où on retrouve une bourse d'énergie. Ce n'est pas le cas au Québec.

¹³⁴² NS, 14 juin 2001, volume 31, page 151.

Cependant, la Régie ordonne au transporteur d'afficher sur son site OASIS toutes les informations qu'il est en mesure de produire concernant la disponibilité et l'utilisation des chemins d'interconnexion, et ce, en suivant les pratiques commerciales des ISO avoisinants.

10.2. PROCEDURES D'ATTRIBUTION INITIALE DE LA CAPACITE DE TRANSPORT ET DE RENOUVELLEMENT DE CONTRATS

10.2.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur demande, entre autres modifications aux « *Tarifs et conditions* », l'abrogation de l'article 2.1, au motif de caducité, et l'amendement de l'article 2.2 de façon à introduire, comme condition d'exercice du droit de renouveler une priorité de réservation de transport, l'obligation pour le client d'en aviser le transporteur au plus tard 60 jours avant la fin de son contrat avec celui-ci.¹³⁴³

NEG s'objecte à l'abrogation de l'article 2.1 et demande qu'il soit maintenu en vigueur, au moins jusqu'à ce que le transporteur ait démontré qu'il a respecté les conditions de cet article.¹³⁴⁴ L'intervenante s'objecte également à l'ajout de l'amendement proposé par le transporteur à l'article 2.2 au motif que cet amendement serait inutile.¹³⁴⁵ Elle demande en outre à la Régie de rendre diverses ordonnances, dont les suivantes¹³⁴⁶ :

- la tenue par le transporteur d'une procédure ouverte d'attribution de la capacité de transport (« *Open season* ») pour la ligne d'interconnexion vers la Nouvelle-Angleterre et le respect par le transporteur de l'article 2.1 des « *Tarifs et conditions* »;
- le respect par le transporteur des Ordonnances n° 888, 889 et 2000 de la FERC et des normes et pratiques de l'industrie telles qu'établies par les groupements d'entreprises d'électricité avoisinants (*Power Pools*).

À l'appui de ses conclusions, l'intervenante réfère à la preuve testimoniale et documentaire qu'elle a présentée lors de l'audition tenue par la Régie.¹³⁴⁷ L'ensemble de cette preuve¹³⁴⁸ fait état de diverses situations que l'intervenante porte à l'attention de la Régie, dont les suivantes sur lesquelles elle a particulièrement insisté.

NEG prétend que le transporteur n'a pas respecté, lors de l'entrée en vigueur du Règlement 659, les principes sous-jacents aux conditions énoncées à l'article 2.1 quant à l'attribution initiale de la capacité de transport disponible sur les lignes d'interconnexion, et en particulier sur celle avec la Nouvelle-Angleterre.¹³⁴⁹ NEG conteste la procédure alors

¹³⁴³ HQT-11, document 1, page 8; HQT-11, document 2.

¹³⁴⁴ Argumentation de NEG, pages 24 et 26.

¹³⁴⁵ Argumentation de NEG, page 27.

¹³⁴⁶ Argumentation de NEG, page 26.

¹³⁴⁷ Argumentation de NEG, pages 10 à 12 et 15 à 21.

¹³⁴⁸ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, pages 23, 25, 39, 47, 67 à 120, 153 et 154; NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 73 à 76 et 172; NEG-5, pages 2 à 7 et 15, NEG-8, NEG-9, pages 29 à 54; NEG-16 à NEG-19, NEG-21, NEG-23 à NEG-29 et NEG-31.

¹³⁴⁹ Il s'agit ici de la ligne de transport RND/NEPEX de 2 000 MW.

suivie quant à la réservation de la capacité de transport requise aux fins de divers contrats d'exportation d'Hydro-Québec alors en vigueur et soumet que cette procédure n'était pas conforme aux pratiques d'affaires et aux normes de l'industrie. NEG réfère en particulier aux procédures mises en place dans le Nord-Est des États-Unis par NYPP, NYISO et NEPOOL.¹³⁵⁰

NEG soutient également que le traitement accordé par le transporteur, en novembre 2000, à la demande présentée par le Groupe Services énergétiques d'Hydro-Québec pour le renouvellement de sa réservation de capacité de transport sur la ligne d'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre, n'était pas conforme aux pratiques d'affaires de l'industrie, en particulier à la suite d'une décision rendue par la FERC en date du 15 juin 2000¹³⁵¹ relativement au délai d'exercice du droit prioritaire de renouvellement d'une réservation de service de transport prévu à l'article 2.2 du Tarif pro forma joint comme Annexe D à l'Ordonnance 888 de la FERC¹³⁵².

Pour sa part, OPG exprime de sérieux doutes quant à la conformité de la procédure suivie en 1997 avec les principes sous-jacents au Règlement 659 et en particulier aux articles 2.1 et 2.2, quant à la réservation de la capacité de transport requise pour les contrats d'exportation d'Hydro-Québec alors en vigueur.¹³⁵³ Par ailleurs, l'intervenante soumet que l'application du droit prioritaire de renouvellement prévu à l'article 2.2 aux réservations du service de transport associé aux contrats d'exportation d'Hydro-Québec, en vigueur au moment de l'entrée en vigueur du Règlement 659, aura pour effet pratique de conférer un contrôle permanent du service de transport ferme au Groupe Production d'Hydro-Québec et de procurer un avantage injuste à celui-ci sur ses concurrents dans ses transactions sur les marchés du Nord-Est des États-Unis. OPG soumet que c'était l'objectif poursuivi par le Groupe Services énergétiques en 1997 et que la procédure alors suivie constituait une violation des principes sous-jacents à un accès ouvert et équitable au service de transport.¹³⁵⁴

En conséquence, OPG recommande que le droit prioritaire de renouvellement de la réservation du service de transport prévu à l'article 2.2 ne s'applique pas au service de transport à long terme associé aux contrats d'exportation en vigueur au moment de l'ouverture du présent dossier et que, aux dates d'expiration respectives desdits contrats, la capacité de transport y associée fasse l'objet, et ce, une seule fois, d'une procédure d'enchères ouverte à tous les intervenants admissibles sur le marché de l'électricité; le droit

¹³⁵⁰ NEG-16 à NEG-19.

¹³⁵¹ NEG-26 et NEG-27.

¹³⁵² FERC, Order N° 888, Final Rule, April 24, 1996.

¹³⁵³ Argumentation d'OPG, pages 6 à 8.

¹³⁵⁴ Argumentation d'OPG, page 9.

prioritaire de renouvellement de la réservation de la capacité de transport s'appliquerait, par la suite, aux contrats issus de la procédure d'enchères.¹³⁵⁵

Sur ces questions, le **transporteur** plaide essentiellement ce qui suit, en référant (par la note 422 en bas de page) au témoignage de son représentant à l'audition du 14 juin 2001 :

*« Le transporteur a démontré qu'il a affiché les informations requises en temps opportun, particulièrement quant à la capacité disponible, relativement aux contrats pré-existants (« grands-pères »), eu égard aux délais de renouvellement prévus au « Contrat du service de transport »⁴²². »*¹³⁵⁶

En résumé, par ce témoignage¹³⁵⁷, le transporteur soumet que personne n'a été pénalisé par la procédure qui a été suivie lors de l'entrée en vigueur du Règlement 659, quant à l'attribution initiale de la capacité de transport disponible, puisque aucune nouvelle demande de service de transport n'a alors été soumise au transporteur.

OPG conteste le point de vue du transporteur sur ce point; elle soumet que le motif pour lequel de telles demandes n'ont pas été produites par des clients potentiels est que ceux-ci ont pris pour acquis qu'il n'y avait alors aucune capacité disponible, compte tenu qu'aucune ou, selon le cas, peu de capacité de transport n'a été affichée comme disponible ATC pour les lignes d'interconnexion durant la période du 1^{er} mai 1997 au 21 novembre 1997.¹³⁵⁸

Le **transporteur** réfère au texte des articles 2.1 et 2.2 du Règlement 659 et indique que, s'il y avait eu de telles demandes faites au transporteur à l'époque, celles reçues au cours de la période initiale de 60 jours à compter de l'entrée en vigueur du Règlement 659 auraient été traitées selon la procédure prévue à l'article 2.1, et celles reçues après ladite période de 60 jours auraient été traitées selon la procédure prévue à l'article 13.2.

Quant au traitement de la demande de renouvellement présentée en novembre 2000 par le Groupe Services énergétiques pour sa réservation de la capacité de transport sur la ligne d'interconnexion vers la Nouvelle-Angleterre, le transporteur soumet que l'article 2.2 ne prévoit pas un délai minimal de 60 jours précédant l'expiration d'un contrat comme condition d'exercice du droit prioritaire de renouvellement et que le client peut donc exercer ce droit jusqu'à l'échéance de son contrat avec le transporteur. Référant à l'Ordonnance précitée de la FERC rendue le 15 juin 2000, le transporteur indique que l'introduction d'un tel délai minimal préalable de 60 jours comme condition d'exercice du droit de

¹³⁵⁵ Argumentation d'OPG, pages 10 et 11.

¹³⁵⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, page 173.

¹³⁵⁷ Tenant compte également des réponses du témoin consignées aux NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 171 à 176 et 209 à 227.

¹³⁵⁸ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 7.

renouvellement serait préférable et que c'est la raison pour laquelle il propose un amendement à cet effet au texte de l'article 2.2.¹³⁵⁹

Par ailleurs, dans sa réplique, le transporteur mentionne que « *PG&E NEG ne pouvait, dans la présente cause, saisir la Régie de plaintes, pour elle ou pour le compte de NRG Power Marketing Inc., à l'égard des activités passées du transporteur* ». ¹³⁶⁰ Il met également en doute l'éclairage pouvant résulter de la mise en preuve par cette intervenante des réalités et pratiques de l'industrie électrique en Amérique du Nord et particulièrement dans le Nord-Est américain. ¹³⁶¹ Enfin, il conteste, comme discriminatoire à l'endroit d'Hydro-Québec Production, la proposition précitée d'OPG quant à la procédure d'attribution de la capacité de transport associée aux contrats d'exportation existants d'Hydro-Québec, au moment de l'échéance de ceux-ci. ¹³⁶²

10.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

À titre préliminaire, la Régie juge nécessaire de rappeler l'optique dans laquelle elle a été invitée par l'intervenante NEG à considérer la preuve qu'elle présentait relativement à la procédure d'attribution de la capacité de transport sur les lignes d'interconnexion. Lors de l'audition tenue le 1^{er} juin 2001, à la suite d'une objection formulée par le procureur du transporteur et en réponse à la demande de précisions formulée par le président du Banc, le procureur de NEG a confirmé que sa cliente ne demandait pas à la Régie de se prononcer sur une plainte quant aux faits mis en preuve et qu'elle renonçait aux conclusions mentionnées aux pages 53 et 54 de la pièce NEG-9. Le procureur de NEG précisait toutefois que sa cliente demandait à la Régie de recevoir des éléments factuels aux fins de l'évaluation des demandes de modifications au Règlement 659 présentées par le transporteur. ¹³⁶³

La Régie note que, néanmoins, certaines des conclusions et ordonnances recherchées par l'intervenante dans son argumentation ¹³⁶⁴ sont de nature similaire aux conclusions énoncées aux pages 53 et 54 de la pièce NEG-9 auxquelles l'intervenante a renoncé comme étant une plainte; elles impliqueraient en effet, compte tenu des motifs invoqués par NEG, que la Régie se prononce, entre autres, d'abord sur la question de savoir si la procédure d'attribution de la capacité de transport suivie par le transporteur en 1997 et en 2000 a

¹³⁵⁹ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 157 à 160.

¹³⁶⁰ Réplique d'Hydro-Québec, page 61.

¹³⁶¹ Réplique d'Hydro-Québec, page 61.

¹³⁶² Réplique d'Hydro-Québec, pages 50 à 52.

¹³⁶³ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, pages 111 à 118.

¹³⁶⁴ Argumentation de NEG, pages 24, 26 et 27.

effectivement été conforme notamment aux prescriptions des articles 2.1 et 2.2 du Règlement 659.

À cet égard, la Régie a pris acte des précisions précitées fournies par le procureur de l'intervenante quant à la renonciation de celui-ci aux conclusions de la nature de celles qui relèveraient d'une plainte. Elle n'entend donc pas se prononcer sur de telles conclusions dans le cadre de la présente décision.

Ces remarques préliminaires étant faites, la Régie en vient aux conclusions suivantes.

En premier lieu, la Régie juge bien fondé l'argument du transporteur à l'effet que l'article 2.1 du Règlement 659 est devenu caduc. Il ressort en effet clairement du texte de cet article que la procédure qui y est prévue devait avoir une application limitée dans le temps puisqu'elle visait spécifiquement les demandes de services de transport qui seraient présentées au cours de la période initiale de 60 jours suivant l'entrée en vigueur du Règlement 659. Quant aux demandes qui seraient présentées après ce délai, l'article réfère à la procédure établie à l'article 13.2 du Règlement 659. Or, la preuve du transporteur est à l'effet qu'il n'y a eu effectivement aucune nouvelle demande de service de transport pendant ladite période de 60 jours. Ce fait n'a pas été contesté. En conséquence, toutes les demandes subséquentes à ladite période devant de toute façon être traitées selon la procédure prévue à l'article 13.2, l'article 2.1 n'a plus maintenant aucune utilité et la Régie est d'avis qu'il doit être abrogé.

En second lieu, la preuve et les arguments soumis par NEG et OPG n'ont pas convaincu la Régie qu'il faille modifier les droits prioritaires de renouvellement conférés par l'article 2.2 du Règlement 659 aux conditions y énoncées, notamment en instituant une procédure ouverte d'enchères pour l'attribution de la capacité de transport du réseau, en particulier sur les lignes d'interconnexion. La Régie est d'avis qu'il y a lieu de maintenir les droits acquis à un droit prioritaire de renouvellement que vise à garantir cet article en autant que les conditions qui y sont prévues soient respectées.

Cependant, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'améliorer l'administration de cette procédure d'attribution de capacité de transport sur le réseau. Ainsi, la Régie estime justifié l'amendement proposé par le transporteur à l'article 2.2, en vue de prévoir que le droit prioritaire de renouvellement d'une réservation de capacité de transport doive être exercé par le client au moins 60 jours avant l'expiration d'un contrat. Une telle condition favorisera notamment une meilleure planification de l'utilisation du réseau de transport, au bénéfice tant des clients que du transporteur.

Par ailleurs, compte tenu de certaines représentations qui ont été formulées en cours d'audience quant à l'utilisation qui aurait effectivement été faite de la capacité de transport réservée sur certaines lignes d'interconnexion¹³⁶⁵, et afin d'obtenir un portrait précis à ce sujet sur une base régulière lui permettant de décider éventuellement des mesures qui pourraient, le cas échéant, être jugées requises ou opportunes, la Régie demande au transporteur de déposer annuellement à la Régie les données suivantes :

- celles relatives aux capacités réservées pour le service de transport de point à point à long terme;
- celles relatives aux capacités réservées pour le service de transport de point à point à long terme qui n'ont pas été utilisées par les clients et qui ont été commercialisées en point à point à court terme par le transporteur;
- celle relatives aux capacités non réservées pour le service de transport de point à point à long terme et qui ont été commercialisées en point à point à court terme par le transporteur.

¹³⁶⁵ La Régie réfère également aux commentaires relatifs à l'optimisation de la capacité du réseau de transport énoncés dans l'argumentation d'Hydro-Québec aux pages 166 et 167.

10.3. LE POINT DE RECEPTION « MONTREAL », IDENTIFIE COMME HQT SUR OASIS

10.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** indique que le service de point à point est un service de transport réservé ou programmé entre des points spécifiques de réception et de livraison. Le client du service de point à point désigne un point de réception et un point de livraison et est facturé pour la capacité maximale réservée entre chacun de ces points.

Cependant, dans le cas du client Groupe Production Hydro-Québec, le transporteur soutient que le point de réception désigné aux conventions de service comprend l'ensemble des ressources à la disposition de ce dernier¹³⁶⁶ et est généralement Montréal¹³⁶⁷. La capacité réservée par le Groupe Production est égale à la somme des réservations mesurées aux points de livraison, majorées des pertes. Le transporteur a soutenu en audience que :

*« Ce n'est certainement pas un rabais déguisé. Il ne faut pas oublier que, au Québec, pour l'instant, il y a un producteur et tant qu'il y aura un producteur, cette façon de procéder-là ne nuit pas à aucun autre et, de ce fait, ce n'est pas un rabais déguisé pour personne. »*¹³⁶⁸

Selon le transporteur, cette désignation reflète la nature même du parc de production d'Hydro-Québec, qui comprend un ensemble d'équipements de production localisés à différents endroits du réseau et dont aucun n'est dédié à une charge spécifique. Ainsi, le transporteur indique que la totalité de la production d'Hydro-Québec est acheminée sur le réseau de TransÉnergie par de multiples points de réception dont Montréal constitue le point central. Cette production est, soit utilisée pour alimenter la charge locale, soit livrée hors du réseau de TransÉnergie via les points de livraison désignés aux conventions de service signées. Le transporteur précise qu'il en est de même pour les autres ressources (achats, importations, charges interruptibles, etc.) du client Groupe Production Hydro-Québec.¹³⁶⁹

Le point de réception Montréal, identifié comme HQT sur OASIS, est utilisé dans toutes les transactions de point à point et comprend les réceptions de l'ensemble des ressources à la disposition du Groupe Production Hydro-Québec. Pour les points de livraison, chacun est identifié distinctement aux conventions signées et aux réservations faites sur OASIS, et les modifications demandées par le Groupe Production Hydro-Québec sont traitées comme

¹³⁶⁶ HQT-4, document 1, page 9.

¹³⁶⁷ HQT-13, document 1, page 22, R15.1.

¹³⁶⁸ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 121.

¹³⁶⁹ HQT-13, document 1, page 22, R.15.1. Voir aussi HQT-13, document 7, page 26, réponse 33.

celles de tout autre client, conformément aux « *Tarifs et conditions* », notamment les articles 13 et 22.¹³⁷⁰

Quant à savoir si cette disposition particulière peut être utilisée par d'autres clients du service de transport de point à point, le transporteur répond positivement en fournissant trois exemples.

Premièrement, il mentionne le cas d'électricité provenant de réseaux voisins québécois comme Alcan et MacLaren, qui peut être produite par plusieurs groupes turbines-alternateurs qui ne sont pas nécessairement localisés au même endroit et qui alimentent un point de réception unique.

Deuxièmement, il identifie la situation où il y a différentes ressources situées hors Québec qui alimentent un point de réception unique.

Troisièmement, pour le transporteur, ce même principe pourrait s'appliquer à un autre producteur situé à l'intérieur du réseau de TransÉnergie qui voudrait utiliser le service de transport de point à point pour alimenter une charge hors Québec.¹³⁷¹

En réponse à une demande de renseignements visant à clarifier l'utilisation du point de réception HQT par d'autres clients que le Groupe Production Hydro-Québec, le transporteur a indiqué qu'un client du service de point à point (autre que le Groupe Production d'Hydro-Québec) ayant un parc de production qui comprend un ensemble d'équipements de production localisés à différents endroits du réseau et dont aucun n'est dédié à une charge spécifique, pourrait désigner Montréal comme point de réception unique si tous les équipements de production en question sont effectivement reliés au réseau.¹³⁷²

En outre, le transporteur note que tous les clients utilisant un service de point à point sont assujettis aux termes et conditions de la partie II des « *Tarifs et conditions* ». Il mentionne que c'est également le cas pour le Groupe Production Hydro-Québec, conformément aux exigences prévues aux articles 13.3 et 14.3 des « *Tarifs et conditions* », lorsqu'il fait des ventes à des tiers.¹³⁷³

¹³⁷⁰ HQT-13, document 1, page 23, R 15.3.

¹³⁷¹ HQT-13, document 1, page 23, R 15.4.

¹³⁷² HQT-13, document 1.1, page 59, R 31.2.

¹³⁷³ HQT-4, document 1, pages 9 et 10.

Dans son argumentation, NEG indique :

« Following some questions from the Régie, HQ introduced the concept of "HQT", i.e. a single reception point applicable for both import and export activities with surrounding networks¹³⁷⁴. NEG testified that HQ-TE should recognize the "HQT" concept and allow wheel-in transactions on the same conditions as the transactions carried out at ISO-New England :

" ...Hydro-Quebec is like using a single delivery point, we're talking about a pool earlier, different resources (sic) are considered as being one resource (sic). In my mind, it looked like ISO New England where we have different ressources that are at a single nud when you're buying transmission in New England which will be ISO New England..

So, even if some people think that Hydro-Québec does not consider itself as a pool, it looks like it and the way that they treat themselves, not designating units specifically."¹³⁷⁴

Under a single delivery point, any customer should be considered to deliver or receive power at the HQT point where the delivery/reception occurs at any busbar inside the Province. Further, any entity buying at any HQ border (Ontario, New York, New England, New Brunswick, Labrador) should receive credit for such purchases in its internal account without having to purchase point-to-point services (as is the case for HQ-Distribution and HQ-Generation). By doing so, the Régie would guarantee that all participants are treated on the "same level playing field". Similarly, transactions within the province should be considered delivered at HQT without the need to make a transmission request. These measures would bring the Quebec market closer to the Northeast markets such as ISO-NE (with the NEPOOL PTF Seller's Choice product) and the PPJM Market (with the PJM WEST HUB product). »¹³⁷⁴ (sic)

Le RNCREQ est d'avis que les dispositions des articles 13.7 (concernant les points de réception pour le service de point à point) et 30.1 (concernant la désignation des ressources en réseau) du règlement tarifaire sont interreliées et qu'Hydro-Québec n'a pas cru bon de les respecter.¹³⁷⁵

Le RNCREQ soutient que la désignation de Montréal comme point de réception dans les conventions de service de point à point ne respecte pas l'article 13.7 du règlement tarifaire. Il demande à la Régie de déclarer nulle et sans effet toute convention de service qui indique Montréal comme point de réception ou tout autre point non conforme avec la définition qui se trouve à l'article 1.33 du Règlement 659.¹³⁷⁶

Selon le RNCREQ, TransÉnergie devrait être tenue d'inscrire, dorénavant, le véritable point de réception sur toute nouvelle convention de service, en conformité avec l'article 13.7.¹³⁷⁷

¹³⁷⁴ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, pages 15 et 16.

¹³⁷⁵ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 120.

¹³⁷⁶ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 124.

¹³⁷⁷ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 124.

Dans la mesure où la Régie accepterait la proposition d'Hydro-Québec de fixer le montant à facturer pour la charge locale selon la méthode présentée à la pièce HQT-10, document 1, page 31, le RNCREQ recommande de la modifier en remplaçant les prévisions des revenus du service de point à point à long terme de manière à éliminer le rabais illégal qui résulte de la non-conformité avec l'article 13.7. Pour ce faire, la Régie doit estimer les réservations additionnelles dont «*HQ-Production*» aurait besoin pour exporter au moins son surplus hydraulique, dans le respect de l'article 13.7.¹³⁷⁸

Les principaux arguments de l'intervenant à l'appui de ses recommandations, outre les références aux interprétations de la FERC, sont à l'effet que l'article 13.7 stipule explicitement et de manière non ambiguë qu'un «point de réception» réfère à un point physique sur le réseau (une interconnexion ou un point de raccordement avec une centrale) et que, si le client veut utiliser la capacité de deux centrales à un seul point de livraison, le prix applicable est basé sur la somme des réservations applicable à chaque centrale.¹³⁷⁹

Selon le RNCREQ, TransÉnergie tente de contourner cette obligation en désignant toute la région du Québec sous un seul vocable dans son système OASIS (HQT). L'intervenant avance qu'une telle approche n'est pas conforme au règlement en vigueur. Les points de réception sont définis non pas par le système OASIS, mais par les points de réception identifiés aux conventions de service. En exécutant des conventions de service avec le point de réception «Montréal», l'intervenant soutient que TransÉnergie est en violation de son règlement tarifaire, étant donné que Montréal n'est pas un point d'interconnexion sur le réseau de transport où la puissance et l'énergie peuvent être mises à la disposition du transporteur, et ce, conformément à l'article 1.33 du règlement tarifaire. À cet effet, le RNCREQ indique que Hydro-Québec ne peut pas argumenter, malgré le fait que l'énergie vient de centrales distinctes, que c'est seulement une fois rendue à Montréal qu'elle est «mise à la disposition du transporteur par le fournisseur». Selon l'intervenant, si c'était le cas, toutes les lignes entre les centrales et Montréal auraient dû être affectées au producteur et exclues de la base de tarification du transporteur.¹³⁸⁰

Le RNCREQ conclut cette section de son argumentation en stipulant qu'il appert que, en acceptant des réservations à points de réception multiples, TransÉnergie a irrégulièrement donné des rabais à Hydro-Québec, agissant à l'encontre des dispositions de son propre tarif. Cette dernière conclusion est basée sur des décisions de la FERC concernant Exxon Mobil et Commonwealth Edison.

¹³⁷⁸ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 124.

¹³⁷⁹ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, pages 120 et 121.

¹³⁸⁰ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, pages 122 et 123.

En réplique à cette préoccupation du RNCREQ, le transporteur rappelle d'abord que son expert, Ren Orans, a confirmé que l'approche de TransÉnergie était conforme à l'usage courant ailleurs en Amérique du Nord. Le transporteur a également souligné qu'aucun des intervenants actifs dans le marché de l'énergie, soit Énergie NB, OPG, MacLaren ou NEG, n'a remis en question cette pratique de TransÉnergie et même que NEG a témoigné en faveur du concept de HQT.¹³⁸¹

Tout comme les experts du RNCREQ, l'ACEF de Québec croit que le fait de désigner Montréal comme le point de réception unique et centralisé pour les services de point à point d'Hydro-Québec réduit significativement la facture assumée par Hydro-Québec pour les services de point à point tout en constituant un traitement de faveur qui désavantage la charge locale et les producteurs privés.¹³⁸²

10.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La question que la Régie doit trancher dans cette section est de savoir s'il est approprié de permettre au Groupe Production Hydro-Québec de désigner les réceptions de l'ensemble des ressources à sa disposition comme point de réception aux conventions de service de transport de point à point. La Régie doit également s'assurer qu'une telle pratique, si admise, est non discriminatoire envers les autres clients du service de transport de point à point.

La Régie est d'avis que la justification fournie par le transporteur, à savoir que cette désignation reflète la nature même du parc de production d'Hydro-Québec dont aucun équipement de production n'est dédié à une charge spécifique, est acceptable.

Cependant, la Régie est d'avis que permettre l'utilisation de cette disposition particulière par le Groupe Production Hydro-Québec pourrait être discriminatoire envers les autres clients du service de transport de point à point dans la mesure où elle ne s'applique qu'au seul client Groupe Production Hydro-Québec. Bien que la nature du parc de production d'Hydro-Québec puisse justifier, pour l'instant, l'utilisation de ce point central, cette façon de procéder ne doit en aucun cas être discriminatoire envers les autres utilisateurs du service de transport de point à point. Les réponses fournies en preuve par le transporteur ne convainquent pas la Régie que l'approche proposée satisfait à ce critère.

¹³⁸¹ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 82.

¹³⁸² Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 22.

Par conséquent, la Régie ordonne au transporteur de permettre à tous les clients du service de transport de point à point de désigner, aux conventions de service, HQT comme point de réception d'une manière identique à ce qui est permis au client Groupe Production Hydro-Québec et d'informer les clients à cet effet sur son site OASIS.

Pour les fins d'exploitation et de programmation du réseau de transport, le transporteur pourra demander aux clients de préciser le(s) point(s) de réception physique(s).

La Régie constate que l'utilisation d'un point de réception HQT n'est pas prévue explicitement à l'article 1.33 des « *Tarifs et conditions* ». Selon cet article, le(s) point(s) de réception est(sont) défini(s) comme le(s) point(s) d'interconnexion sur le réseau de transport du transporteur où la puissance et l'énergie seront mises à la disposition du transporteur par le fournisseur.

La Régie ordonne au transporteur de modifier le document « *Tarifs et conditions* » afin de refléter l'autorisation d'utiliser Montréal (HQT) comme point de réception. Les « *Tarifs et conditions* » devront également refléter la façon de calculer les capacités aux fins de la facturation lorsque le point HQT est utilisé comme point de réception. Les modifications demandées permettront, selon la Régie, d'assurer la transparence et l'absence de discrimination de cette pratique commerciale.

10.4. TRANSACTIONS D'ACHAT-REVENTE

10.4.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur a précisé lors de l'audience que l'expression « achat/revente » ne fait pas partie de son vocabulaire car la réalité du transporteur est celle de transactions d'importation et d'exportation.¹³⁸³

Le transporteur indique qu'il n'est pas nécessaire d'utiliser le service de transport de point à point pour les achats d'électricité qu'Hydro-Québec effectue sur les marchés externes puisque les interconnexions avec les réseaux voisins sont désignées, conformément aux dispositions applicables des « *Tarifs et conditions* », comme ressources en réseau pour la desserte de la charge locale. Le coût du transport pour l'importation de cette énergie est compris à même le coût du transport attribuable à la charge locale. Il n'y a donc pas de frais additionnels.¹³⁸⁴

De plus, selon le transporteur, même si le producteur, ou tout autre client du service de transport, devait utiliser le service de transport de point à point pour les importations d'électricité, il pourrait le faire sans frais additionnels s'il détenait déjà une réservation pour du service de transport ferme de point à point pour fins d'exportation, et ce, conformément aux dispositions de l'article 22.1 des « *Tarifs et conditions* ».¹³⁸⁵

Quant aux transactions d'exportation, le transporteur indique que ces dernières se réalisent à l'intérieur des réservations de point à point à long terme que Hydro-Québec Production a contractées avec le transporteur¹³⁸⁶ et qu'il n'a aucune indication que l'électricité exportée est la même que celle importée pour la desserte de la charge locale.¹³⁸⁷ En effet, selon le transporteur, les importations d'électricité sont toujours pour desservir la charge locale.¹³⁸⁸

Enfin, le transporteur précise que l'arbitrage que peuvent effectuer les clients du service de transport d'Hydro-Québec, grâce à des opérations d'achat-revente, génère des revenus pour du service de transport de point à point qui réduisent d'autant le coût de transport devant être assumé par les clients de la charge locale. Selon lui, plus le coût du transport serait élevé,

¹³⁸³ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 142 et 143.

¹³⁸⁴ HQT-13, document 14, pages 51 et 52, R34.1.

¹³⁸⁵ HQT-13, document 14, page 52, R34.1.

¹³⁸⁶ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 144 et 145.

¹³⁸⁷ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 178.

¹³⁸⁸ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 168.

moins cet arbitrage serait rentable et, à la limite, il deviendrait impraticable, *a fortiori* s'il fallait payer le transport deux fois.¹³⁸⁹

ARC-FACEF-CERQ recommande que la Régie exige d'Hydro-Québec qu'elle tienne compte du coût raisonnable des pertes dans l'évaluation de la rentabilité des transactions d'achat-revente et qu'Hydro-Québec explicite les critères qu'elle utilise pour le calcul de la rentabilité.

De plus, selon l'intervenant, le fait d'uniformiser les taux de pertes à 5,2 % aurait notamment pour effet de fausser de façon significative le calcul de rentabilité des activités d'exportation, dont l'achat-revente tout particulièrement.¹³⁹⁰

À cet égard, le transporteur réplique qu'il n'a pas à évaluer la rentabilité des transactions de Hydro-Québec Production. Selon le transporteur, la rentabilité de transactions d'achat-revente ou autres du producteur d'électricité n'est aucunement pertinente à l'établissement des tarifs de transport d'électricité dans la présente cause, ni pour d'autres considérations relatives à la réglementation de TransÉnergie. De plus, il précise qu'étant donné que la production d'électricité n'est pas réglementée, il ne saurait être question qu'Hydro-Québec explicite les critères qu'elle utilise pour le calcul de la rentabilité comme le recommande l'intervenant.¹³⁹¹

ARC-FACEF-CERQ présente l'argument que l'utilisation de l'énergie importée dans une transaction d'achat-revente pour la desserte de la charge locale n'est en réalité qu'un « *wheel through* » différé qui ne justifie en rien le fait que le consommateur québécois devrait payer pour les pertes électriques subies dans les interconnexions asynchrones.¹³⁹²

Par ailleurs, l'intervenant précise : « *Nous ne nous opposons pas à ce que 100 % des importations soient utilisées pour la desserte de la charge locale qui sert de tampon, car, à moins d'utiliser le "wheel through" en temps réel de façon intensive, ce qui n'est pas réalisable, Hydro-Québec n'a d'autre choix que d'alimenter la charge locale lorsqu'elle importe l'énergie lui permettant ainsi d'emmagasiner une quantité d'eau correspondante derrière ses barrages pour la restituer en temps opportun.* »¹³⁹³ Selon l'intervenant, cette opération doit être regardée comme un service requis de la clientèle de charge locale par le Producteur pour la réalisation de ses objectifs commerciaux.

¹³⁸⁹ HQT-13, document 14, page 53, R34.1.

¹³⁹⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 97.

¹³⁹¹ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 19.

¹³⁹² Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, pages 100 et 101.

¹³⁹³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 101.

ARC-FACEF-CERQ affirme que Hydro-Québec Production utilise la charge locale pour réaliser une activité commerciale aux fins de l'actionnaire et que cette clientèle locale ne bénéficie aucunement des profits importants réalisés par ce dernier. Selon l'intervenant :

« Le producteur devrait donc en faire les frais, c'est-à-dire assumer les pertes supplémentaires dues aux interconnexions puisque son rôle normal consiste à fournir l'énergie à la clientèle locale à partir de nos moyens de production propres, c'est-à-dire à même les 165 TWh d'énergie patrimoniale. L'énergie importée pour la desserte de la charge locale doit être considérée au même titre que l'énergie achetée des producteurs privés ce qui expliquerait le fait qu'on les retrouve toutes deux imputées au compte "Achat d'électricité et de combustible." »¹³⁹⁴

Le transporteur conteste non seulement la pertinence des arguments de l'intervenant sur la non-rentabilité des activités du producteur, mais aussi la détermination du taux des pertes électriques supplémentaires pour desservir la charge locale dans un contexte d'achat-revente ainsi que l'application qu'en font les intervenants. Selon le transporteur, la formule arithmétique des intervenants est fondée sur des prémisses erronées et sur une mauvaise compréhension du phénomène des pertes électriques et de la preuve du transporteur.¹³⁹⁵

L'ACEF de Québec demande que les importations d'Hydro-Québec soient réalisées à même les réservations de point à point, et que les activités d'achat-revente pures (l'énergie importée servant à retourner l'eau dans les réservoirs) fassent l'objet, le cas échéant, d'une facturation double pour le service de transport.¹³⁹⁶

10.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie rappelle d'abord qu'elle s'est déjà prononcée sur le sujet des exportations et des activités d'achat-revente. À cet effet, la Régie indiquait :

« Enfin, la Régie rejette les demandes du CERQ concernant les rapports des ventes régulières et à court terme à l'exportation pour l'année 1999 ainsi qu'un bilan des activités d'achat-revente pour les années 1998 et 1999, puisque ce sont les services de transport qui sont à l'étude dans la présente cause. »¹³⁹⁷

¹³⁹⁴ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 101.

¹³⁹⁵ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 19.

¹³⁹⁶ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, pages 22 et 23.

¹³⁹⁷ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 37.

Et :

« La Régie considère que la rentabilité des ventes à l'exportations et des opérations achat-revente ne devrait pas faire l'objet de la présente cause. »¹³⁹⁸

La Régie considère toujours qu'il n'est pas approprié de demander à Hydro-Québec, ou à tout autre client du transporteur, de produire quelque information que ce soit sur la rentabilité de leurs opérations commerciales reliées aux ventes à l'exportation et aux opérations d'achat-revente.

Puisque les interconnexions sont des ressources désignées pour la desserte de la charge locale, la Régie estime qu'il est approprié que le coût du transport pour les importations requises pour combler les besoins de cette clientèle soit compris à même le coût du transport facturé à la charge locale, ou encore, selon les dispositions de l'article 22.1 des *« Tarifs et conditions »*.

Quant aux exportations du Groupe Production d'Hydro-Québec, la preuve fait état qu'elles se font, tel que le soutient le transporteur, en vertu des services de transport de point à point. Les revenus générés par ce service sont, selon la Régie, à l'avantage de la charge locale puisque sa facture est réduite d'autant.

Enfin, la Régie ne retient pas la proposition de l'ACEF de Québec d'imposer une double facturation des services de transport pour les activités d'achat-revente pures. Dans l'hypothèse où un niveau plus élevé d'importations était réalisé aux fins de favoriser des exportations plus élevées, le Groupe Production d'Hydro-Québec devrait alors payer selon un volume d'activité plus élevé en service de point à point. La Régie considère que la charge locale est ainsi adéquatement compensée.

¹³⁹⁸ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 63.

11. MODIFICATIONS AU DOCUMENT TARIFS ET CONDITIONS

11.1. CODIFICATION DES CONDITIONS DE DESSERTE DE LA CHARGE LOCALE

11.1.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître qu'il n'est pas opportun que le service de transport pour la desserte de la charge locale fasse l'objet d'une convention de service de transport en réseau intégré conclue entre le distributeur et le transporteur.¹³⁹⁹ Le transporteur soutient que cela permettrait d'éliminer une procédure inutile.¹⁴⁰⁰

Le transporteur a expliqué qu'en mai 1997, lors de l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec au transit de gros, le Groupe Services énergétiques d'Hydro-Québec, à titre de mandataire du distributeur, a conclu avec TransÉnergie une convention de service de transport en réseau intégré pour la desserte des clients du distributeur¹⁴⁰¹. Selon le transporteur, une telle convention, entre deux entités d'Hydro-Québec, constituait une entente administrative interne. Cette solution fut alors retenue pour bien marquer la séparation fonctionnelle entre les activités marchandes et celles du transporteur. La convention fut reconduite pour les années 1998, 1999 et 2000.

Le transporteur soutient que la transparence nécessaire est assurée aujourd'hui par la Régie. D'autre part, après quatre ans d'expérience, le transporteur est d'avis que la séparation fonctionnelle entre les diverses activités d'Hydro-Québec est bien implantée et encadrée.¹⁴⁰²

De plus, le transporteur affirme qu'il n'y a pas lieu de définir les conditions de transport applicables à la charge locale à partir des « *Tarifs et conditions* » ou de les y consigner. En effet, il soutient que le Contrat du service de transport est conçu et rédigé pour le transit de l'électricité transigée sur les marchés de gros. Il serait par conséquent inopportun, selon lui, de consigner dans les « *Tarifs et conditions* » des conditions qui s'appliquent à la charge locale d'Hydro-Québec.¹⁴⁰³

¹³⁹⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 179.

¹⁴⁰⁰ HQT-13, document 14, R126.3.

¹⁴⁰¹ De plus, le transporteur indique : « Cette convention de service de transport avait été conclue en vertu du Contrat du service de transport. Les parties ont appliqué les dispositions pertinentes du Contrat de service de transport de façon pragmatique, dans le contexte d'une entreprise intégrée. », argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 180.

¹⁴⁰² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 180.

¹⁴⁰³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 181.

Selon le transporteur, les « *Tarifs et conditions* » ne définissent pas l'ensemble des « *Tarifs et conditions* » en matière de transport d'électricité, mais seulement ceux relatifs au transit de l'électricité transigée sur les marchés de gros, soit le service de transport de point à point et le service de transport en réseau intégré. Hydro-Québec soutient que les « *Tarifs et conditions* » ne s'appliquent pas au distributeur.¹⁴⁰⁴

Toutefois, durant de l'audience, lorsque contre-interrogé sur la position du transporteur quant à l'opportunité d'inclure, dans les « *Tarifs et conditions* », une section spécifique traitant de la charge locale, le transporteur a précisé :

*« En fait, je serais tenté de dire, si la Régie le souhaitait, oui, il serait opportun d'avoir une section clairement identifiée dans un concept ou un document qui s'appellerait Tarifs et conditions de service de transport. Ce serait quelque chose qui pourrait être envisagé. »*¹⁴⁰⁵

Le transporteur a indiqué que la section traitant de la charge locale devrait toutefois être clairement séparée.¹⁴⁰⁶

Selon le transporteur, Hydro-Québec a, en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* et de la Loi, l'obligation de desservir les clients de charge locale, et cette obligation légale transcende tout ce qui pourrait être garanti par contrat entre le distributeur et le transporteur. En outre, le transporteur note que la Loi, à l'article 2, prévoit expressément que :

*« tout service de transport par le transporteur avec Hydro-Québec est réputé constituer un contrat de service de transport ».*¹⁴⁰⁷

Le transporteur soutient que l'élimination de la signature d'une convention de service de transport en réseau intégré pour la desserte de la charge locale est absolument sans effet sur les droits des clients du distributeur ou sur la qualité ou le prix du service de transport qui leur est offert.¹⁴⁰⁸

Enfin, le transporteur note qu'aux États-Unis, les entreprises d'électricité intégrées verticalement (comme l'est Hydro-Québec) n'utilisent pas le « *Pro Forma Tariff* » pour la desserte de leur charge locale. La FERC n'exige pas que les divers transporteurs sous sa juridiction appliquent le « *Pro Forma Tariff* » pour la desserte de leur charge locale.¹⁴⁰⁹ En

¹⁴⁰⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 174.

¹⁴⁰⁵ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, page 238.

¹⁴⁰⁶ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, page 239.

¹⁴⁰⁷ HQT-11, document 1, page 5.

¹⁴⁰⁸ HQT-11, document 1, page 5.

¹⁴⁰⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 182.

outre, le transporteur note que la FERC n'a pas juridiction sur la desserte de la charge locale.¹⁴¹⁰

L'ACEF de Québec demande que soit maintenue l'obligation de signer une convention de service, pour répondre à la charge locale, entre TransÉnergie et H.Q. distribution, avec la convention d'exploitation du réseau et tous les détails requis sur les charges demandées et les ressources réservées. Selon l'intervenante, même si tout service de transport est réputé constituer un contrat de service (article 2 de la Loi) :

*« cela ne doit pas se limiter à cela, tout comme le distributeur propose à ses clients réguliers d'avoir un contrat oral ou écrit, même si le contrat implicite existe (Règlement 659). »*¹⁴¹¹

L'ACEF de Québec pense qu'un contrat formel et explicite protégera mieux la clientèle régulière, en rendant le tout plus transparent et engageant, face à la Régie, et en établissant clairement les règles du jeu pour la charge locale en lien avec les autres clientèles du réseau. Tout comme il y a un règlement pour encadrer les droits et obligations du distributeur et de ses clients, un règlement explicite encadrant les services de transport pour la charge locale est requis.¹⁴¹²

ARC-FACEF-CERQ croit aussi que la Régie doit exiger qu'une section distincte du document « *Tarifs et conditions* » soit consacrée aux modalités de desserte de la charge locale.¹⁴¹³

Le RNCREQ demande à la Régie de requérir que la charge locale soit desservie selon le Règlement 659. Selon l'intervenant, cela peut se faire soit en exigeant qu'Hydro-Québec reconduise les conventions de service en vertu desquelles la charge locale a été desservie jusqu'au 31 décembre 2001 (sic), soit en modifiant le Règlement 659.¹⁴¹⁴

Selon le RNCREQ, l'ampleur du changement demandé par Hydro-Québec est de soustraire entièrement la charge locale de l'application du tarif de transport.¹⁴¹⁵ De plus, selon le RNCREQ, même si ce changement n'affecte directement ni les tarifs ni l'accès au service du transport des consommateurs québécois d'électricité, il affecte grandement leur droit de participer à la prise de décision du transporteur, qui voit ses obligations de divulgation et de

¹⁴¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 182, note 440; HQT-13, document 14.1, page 78, R52.1.

¹⁴¹¹ ACEF de Québec-I, 7 février 2001, page 68.

¹⁴¹² Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 24.

¹⁴¹³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 12.

¹⁴¹⁴ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 83. Pour connaître la nature des modifications proposées, voir l'annexe 3 de l'argumentation du RNCREQ.

¹⁴¹⁵ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 84.

transparence grandement réduites, limitant ainsi la qualité de surveillance et de contrôle de la Régie et du public intéressé.¹⁴¹⁶

L'intervenant soutient qu'en soustrayant la charge locale de l'application du règlement tarifaire, Hydro-Québec propose que la Régie fixe directement un montant qui sera payé au transporteur pour la desservir. L'intervenant note que, dans sa preuve, Hydro-Québec propose de calculer ce montant en utilisant le même mécanisme que celui qu'elle propose pour le service en réseau intégré. Cependant, étant donné qu'il est à l'extérieur du tarif, l'intervenant affirme que ce montant ne pourra varier en fonction des revenus provenant d'autres clients en réseau intégré, comme il serait fait si la charge locale était traitée en fonction du tarif.¹⁴¹⁷ Ce faisant, l'intervenant soutient que Hydro-Québec aura l'obligation de revenir à la Régie pour faire réduire le montant fixé pour la charge locale. Autrement, selon lui, TransÉnergie aurait un trop-perçu égal au montant reçu de(s) client(s) en réseau intégré.¹⁴¹⁸

Selon le RNCREQ, puisque la Régie a une compétence complète et exclusive, tant sur la charge locale que sur le transport, il n'y a aucune logique à soustraire la charge locale du tarif de transport, surtout si l'on considère qu'aucun autre régime n'a été mis en place pour réglementer cette dernière.¹⁴¹⁹

STOP/S.É. recommande que le service de transport pour la charge locale soit explicitement réglementé au texte des conditions du service de transport au moyen d'une nouvelle partie IV. Selon lui, cette nouvelle partie IV regrouperait les dispositions actuellement éparpillées aux sections I, II et III relatives à la charge locale et codifierait également les précisions fournies par Hydro-Québec en réponse à des demandes de renseignement ou des engagements à ce sujet. Pour assurer la cohérence de la nouvelle partie IV, il y a aussi lieu, selon STOP/S.É., de revoir la définition des « clients de charge locale ».¹⁴²⁰

11.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Les pouvoirs de la Régie relatifs à la tarification du transport d'électricité lui confèrent une juridiction qui porte sur l'ensemble des services de transport du transporteur. Ainsi, en vertu de l'article 48 de la Loi :

¹⁴¹⁶ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 85.

¹⁴¹⁷ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 85.

¹⁴¹⁸ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 85.

¹⁴¹⁹ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 94.

¹⁴²⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001 (v.r.2), page 118.

« [...] la Régie fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité [...]. »

Peu importe la nature des services de transport offerts par le transporteur, que ce soit un service de transport pour la charge locale, en réseau intégré ou de point à point, c'est la Régie qui en fixe les « *Tarifs et conditions* ».

Convention de service pour un service de transport en réseau intégré

La Régie est convaincue par la preuve au dossier, et plus particulièrement par le fait qu'Hydro-Québec est une entreprise intégrée, qu'il ne lui est pas nécessaire de signer une convention de service de transport en réseau intégré pour desservir la charge locale. La Régie est d'avis que le service de transport en réseau intégré est un service offert aux tiers. Les clients susceptibles de requérir le service de transport en réseau intégré sont les réseaux municipaux et la Coopérative-de-Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville.

Desserte de la charge locale en vertu d'une partie IV à inclure aux Tarifs et conditions

La juridiction de la Régie couvre à la fois les activités du transporteur et celles du distributeur dans la mesure prévue à la Loi. Tel qu'indiqué par le transporteur dans son argumentation ¹⁴²¹ : « *la FERC n'a pas juridiction sur la desserte de la charge locale* ». La juridiction de la Régie est plus étendue que celle de la FERC et la Régie peut donc, si elle le juge opportun, exiger que les « *Tarifs et conditions* » prévoient spécifiquement des conditions relatives à la desserte de la charge locale.

La Régie prend acte de l'affirmation d'Hydro-Québec à l'effet que celle-ci a l'obligation, en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* et de la Loi, de desservir les clients de la charge locale. La Régie est néanmoins d'avis qu'il est justifié et opportun, notamment à des fins de transparence et de facilité d'interprétation, d'identifier de façon spécifique aux « *Tarifs et conditions* » les conditions relatives à la desserte de la charge locale, compte tenu des considérations suivantes.

Il n'y a présentement aucun document qui fasse état des conditions de desserte de la charge locale, sauf l'Annexe A du Règlement 659. Le texte de remplacement de celui-ci proposé par le transporteur, tel que présenté à la pièce HQT-11, document 2, inclut 24 références à la charge locale, dont l'appendice H qui prévoit le montant à percevoir de cette dernière.

Par ailleurs, l'une des conclusions de la requête d'Hydro-Québec, datée du 15 août 2000, est à l'effet que :

¹⁴²¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 182, note 440.

« Modifier les tarifs du transporteur facturés aux utilisateurs du réseau en vertu des Tarifs et Conditions du service de transport d'Hydro-Québec, tels que détaillés à la pièce HQT-10, document 1, de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 2 685 M\$, pour permettre au transporteur de rencontrer son coût total de service et d'atteindre le taux de rendement demandé ; [...] »

Puisque, selon le transporteur, les revenus qui devraient être générés par les tarifs dont l'approbation est demandée sont de 2 685 M\$, soit le total des revenus requis du transporteur, et que ceux-ci incluent, non seulement les revenus associés aux services de point à point et réseau intégré (300 M\$), mais également ceux que le transporteur désire percevoir du distributeur pour la desserte de la charge locale (2 385 M\$)¹⁴²², il apparaît logique que les conditions de service de transport pour la charge locale soient identifiées spécifiquement.

Compte tenu de l'approche de la séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec abordée dans le présent dossier et compte tenu du fait que l'activité « transport » d'Hydro-Québec est sujette à la réglementation de la Régie, il importe que l'ensemble des « *Tarifs et conditions* » pour le service de transport d'électricité soient codifiés, et ce, tant pour le service à Hydro-Québec dans ses activités autres que le transport que pour le service à un client du service de transport en réseau intégré ou à un client du service de point à point.

Les tarifs et conditions ainsi codifiés devront être décrits de la même façon qu'ils le seraient si le service de transport pour la desserte de la charge locale était requis par une entité juridique distincte d'Hydro-Québec.

Cette codification aura également l'avantage de faciliter la comparaison des conditions applicables au distributeur pour la desserte de la charge locale avec celles applicables aux clients des autres services de transport. Le transporteur a d'ailleurs reconnu certains avantages à regrouper toutes les conditions de transport dans un même document, à savoir la simplicité et la facilité de comparaison.¹⁴²³ En outre, la Régie partage l'opinion du transporteur¹⁴²⁴ à l'effet qu'il ne semble y avoir aucun avantage à définir les conditions de transport des clients de la charge locale dans un document distinct des « *Tarifs et conditions* ».

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de modifier les « *Tarifs et conditions* » pour inclure une nouvelle partie IV concernant les tarifs et conditions applicables à la charge

¹⁴²² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 179.

¹⁴²³ HQT-13, document 1, R-89.1.

¹⁴²⁴ HQT-13, document 1, R-89.2.

locale. Ces tarifs et conditions devront être élaborés sur le modèle applicable aux autres services. Le transporteur devra également apporter les modifications de concordance requises aux autres parties des « *Tarifs et conditions* ».

Le transporteur a indiqué en cours d'audience que la modification de l'article 1.40 des « *Tarifs et conditions* » était demandée en prévision de l'appel d'offres du distributeur et de l'ajout potentiel de producteurs privés pour la desserte de la charge locale. Le transporteur soutient que dans ce cas, il y aurait des installations désignées, ce qui n'est pas le cas actuellement.¹⁴²⁵

Afin de refléter adéquatement les distinctions de cette nature, la Régie demande au transporteur de préciser dans les « *Tarifs et conditions* » les conditions relatives à la desserte de la charge locale lorsque les ressources utilisées font partie de l'électricité patrimoniale et celles applicables lorsque des ressources ne faisant pas partie de l'électricité patrimoniale sont utilisées. Il serait également approprié de préciser, en fournissant les références pertinentes, que les coûts des services complémentaires pour le volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh/an sont inclus dans le tarif moyen de fourniture de 2,79 ¢/kWh¹⁴²⁶ et que, par conséquent, le distributeur n'a pas à les payer.

De plus, la Régie note l'affirmation du transporteur à l'effet que le distributeur est un client du réseau et que c'est à lui qu'incombe :

« [...] la responsabilité de l'alimentation des Québécois en électricité (y compris, pour l'instant, les réseaux municipaux), [...] »¹⁴²⁷

Par conséquent, la Régie considère que la relation commerciale du transporteur pour la desserte de la charge locale est avec le distributeur. Tous les articles des « *Tarifs et conditions* » faisant référence à la charge locale doivent être dorénavant formulés de façon à ne faire référence qu'au distributeur. La Régie juge qu'il n'est pas pertinent de faire référence au Producteur lorsqu'il s'agit de la charge locale.

¹⁴²⁵ NS, 23 mai 2001, volume 24, pages 198 à 200.

¹⁴²⁶ HQT-13, document 2, page 8, R7.

¹⁴²⁷ HQT-1, document 1, page 6.

11.2. FIABILITE DES AUTRES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION (ARTICLE 6.2)

11.2.1. POSITION DES PARTIES

Afin d'assurer la fiabilité du réseau de transport, Hydro-Québec propose d'ajouter l'article suivant aux « *Tarifs et conditions* » :

« 6.2 Fiabilité des réseaux de transport et de distribution »

Le client du service de transport qui reçoit un service de transport conformément aux présentes, et dont le réseau de transport ou de distribution est situé dans les limites territoriales de la province de Québec, convient de se conformer aux normes de fiabilité approuvées par la Régie.

Le client du service de transport doit aussi démontrer, lorsqu'il présente sa demande, que les propriétaires ou les locataires des réseaux de transport ou de distribution situés dans les limites territoriales de la province de Québec qui achemineront l'électricité des fournisseurs et des receveurs, acceptent de se conformer, et se sont conformés, aux normes de fiabilité approuvées par la Régie.

*Le transporteur peut appliquer toute mesure requise pour assurer la fiabilité du réseau de transport suivant les normes approuvées par la Régie. Il peut également refuser de rendre, en tout ou en partie, le service de transport demandé par un client du service de transport qui est en défaut de se conformer aux présentes exigences relatives à la fiabilité des réseaux de transport et de distribution. »*¹⁴²⁸

11.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie estime qu'il est prématuré d'ajouter aux « *Tarifs et conditions* » un nouvel article 6.2 qui aurait pour effet d'obliger les réseaux voisins situés au Québec à se conformer aux normes de fiabilité du transporteur qui, à ce jour, ne sont pas approuvées par la Régie en vertu de l'article 73.1 de la Loi.

En conséquence, la Régie rejette la demande d'Hydro-Québec d'ajouter l'article 6.2 des « *Tarifs et conditions* ».

¹⁴²⁸ HQT-11, document 2.

11.3. REDUCTION DU SERVICE DE TRANSPORT FERME (ARTICLE 13.6 ET 33)

11.3.1. POSITION DES PARTIES

En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* et de la Loi, Hydro-Québec a l'obligation de desservir les clients de charge locale.¹⁴²⁹ Le **transporteur** indique qu'il s'agit de la mission de base d'Hydro-Québec, de sa raison d'être fondamentale. Il affirme que le réseau de transport d'Hydro-Québec est planifié, conçu, construit, exploité et entretenu pour satisfaire d'abord et avant tout les besoins de la charge locale.¹⁴³⁰

Selon le transporteur, les dépenses et les investissements sont engagés pour la charge locale et il va de soi que la responsabilité ultime d'assumer le coût de service de transport appartient aux clients de la charge locale qui bénéficient de l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec. Toutefois, le transporteur indique qu'il peut, par la commercialisation des excédents de capacité par l'entremise du service de point à point, réduire la part du coût de service assumé par les clients de charge locale.¹⁴³¹

Le transporteur indique que les clients de charge locale bénéficient de la priorité la plus élevée qui soit. En effet, ainsi que le prévoit l'appendice C des « *Tarifs et conditions* », l'ATC, qui est affichée sur OASIS, est celle :

*« qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau et des exigences pour satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources de production aux clients de charge locale. »*¹⁴³²

Par ailleurs, comme il est stipulé à de nombreux endroits des « *Tarifs et conditions* » (article 13.2, préambule de la partie III, articles 28.2, 28.3, 33.2, 33.3, 33.5, 33.6, 33.7 et 34.4), le transporteur affirme que le service de transport pour la charge locale et le service de transport en réseau intégré ont une priorité égale.

Enfin, le transporteur soumet qu'une fois les besoins des clients québécois satisfaits, les réservations pour le service de transport ferme à long terme de point à point bénéficient d'une priorité égale à celles des clients de charge locale et des clients du service de transport en réseau intégré (article 13.2).¹⁴³³ Selon le transporteur, il doit rendre aux clients du service de transport ferme de point à point le service auquel il sont en droit de s'attendre, c'est-à-dire

¹⁴²⁹ HQT-11, document 1, page 5.

¹⁴³⁰ HQT-13, document 1, R91.1

¹⁴³¹ HQT-13, document 1, page 105, R61.2.

¹⁴³² HQT-11, document 1, pages 5 et 6.

¹⁴³³ HQT-11, document 1, page 6.

un service ferme, un service sur lequel ils peuvent compter. Il s'agit d'un engagement sur lequel le transporteur ne revient pas.¹⁴³⁴

Comme l'indique l'article 13.6 des « *Tarifs et conditions* », lorsque des réductions du service de transport ferme sont nécessaires au-delà des réductions des transits non fermes pour maintenir une exploitation fiable, elles sont faites de façon non discriminatoire et s'appliquent de façon proportionnelle aux clients de charge locale, aux clients du service de transport en réseau intégré et aux clients utilisant un service de transport ferme de point à point.¹⁴³⁵

Selon l'**ACEF de Québec**, la proposition d'Hydro-Québec ne respecte pas l'obligation faite dans la Loi (articles 31.2, 53, 72, 73, 73.1 et 76) et la *Loi sur Hydro-Québec* (article 22 sur l'approvisionnement en électricité patrimoniale et article 23 pour l'obligation de fournir l'électricité aux réseaux municipaux du Québec ou à la coopérative Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville) de servir les clients de la charge locale, alors que la Loi ne fait aucunement obligation de respecter les contrats d'exportation.

En fait, les contrats de transport (pour l'exportation ou autres) peuvent établir des obligations contractuelles, mais ces obligations contractuelles doivent être établies en respectant les lois du Québec et les droits de la clientèle québécoise; aussi les contrats d'exportation sont soumis à l'approbation gouvernementale «(A. 6.1 (sic) de la Loi) ». Selon l'intervenante, cela est inacceptable; les exportations doivent d'abord être coupées.

La hiérarchie dans le délestage devrait être : 1) non ferme 2) point à point ferme à court terme 3) point à point (ferme) à long terme 4) charge locale et réseau intégré.¹⁴³⁶

En argumentation, l'intervenante affirme que le règlement sur les tarifs et conditions de transport contrevient au pacte social comme à la Loi et à la *Loi sur Hydro-Québec*.¹⁴³⁷

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, la Régie doit s'assurer que les termes du document « *Tarifs et conditions* » du service de transport d'Hydro-Québec (HQT-11, document 2) assurent la priorité absolue de service aux clients québécois. En appui à l'ACEF de Québec, l'intervenant croit qu'une section distincte du document « *Tarifs et conditions* » doit être consacrée aux modalités de desserte de la charge locale et inclure, notamment, une hiérarchie de délestage en cas de panne partielle ou de contrainte (articles 13.6, 33.5) dans

¹⁴³⁴ HQT-13, document 1, R91.1.

¹⁴³⁵ HQT-4, document 1, page 7.

¹⁴³⁶ ACEF de Québec-1, 7 février 2001, pages 64 et 65.

¹⁴³⁷ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 24.

l'ordre suivant : 1- Non ferme 2- Point à point ferme à court terme 3- Point à point ferme à long terme 4- Réseau intégré et charge locale.¹⁴³⁸

Selon le **RNCREQ**, la preuve en chef d'Hydro-Québec qui soutient que la charge locale bénéficie d'une priorité d'accès au réseau de transport correspond en réalité à une priorité de réservation, en temps normal. Dans les situations d'urgence, par contre, où un imprévu fait en sorte que des transactions dûment réservées doivent être réduites (interrompues), l'intervenant soutient que c'est l'article 13.6 qui s'applique.

L'obligation prévue à cet article, selon le RNCREQ et ses experts, entre en contradiction avec le pacte social québécois. Selon l'intervenant, il est important de reconnaître que cette obligation a été établie par la FERC qui, sous la gouverne de la « *Federal Power Act* », est obligée de promouvoir le développement de marchés concurrentiels en énergie; sa législation constitutive ne crée pour la Régie aucune obligation.

En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie de modifier le règlement tarifaire pour donner à la charge locale une priorité absolue par rapport au service de point à point dans des situations où des interruptions de service sont requises. Le RNCREQ recommande en conséquence la modification de l'article 13.6 du règlement tarifaire de transport.¹⁴³⁹

Selon le RNCREQ, cette modification est d'autant plus justifiée par le fait qu'une réduction de service de transport auprès de la charge locale implique nécessairement l'interruption de service auprès de consommateurs finaux. Par contre, l'intervenant soutient que la réduction auprès de clients de point à point n'implique pas nécessairement de telles interruptions auprès de consommateurs finaux, même dans les régions importatrices. Étant donné que les clients du service de point à point sont nécessairement des grossistes, l'intervenant soutient qu'il est fort possible qu'ils puissent obtenir de l'énergie auprès d'un autre fournisseur si leur fournisseur québécois se trouve dans l'impossibilité d'obtenir le service de transport nécessaire.¹⁴⁴⁰

STOP/S.É. note que, bien qu'Hydro-Québec allègue que la charge locale a priorité, plusieurs clauses du texte réglementaire proposé, notamment les articles 13.2 et 13.6, sont à l'effet contraire.

L'intervenant soutient qu'il est dans l'intérêt public et dans l'intérêt du développement durable que la charge locale ait priorité et que le texte réglementaire le spécifie clairement. Le

¹⁴³⁸ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 12.

¹⁴³⁹ Le texte suggéré de l'article 13.6 se retrouve à la page 130 de l'argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001.

¹⁴⁴⁰ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, pages 129 et 130.

pacte social de l'électricité et le contexte historique de la législation sur l'électricité justifient une telle priorité.¹⁴⁴¹

Selon STOP/S.É., le régulateur doit donner effet à l'obligation d'Hydro-Québec de desservir les consommateurs québécois en permettant au transporteur de donner préférence à la charge locale.

Enfin, l'intervenant reconnaît qu'il s'agirait d'un écart par rapport au tarif pro forma de la FERC. Toutefois, il mentionne que l'intérêt public et le développement durable le justifient pleinement.¹⁴⁴²

11.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La preuve fait état du fait que le transporteur commercialise uniquement les excédents de capacité non requise pour la desserte de la charge locale. Cette dernière bénéficie donc d'une priorité de facto dans la planification du réseau de transport qui doit tenir compte des réservations fermées.

La Régie juge que l'approche du transporteur, de signer des contrats fermes de point à point à même les capacités du transport disponibles, est bénéfique à la charge locale en raison de l'effet à la baisse des coûts à récupérer auprès de cette dernière.

Quant à l'exploitation du réseau, la Régie est d'opinion que le transporteur doit offrir des services de transport fermes avec les droits et obligations correspondant à la qualité de ce type de service. La nature d'un service ferme requiert qu'il ne soit pas subordonné aux autres services.

La réglementation économique des activités de transport d'électricité, dans un secteur électrique nord-américain marqué entre autres par l'ouverture des marchés et l'accès libre et non discriminatoire au transit d'électricité, requiert, en vertu des règles de réciprocité, que la réduction des services de transport ferme se réalisent d'une manière comparable à celle dont bénéficie Hydro-Québec sur les marchés avoisinants. La Régie est d'avis que le libellé de l'article 13.6 permet d'atteindre cet objectif.

¹⁴⁴¹ L'intervenant fait mention des articles 76 et 22 de la Loi et de la Loi sur Hydro-Québec, respectivement; Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001 (v.r.2), pages 116 et 117.

¹⁴⁴² Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001 (v.r.2), page 117.

La Régie est d'avis que si l'on devait exiger, en cas de réduction de service, une priorité absolue à la charge locale, ce serait incompatible avec le fait d'offrir des contrats fermes à des prix reflétant un service de nature ferme. Accepter la proposition de certains intervenants d'accorder une priorité absolue à la charge locale reviendrait à définir un nouveau type de service de transport de point à point de qualité moindre. Le coût d'un tel service devrait vraisemblablement être moindre. Aller dans cette direction serait, selon la Régie, au désavantage de la charge locale qui pourrait avoir à payer un prix plus élevé pour son service de transport. De plus, ne pas réduire les transactions de manière proportionnelle entraînerait une valeur et par conséquent un coût additionnel pour le service de transport utilisé aux fins de la desserte de la charge locale.

Par conséquent, la Régie juge les libellés des articles 13.6 et 33.1 à 33.7 inclusivement des « *Tarifs et conditions* » acceptables et dans le respect des conventions déjà signées. Si plusieurs transactions doivent être réduites, la Régie reconnaît la pertinence qu'elles le soient, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, proportionnellement aux clients de la charge locale, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point.

11.4. PRODUCTION ILOTEE

11.4.1. POSITION DES PARTIES

Le 22 mai 2001, le **transporteur** a déposé une proposition de modification de l'appendice C des « *Tarifs et conditions* »^{1443,1444}, concernant les interconnexions où des groupes turbines-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin.

Dans un tel cas, la capacité affichée (TTC et ATC) peut être supérieure à la capacité de production locale transférable sur le réseau voisin, et la proposition est à l'effet d'exiger que tout transit doit faire l'objet d'une entente préalable avec l'opérateur des groupes.

Plus loin à la même référence¹⁴⁴⁵, Hydro-Québec précise que sa proposition établit les mêmes règles que celles déjà existantes sur le marché de l'Ontario et vise à reconnaître la réciprocité avec l'Ontario.

Dans son argumentation¹⁴⁴⁶, **OPG** s'inquiète d'une telle situation en indiquant qu'Hydro-Québec Production pourrait se retrouver dans une situation de conflit d'intérêts. En effet, il peut arriver que l'optimisation des revenus du Producteur ait préséance sur l'optimisation de la fonction transport.

11.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate la situation de fait. Comme cette situation semble être la pratique dans l'industrie et qu'il n'y a pas eu de véritable contestation de la position du transporteur, la Régie accepte la modification à l'appendice C des « *Tarifs et conditions* ».

En conséquence, la Régie accepte la modification proposée par Hydro-Québec à l'effet d'exiger qu'il y ait une entente préalable avec le producteur lorsque des groupes turbines-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin.

¹⁴⁴³ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 27.

¹⁴⁴⁴ HQT-11, document 2.1

¹⁴⁴⁵ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 179 et 180.

¹⁴⁴⁶ Argumentation de OPG, page 14

11.5. AUTRES CHANGEMENTS AUX TARIFS ET CONDITIONS

11.5.1. POSITION DES PARTIES

Trois ans après l'adoption du Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau (le Contrat), compte tenu des changements législatifs et réglementaires au Québec ainsi que de l'expérience acquise, le **transporteur** estime maintenant opportun d'apporter certaines modifications à son Contrat,¹⁴⁴⁷ afin de l'actualiser et d'en améliorer l'adaptation au contexte québécois.¹⁴⁴⁸

Le Contrat est modifié pour refléter la proposition d'Hydro-Québec de revoir la grille tarifaire en fonction de l'évolution du coût du service de transport. Des modifications sont également nécessaires pour intégrer au Contrat, de la façon la plus harmonieuse possible, les particularités du contexte réglementaire québécois et du rôle de la Régie. Le Contrat est aussi modifié pour tenir compte des changements apportés à la Loi et à la *Loi sur Hydro-Québec*, entre autres, du fait de l'adoption, en juin 2000, de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* (projet de loi 116). Selon le transporteur, l'adoption de cette loi a notamment entraîné des effets sur la structuration des activités de production, de transport et de distribution d'électricité.¹⁴⁴⁹

Par ailleurs, le transporteur propose aussi d'autres modifications pour tenir compte des pratiques de l'industrie, ainsi que quelques améliorations visant à clarifier ou à corriger le texte, au besoin. Il propose finalement de ne pas reconduire la convention de service relative au service de transport en réseau intégré, pour la desserte de la charge locale d'Hydro-Québec.¹⁴⁵⁰

Certaines des modifications proposées par le transporteur sont abordées ci-après.

Articles 1.39 et 1.39.1

Le transporteur demande à la Régie d'adopter la définition de réseau de transport énoncée à l'article 2 de la Loi, en ajoutant une mention à l'effet que les «*ressources nécessaires au maintien de la fiabilité du service de transport*» font partie de l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité. Aussi, en complémentarité, le transporteur propose l'ajout de l'article 1.39.1 concernant la définition des «*ressources du transporteur*» afin de

¹⁴⁴⁷ HQT-11, document 2.

¹⁴⁴⁸ HQT-11, document 1, page 2.

¹⁴⁴⁹ HQT-11, document 1, page 3.

¹⁴⁵⁰ HQT-11, document 1, page 3.

préciser le sens de l'article 13.5 du Contrat. Les ressources du transporteur seraient définies comme étant « *installations du réseau de transport tel que défini à l'article 1.39* ». ¹⁴⁵¹

L'intervenant STOP/S.É., dans son argumentation, ¹⁴⁵² plaide que la Régie ne peut pas adopter la proposition du transporteur d'inclure au texte réglementaire une définition plus large du réseau de transport. Selon l'intervenant, en plus d'aller au-delà de ce que prévoit la Loi, la définition du réseau de transport proposée par le transporteur est tellement étendue qu'elle pourrait inclure les installations de production nécessaires au maintien de la fiabilité du service de transport dans le cadre de services complémentaires (ancillaires). La définition proposée pourrait aussi être interprétée de manière à inclure des équipements et des réserves situées hors de la zone de contrôle du transporteur, mais utiles à sa fiabilité dans le cadre d'ententes avec des réseaux voisins, membres du NPCC, en relation avec l'article 13.5 et l'Appendice C.

Toujours selon STOP/S.É., la définition du réseau de transport proposée par le transporteur supprime à tort la notion de « *possession, contrôle ou exploitation par le transporteur* » qui se trouvait au texte du Règlement 659. Il y a confusion entre le « réseau de transport » (qui doit être possédé, contrôlé ou exploité par le transporteur), et les « ressources du transporteur » (notion plus large, qui inclut également les installations que le transporteur ne possède pas, ni ne contrôle ou exploite, mais auxquelles il peut faire appel dans le cadre de services complémentaires). Pour ces motifs, l'intervenant suggère, dans son argumentation, de ne pas accepter les définitions proposées par le transporteur et de retenir, plus modestement, les suivantes :

1.39 Réseau de transport : Le réseau de transport au sens de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, et qui est possédé, contrôlé ou exploité par le transporteur.

1.39.1 Ressources du transporteur : Le réseau de transport ainsi que les autres ressources dont dispose le transporteur pour fournir des services complémentaires.

Article 6.1

L'article 6.1 du Contrat traite de la réciprocité pour l'accès au réseau de transport. Le transporteur propose de modifier cet article en changeant toute référence au transporteur par celle du producteur. ¹⁴⁵³ Questionné en audience par la Régie sur l'opportunité d'inclure une référence au distributeur, un témoin du transporteur a affirmé qu'effectivement la nouvelle référence au producteur devrait être accompagnée de celle du distributeur dans la

¹⁴⁵¹ HQT-11, document 2.1, page 1.

¹⁴⁵² Argumentation révisée STOP/SÉ, 21 septembre 2001, pages 102 à 104.

¹⁴⁵³ HQT-11, document 2, feuilles originales n° 13 et 14.

modification proposée,¹⁴⁵⁴ dans la mesure où le distributeur voudrait faire affaires sur les réseaux voisins. Il a cependant précisé que cela n'apparaissait pas dans la stratégie d'Hydro-Québec.¹⁴⁵⁵

Articles 7.2 et 17.3

Concernant l'article 7.2 du Contrat traitant du taux d'intérêt sur les soldes impayés, ainsi que l'article 17.3 du Contrat traitant du taux d'intérêt applicable sur le dépôt dans les procédures pour arrangement du service de transport ferme de point à point, le **transporteur** propose, en réponse à la deuxième demande de renseignements de la Régie, que le taux d'intérêt sur les sommes impayées (y compris les sommes placées en fidéicommiss) soit de deux points de pourcentage supérieur au taux préférentiel commercial annuel alors en vigueur et annoncé de temps à autre par la Banque de Montréal, à son bureau principal à Montréal (Québec). L'intérêt sur les arriérés serait calculé à partir de la date d'échéance jusqu'à la date du paiement de la facture. Quant aux paiements faits par la poste, les factures seraient réputées payées à la date de réception par le transporteur.^{1456,1457}

Selon le transporteur, dans le cadre d'une saine gestion financière, il doit percevoir de l'intérêt sur ses créances (article 7.2) à un taux supérieur (égal au taux d'intérêt préférentiel commercial annuel, plus 2 %) à celui qu'il paie sur ses dettes (article 17.3),¹⁴⁵⁸ (égal au taux d'intérêt préférentiel commercial annuel) soit les dépôts des clients accompagnant leurs demandes de service de transport ferme.

Pour sa part, l'intervenant **NEG** demande, en argumentation, de laisser les taux d'intérêt des articles 7.2 et 17.3 du Contrat à leur ancien niveau, soit le taux d'intérêt préférentiel commercial annuel, plus deux points de pourcentage (2 %). L'intervenante demande, d'une façon générale, à la Régie de s'assurer de la cohérence entre le Contrat et le *Pro Forma Tariff* de la FERC.

Elle demande également de maintenir en force chaque article¹⁴⁵⁹ et condition du Contrat, lesquels sont nécessaires à l'atteinte des objectifs de l'intervenante, visant une ouverture à la concurrence du marché de gros au Québec et qui visent un accès comparable au réseau du transporteur par rapport à celui dont bénéficie Hydro-Québec dans les réseaux américains,

¹⁴⁵⁴ NS, 23 mai 2001, volume 24, pages 324 à 326.

¹⁴⁵⁵ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 326.

¹⁴⁵⁶ HQT-11, document 2, feuille originale numéro 15.

¹⁴⁵⁷ HQT-13, document 1.1, page 62.

¹⁴⁵⁸ HQT-13, document 1.1, page 62.

¹⁴⁵⁹ Notamment les articles 2.1, 7.2, 7.3, 12.1, 12.5, 15.3, 17.3.

ainsi que n'importe quel autre article que la Régie juge nécessaire pour assurer le maintien des standards de l'industrie.¹⁴⁶⁰

Article 7.3

Le **transporteur** propose une modification à l'article 7.3 du Contrat, qui traite du défaut de paiement d'un client du réseau de transport, pour quelque raison autre qu'un différend sur la facturation. Dans le Contrat actuel, le client est réputé être en défaut, si le défaut de paiement n'est pas corrigé dans les 30 jours civils après la mise en demeure du transporteur. Ce dernier propose de ramener ce délai à 48 heures. Dans l'actuel Contrat, le transporteur peut intenter une procédure auprès de la Régie pour mettre fin au service, mais ne peut pas y mettre fin tant que la Régie n'a pas approuvé une telle demande. Le transporteur propose de rayer cette exigence. Selon lui, un recours additionnel à la Régie n'est ni nécessaire, ni opportun en cette matière, compte tenu que la Régie aura approuvé les « *Tarifs et conditions* » applicables. Enfin, en cas de différends sur la facturation, à défaut pour le client de satisfaire aux exigences spécifiques à cette matière prévues à l'article 7.3, et en vertu du Contrat actuel, donner avis au client de son intention de suspendre le service dans les 60 jours. Le transporteur propose également de ramener ce délai à 48 heures.¹⁴⁶¹

Questionné en deuxième demande de renseignements par la Régie, le transporteur est d'avis qu'un délai de 48 heures est adéquat, compte tenu de la mise en demeure prévue et, afin de minimiser les éventuelles mauvaises créances, qu'il n'est pas souhaitable de prévoir un recours devant la Régie, mais qu'il est, au contraire, important de pouvoir rapidement mettre fin au service de transport.¹⁴⁶²

Contre-interrogé par la Régie en audience, l'intervenante **NEG** a estimé qu'un délai de 10 jours ouvrables serait une alternative raisonnable, laissant ainsi suffisamment de temps pour tenter de rejoindre les documents et les parties dont elle aurait besoin.¹⁴⁶³ En argumentation, l'intervenante juge que le délai proposé de 48 heures pour l'interruption de service est draconien. NEG demande à la Régie, en plus de maintenir le délai de 30 jours pour l'interruption de service et 60 jours pour la suspension de service, de ne pas céder au transporteur l'exigence d'approbation de la Régie à ces interruptions et suspensions.¹⁴⁶⁴ En audience, NEG reconnaît qu'un délai de 10 jours pourrait être acceptable.

¹⁴⁶⁰ Argumentation NEG, 6 septembre 2001, page 26.

¹⁴⁶¹ HQT-11, document 2, feuille originale numéro 16.

¹⁴⁶² HQT-13, document 1.1, page 62.

¹⁴⁶³ NS, 14 juin 2001, volume 31, pages 83 et 84.

¹⁴⁶⁴ Argumentation NEG, 6 septembre 2001, pages 24 et 26.

Article 12

L'article 12 du Contrat traite de la procédure de règlement des différends pouvant survenir entre un client du service de transport et le transporteur. Les modifications que propose le **transporteur** sont à l'effet que tout différend survenant entre un client du service de transport et le transporteur concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de transport doit être traité conformément aux dispositions pertinentes des procédures d'examen des plaintes approuvées par la Régie. Par ailleurs, le transporteur stipule que tout différend ne relevant pas de la compétence exclusive de la Régie doit être soumis aux tribunaux compétents et que toute poursuite doit être intentée dans le district judiciaire de Montréal.

Les modifications proposées éliminent toutes références relatives aux procédures internes de règlement des différends, aux procédures externes d'arbitrage, aux décisions d'arbitrage, aux coûts, ainsi qu'aux droits en vertu de la Loi.¹⁴⁶⁵

L'intervenante **NEG** soumet à la Régie, en argumentation, que l'article 12.5 du Contrat doit demeurer en vigueur. L'intervenante, considérant selon elle les vices de gestion du processus de plaintes, soumet que l'article 12 est toujours en vigueur et que la Régie a la juridiction d'accueillir les plaintes des clients du service de transport.¹⁴⁶⁶

L'intervenant **STOP/S.É.** appuie, dans son argumentation, la proposition du transporteur, exprimée aux articles 12.1 et 12.2 du Contrat, de soumettre tout différend relatif aux tarifs et conditions de transport à l'adjudication des tribunaux publics, dont la Régie, plutôt qu'à l'arbitrage privé.¹⁴⁶⁷

Articles 13.4, 14.4 et 29.5

Concernant le sujet des conventions de service dans le Contrat, le **transporteur** propose des modifications aux articles 13.4 et 14.4, de façon à y remplacer la référence aux «règlements applicables de la Régie» par une référence aux «conditions fixées par elle», les articles se lisant comme suit :

« Le transporteur doit offrir une convention normalisée relative au service de transport ferme (dans le cas de l'article 13.4 ou non ferme dans le cas de l'article 14.4) de point à point (appendices A et B, respectivement) au client admissible lorsque celui-ci soumet une demande complète pour obtenir le service de transport ferme (dans le cas de l'article 13.4 ou non ferme dans le cas de l'article 14.4) de point à point. Les conventions de service signées renfermant

¹⁴⁶⁵ HQT-11, document 2, feuilles originales n° 19 à 21.

¹⁴⁶⁶ Argumentation NEG, 6 septembre 2001, page 12.

¹⁴⁶⁷ Argumentation révisée STOP/SÉ, 21 septembre 2001, page 121.

*l'information exigée aux termes des présentes doivent être déposées auprès de la Régie conformément aux conditions fixées par elle ».*¹⁴⁶⁸

Pour l'article 29.5, le transporteur propose une modification semblable, au motif qu'il n'existe pas de règlement relatif au dépôt des conventions.¹⁴⁶⁹

En réponse à la demande de renseignements numéro 29.1 de la Régie, de lui proposer un libellé de ces articles quant à ce que pourraient être les conditions qui devraient être fixées par elle, le transporteur a proposé ce qui suit, si la Régie souhaitait les inscrire aux « *Tarifs et conditions* » :

*« Le transporteur dépose, auprès de la Régie, les conventions de service renfermant l'information exigée aux termes des présentes, dans les trente jours de leur signature ».*¹⁴⁷⁰

Article 15.3

Le **transporteur** propose la suppression de l'article 15.3 du Contrat, qui traite du commencement du service en l'absence d'une convention de service signée. De l'avis du transporteur, cette suppression est justifiée par le fait qu'il ne peut survenir de différend comme celui décrit à l'article 15.3 des « *Tarifs et conditions* », étant donné que toutes les conditions applicables au service de transport sont contenues aux « *Tarifs et conditions* », lesquelles sont approuvées par la Régie et qu'elles ne sont pas négociables. Selon le transporteur, le client n'a d'autre choix que de les accepter telles quelles s'il veut recevoir un service de transport. Le début du service avant la signature d'une convention n'est donc ni nécessaire ni souhaitable.¹⁴⁷¹

Questionné en demande de renseignements par le **RNCREQ**, à propos du motif pour lequel l'article 15.3 du Contrat avait été introduit par la FERC dans son *Pro Forma Tariff* et pourquoi ce même motif ne s'appliquerait pas au Québec, le transporteur répond qu'il n'y a sur le territoire du Québec qu'un seul organisme réglementaire (la Régie) et qu'un seul transporteur assujéti aux dispositions de la Loi (Hydro-Québec). Le transporteur ajoute également que le client du service de transport possède son droit de recours en plainte devant la Régie en vertu du chapitre VII de la Loi.¹⁴⁷² Pour sa part, **NEG** affirme que l'élimination du droit de service en l'absence d'une convention de service signée est en conflit avec le *Pro Forma Tariff* et laisse les clients du service de transport à la merci du transporteur.¹⁴⁷³

¹⁴⁶⁸ HQT-11, document 2, feuille originale n° 23.

¹⁴⁶⁹ HQT-11, document 1, pages 9, 10 et 12.

¹⁴⁷⁰ HQT-13, document 1.1, pages 56.

¹⁴⁷¹ HQT-13, document 1.1, page 62.

¹⁴⁷² HQT-13, document 14, pages 137 et 138.

¹⁴⁷³ Argumentation NEG, 6 septembre 2001, page 24.

Article 23.1

L'article 23.1 du Contrat traite des procédures de cession ou de transfert de ses droits au service de transport par un client du service de transport à un autre client admissible. Les modifications que propose le **transporteur** sont à l'effet qu'une approbation additionnelle de la Régie, en cette matière, n'est pas nécessaire puisque les conditions énoncées font déjà l'objet d'une approbation de la Régie. Le transporteur est donc d'avis qu'il n'y a pas lieu de prévoir une procédure formelle pour la cession.¹⁴⁷⁴

Articles 26 et 34.5

Ces articles traitent de la récupération des coûts non recouvrables pour les services de transport de point à point et en réseau intégré, respectivement. La formulation actuelle de ces articles est la suivante :

« Le transporteur peut chercher à récupérer les coûts non recouvrables du client du service de transport, en vertu du Contrat du service de transport conformément aux termes, conditions et procédures déterminées par la Régie. Toutefois, le transporteur doit soumettre séparément à la Régie toute proposition spécifique relativement aux coûts non recouvrables ».

Le **transporteur** propose que ces articles soient libellés comme suit : *« Le transporteur peut récupérer ses coûts non recouvrables, du client du service de transport, conformément aux conditions déterminées par la Régie. Toutefois, le transporteur doit soumettre séparément à la Régie toute proposition spécifique relativement aux coûts non recouvrables ».*¹⁴⁷⁵ Le transporteur justifie ces modifications par souci de clarté du texte du Contrat.¹⁴⁷⁶

11.5.2. OPINION DE LA RÉGIE

Compte tenu de l'impact de plusieurs décisions rendues par la Régie dans la présente décision en ce qui concerne, notamment, les ajouts de capacités ou encore la création d'une section spécifique à la charge locale dans le Contrat refondu, la Régie ordonne au transporteur de procéder à une refonte du texte des *« Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec »* en tenant compte à la fois des décisions prises dans les autres sections de la présente décision, et de celles portant sur les diverses matières traitées dans les paragraphes qui suivent.

¹⁴⁷⁴ HQT-11, document 1, page 11; HQT-13, document 1.1, page 63.

¹⁴⁷⁵ HQT-11, document 2, feuilles originales numéro 54 et 74.

¹⁴⁷⁶ HQT-11, document 1, pages 11 et 13.

En premier lieu, la Régie accepte la proposition du transporteur de procéder au remplacement du titre «Contrat de transport» par le suivant : «*Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec*». De plus, toute référence au «Contrat» ou au «Contrat du service de transport» doit être remplacée par une référence, selon le cas, aux «*Tarifs et conditions du service de transport*» ou «aux présentes». Enfin, une définition devra être ajoutée intitulée : «*Tarifs et conditions du service de transport*».

En second lieu, la Régie approuve les amendements proposés par le transporteur aux articles suivants :

1.6, 1.9, 1.18.1, 1.2.3, 1.25, 1.35.1, 1.38, 1.41, 1.49, 3, 3.1 à 3.6, 5.1, 7.1, 8.1, 9, 13.3, 13.6, 13.7, 13.8, 14.3, 14.5, 14.6, 15.2, 15.6, 15.7, 17.1, 17.7, 18.1, 18.3, 19.2, 22.1, 22.2, 23.2, 23.3, 25, préambule de la partie III, 28.1, 28.2, 28.3, 28.5, 30.5, 35.2, annexes 1, 4, 5 et 6.

Elle approuve les modifications proposées par le transporteur aux articles suivants, sous les réserves indiquées :

- 5.2 (cependant, le retrait du mot «règlements» est refusé)
- 17.2 (cependant, l'amendement proposé au 1^{er} alinéa est refusé)
- 18.2 (cependant, l'amendement proposé au 1^{er} alinéa est refusé)

Elle approuve également, mais uniquement dans la mesure précisée ci-après, les amendements proposés par le transporteur aux articles suivants, et réfère au contenu de la présente décision quant aux autres modifications proposées à ces articles :

- 2.2 (les amendements relatifs aux mots «*électricité*», «*producteur*» et «*tarif*»)
- 4 (les amendements relatifs au titre «*Système de réservation de capacités de transport*» et aux mots «*de transit en temps réel*»)
- 8.2 (l'amendement relatif aux mots «*par le producteur*»)
- 13.5 (l'amendement relatif aux mots «*ressources situées dans la zone de contrôle du transporteur*»)
- 19.6 (l'amendement relatif aux mots «*ne modifiera*»)
- 21.1 (l'amendement relatif au retrait du mot «*nécessaires*»)
- 23.1 (l'amendement relatif au mot «*tarif*»)
- 27 (l'amendement relatif aux mots «*ressources situées dans la zone de contrôle du transporteur*»)
- 29.2 (les amendements proposés au 1^{er} alinéa; cependant, l'amendement à la phrase introductive du 2^{ième} alinéa est refusé)
- 34 (l'amendement relatif au mot «*complémentaires*»)
- Annexe 2 (les amendements relatifs au mot «*tarifs*» et au retrait de la phrase «*Actuellement, le transporteur n'impose pas de prix séparés pour ce service.*»)

- Annexe 3 (les amendements proposés au 1^{er} alinéa et l'amendement relatif au retrait de la phrase « *Actuellement, le transporteur n'impose pas de prix séparés pour ce service.* »)

Quant aux autres propositions du transporteur abordées dans la section 11.5.1 de la présente décision, la Régie en dispose comme suit.

En ce qui a trait à la proposition du transporteur relativement à l'article 1.39, la Régie est d'avis que rien ne justifie de définir le « réseau de transport » différemment de ce qui est prévu à la Loi. La Régie rejette en conséquence la modification à l'article 1.39, proposée par le transporteur, et lui ordonne d'y substituer la définition prévue à la Loi. Quant à l'article 1.39.1, la Régie permet au transporteur d'y apporter une modification lors du dépôt des ajustements requis par la présente décision, pour tenir compte des modifications apportées à l'article 1.39, s'il y a lieu.

En ce qui concerne l'article 6.1, la Régie accepte de remplacer le mot « transporteur » par les mots « producteur et distributeur », ainsi que le texte remplaçant la référence à l'Ordonnance 888.

Quant aux articles 7.2 et 17.3, la Régie considère que le motif de saine gestion financière invoqué pour justifier l'écart dans les taux d'intérêt applicables aux articles 7.2 et 17.3 n'est pas explicite de façon probante. La Régie n'est pas convaincue que le traitement différent proposé par le transporteur, selon qu'il s'agisse de l'intérêt sur ses créances ou de celui sur ses dettes, soit équitable pour ses clients. La Régie rejette, en conséquence, la proposition du transporteur.

En ce qui a trait à l'article 7.3, la Régie considère que la preuve du transporteur n'est pas suffisante pour justifier le changement des délais de 30 jours (interruption) et de 60 jours (suspension) par ceux de 48 heures. La Régie juge cependant raisonnable de remplacer chacun des délais existants de 30 et 60 jours par un délai de 10 jours. Par ailleurs, la Régie accepte la modification proposée par le transporteur d'éliminer l'exigence pour ce dernier d'intenter une procédure auprès de la Régie avant de mettre fin au service en cas de défaut de paiement, puisque le client peut se prévaloir de son droit de formuler une plainte à la Régie. Enfin, la Régie accepte la suppression, dans le texte, de la mention « conformément à la politique de la Régie ».

En ce qui a trait à l'article 12, la Régie est d'avis que le traitement des plaintes des clients est sous sa juridiction, en vertu des articles 31(1^{er} alinéa, paragraphe 4) et 86 à 101 de la Loi. La

Régie a d'ailleurs déjà émis la décision D-98-25¹⁴⁷⁷ fixant la procédure de traitement des plaintes du transporteur. En conséquence, elle ordonne le retrait proposé des articles 12.1 à 12.5 des « *Tarifs et conditions* » de transport. Quant au texte de remplacement proposé par le transporteur, la Régie est d'avis que l'article 12.1 doit être modifié en remplaçant la notion de « différends » par la notion de plainte, telle que prévue à l'article 31(1)(4) précité et en y ajoutant une référence à la Loi.

L'ajout de l'article 12.2 est accepté, mais, quant au choix du district, les tribunaux supérieurs ont leurs propres règles.

Quant aux articles 13.4, 14.4 et 29.5 traitant des conventions de service, la Régie rejette les modifications proposées dans la preuve écrite initiale du transporteur, mais accepte le libellé que ce dernier a formulé de la façon suivante :

« Le transporteur dépose, auprès de la Régie, les conventions de service renfermant l'information exigée aux termes des présentes, dans les trente jours de leur signature » en lieu et place de « des conditions fixées par elle [la Régie] ».

La Régie accepte la proposition du transporteur concernant l'article 15.3. La Régie est d'avis que les motifs fournis par le transporteur à l'appui de la proposition du transporteur sont suffisants. La Régie demande au transporteur de procéder à l'ajustement en conséquence des articles qui sont en lien avec l'article 15.3, notamment les articles suivants : 1.8, 1.15, 16.1, 17.6, 19.3, 19.4, 29.1, 32.3 et 32.4.

La Régie demande au transporteur de soumettre une proposition de modification à la décision D-98-25 pour prévoir une possibilité de traitement d'urgence si une demande est refusée par le transporteur et pour modifier le titre de la décision de façon à y inclure l'idée que la procédure vise aussi le transporteur.

Quant à l'article 23.1 du Contrat, la Régie est d'avis qu'une approbation additionnelle de sa part relativement à la vente, la cession ou le transfert de ses droits au service de transport par un client du transporteur à un autre client admissible n'est pas requise pour les motifs énoncés par le transporteur. La Régie accepte donc l'amendement proposé par le transporteur à cet effet.

Finalement, la modification proposée par le transporteur aux articles 26 et 34.5 pour remplacer l'expression « chercher à » est rejetée par la Régie. Cette dernière n'est pas convaincue que cette modification proposée par le transporteur mène à une plus grande

¹⁴⁷⁷ Décision D-98-25, 13 mai 1998, Décision sur l'approbation des procédures d'examen des plaintes établies par les distributeurs d'électricité et de gaz naturel.

clarté du texte de ces articles. La Régie accepte cependant les autres modifications à ces articles.

Quant aux modifications proposées par le transporteur qui ne sont pas spécifiquement traitées dans la présente section, la Régie réfère le transporteur au contenu des autres sections afin qu'il apporte les changements nécessaires en découlant, le cas échéant.

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de déposer, dans les 60 jours de la présente décision, une proposition de texte refondu des « *Tarifs et conditions* » du service de transport incorporant l'ensemble des décisions rendues par la Régie dans la présente décision.

Chaque article du texte adopté en vertu du Règlement 659 qui sera ainsi modifié devra faire l'objet d'une annotation en annexe au texte refondu indiquant les références précises au texte de la présente décision en exécution desquelles les modifications auront été apportées.

À la suite du dépôt de ce texte refondu, les intervenants au dossier pourront, dans les 30 jours, présenter leurs commentaires quant à la conformité du texte refondu. Le transporteur devra, dans un délai de 30 jours, produire sa réponse, le cas échéant, à ces commentaires. La Régie rendra, par la suite, sa décision sur le texte proposé.

12. AUTRES SUJETS DE DECISION

12.1. FERMETURE REGLEMENTAIRE

Dans sa décision D-2000-102, la Régie mentionne que l'opportunité de décider si une fermeture réglementaire des livres est nécessaire fait partie de l'exercice de ses pouvoirs en matière de tarification et en fait une question à débattre.¹⁴⁷⁸ Cette position a été réitérée par la D-2000-222 de la façon suivante :

*« La Régie a annoncé, dans sa décision D-2000-102³⁰, que la question de l'opportunité de la fermeture réglementaire des livres du transporteur était à l'ordre du jour des questions à débattre. Elle n'a pas changé d'opinion depuis. »*¹⁴⁷⁹

12.1.1. POSITION DES PARTIES

Selon le **transporteur**, il serait non seulement inopportun, mais de plus, et surtout, *ultra vires* des pouvoirs de la Régie qu'elle instaure un mécanisme réglementaire, telle la fermeture des livres, pour modifier, directement ou indirectement, de façon rétroactive, des tarifs qui ont été valablement autorisés de façon définitive.¹⁴⁸⁰

Le transporteur soumet qu'il est inopportun de décider de la nécessité d'une fermeture réglementaire de ses livres dans les circonstances du présent dossier où, par exemple, aucune forme de mécanisme incitatif n'est proposée.¹⁴⁸¹ Il reconnaît, par ailleurs, qu'un mécanisme de réglementation incitative peut exiger une reddition de compte quelconque qui s'apparente à une fermeture réglementaire, mais allègue que, pour l'instant, cela n'est aucunement requis.¹⁴⁸²

Selon le transporteur, il est de la nature de l'année témoin projetée que la grande majorité des données à la base des tarifs soient établies à partir de projections. Il incombe au demandeur de soumettre un dossier prévisionnel le plus complet et réaliste possible afin que la Régie approuve des tarifs qui lui permettront de respecter ses obligations.¹⁴⁸³

¹⁴⁷⁸ Décision D-2000-102, 6 février 2000, page 19.

¹⁴⁷⁹ Décision D-2000-222, 19 décembre 2000, page 18.

¹⁴⁸⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 191.

¹⁴⁸¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 186. (les motifs, pour lesquels il n'y a pas de proposition d'instaurer un mécanisme de réglementation incitative dans ce dossier, sont exposés aux pages 188 et 122 à 124 de l'argumentation).

¹⁴⁸² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 188.

¹⁴⁸³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 186 et 187.

À l'audience, le transporteur a précisé que « *la réglementation basée sur l'année témoin projetée est associée à l'acceptation que tout déficit ou tout surplus est absorbé par l'actionnaire, ça fait partie des risques, si on veut, de la formule et c'est très standard [...]* », et qu'il a effectivement assumé un déficit du côté de ses revenus depuis 1998.¹⁴⁸⁴

De plus, le transporteur est préoccupé de l'iniquité qui résulte d'un mécanisme réglementaire asymétrique qui vise uniquement à rembourser un trop-perçu sans compenser un manque à gagner.¹⁴⁸⁵

Le transporteur soumet, par ailleurs, des arguments juridiques à l'encontre de ce qu'il qualifie de « tarification rétroactive ». ¹⁴⁸⁶ Le transporteur mentionne que sa demande pour que les tarifs de transport d'électricité soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2001 a été l'occasion d'un débat sur la fermeture réglementaire puisque la question de l'effet rétroactif des décisions tarifaires est intimement liée au traitement réglementaire d'un trop-perçu ou d'un manque à gagner.¹⁴⁸⁷ Il réitère les arguments qu'il avait fait valoir dans sa plaidoirie écrite du 10 novembre 2000 et dans sa réplique écrite du 28 novembre 2000 quant à l'absence de pouvoir pour la Régie de traiter d'un trop-perçu ou d'un manque à gagner résultant de l'application d'un tarif approuvé de façon définitive et finale.¹⁴⁸⁸

Le transporteur soumet que le principe établi en tarification est à l'effet que des tarifs ne peuvent pas être fixés rétroactivement, c'est-à-dire servir à récupérer un manque à gagner dans le passé ou à rembourser un trop-perçu, et que, en l'absence d'une disposition législative expresse lui permettant d'y déroger, la Régie est liée par ce principe de réglementation économique reconnu par la jurisprudence canadienne.¹⁴⁸⁹

Il allègue que le système de réglementation des tarifs de transport d'électricité par la Régie est un système positif d'approbation, de nature exclusivement prospective, qui ne permet pas de rendre des Ordonnances applicables à des périodes antérieures à la décision finale, et il réfère, à cet égard, à l'arrêt rendu par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Bell Canada c. Canada (CRTC)*.¹⁴⁹⁰

¹⁴⁸⁴ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 215.

¹⁴⁸⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 188.

¹⁴⁸⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 187.

¹⁴⁸⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 189.

¹⁴⁸⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 189.

¹⁴⁸⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 189.

¹⁴⁹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 189 et 190, citant *Bell Canada c. Canada (CRTC)*, [1989], 1 R.C.S. 1722.

Il réitère que la Régie a l'obligation de rendre une décision finale sur sa demande tarifaire et de fixer de façon définitive des tarifs justes et raisonnables pour le service de transport d'électricité.¹⁴⁹¹ À cet égard, le transporteur conteste comme étant irrecevable, parce que contraire aux obligations légales de la Régie, la proposition antérieurement soumise par la Coalition industrielle à l'effet que la Régie pourrait préciser que les tarifs approuvés à l'issue du présent dossier sont provisoires et sujets à ajustement (rétroactif ou prospectif) lors d'un examen des livres en fin d'exercice.¹⁴⁹²

Selon le transporteur, la Régie aura toujours, comme mécanisme pour contrôler *a posteriori* le caractère juste et raisonnable des tarifs qu'elle a approuvés de façon définitive, les dispositions de l'article 48 de la Loi qui lui permettent, de sa propre initiative, de modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée et de demander au transporteur d'électricité de lui soumettre une proposition de modification.¹⁴⁹³

Le transporteur plaide que, en l'absence d'une disposition expresse, tel que l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*¹⁴⁹⁴, qui accordait expressément à l'organisme de régulation économique, par un mécanisme de remboursement de trop-perçu, le pouvoir de modifier rétroactivement des tarifs fixés de façon définitive, l'application des principes réglementaires énoncés par la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Bell Canada* précité ne permet pas l'ajustement rétroactif de tarifs établis par décision finale.¹⁴⁹⁵

À cet égard, il mentionne que l'article 36 avait été introduit au moment où la Cour suprême du Canada avait été saisie du pourvoi du CRTC à l'encontre d'une décision de la Cour fédérale du Canada (qui donna lieu éventuellement au jugement précité).¹⁴⁹⁶ Il allègue que la Loi ne contient plus ce pouvoir exceptionnel permettant le remboursement d'un trop-perçu et que la Régie excéderait ses pouvoirs si elle instaurait un traitement réglementaire de trop-perçu ou de manque à gagner qui soit contraire à son autorité légale ainsi qu'à la jurisprudence en la matière.¹⁴⁹⁷

Le transporteur précise qu'il insistera toujours pour que les principes élémentaires de réglementation économique clairement établis par la Cour suprême du Canada, tels qu'appliqués d'ailleurs par l'ensemble des organismes de régulation économique au Canada comme il a été démontré dans sa plaidoirie écrite du 10 novembre 2000 sur les tarifs

¹⁴⁹¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 190.

¹⁴⁹² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 184.

¹⁴⁹³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 184.

¹⁴⁹⁴ L.R.Q., c. R-8.02, abrogé.

¹⁴⁹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 190.

¹⁴⁹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 190.

¹⁴⁹⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 191.

provisaires, lui soient appliqués, dans le respect de la législation habilitante, pour fins de l'établissement de ses tarifs de transport d'électricité.¹⁴⁹⁸

Pour sa part, à la suite des échanges qui ont eu lieu lors des audiences, **ARC-FACEF-CERQ** juge nécessaire une fermeture pour valider la justesse et la raisonnable des tarifs.¹⁴⁹⁹

Le **transporteur** réplique qu'ARC-FACEF-CERQ n'a déposé aucune preuve, étude, argumentation ou expertise sur cette procédure réglementaire exceptionnelle et sur son fondement juridique dans le contexte réglementaire actuel.

Pour l'**ACEF de Québec**, la fermeture est une nécessité considérant les risques de sous-évaluation des revenus et de surévaluation des coûts amenés par l'utilisation de l'année témoin projetée dans le but de protéger la charge locale. L'ACEF de Québec considère que puisque Hydro-Québec a un avantage en termes de connaissance de l'offre et de la demande et d'expertise prévisionnelle, un traitement asymétrique, avec retour des surplus à la clientèle, est justifié et légitime.¹⁵⁰⁰ Il faudrait rapidement y adjoindre le développement d'outils d'évaluation de la performance de TransÉnergie.¹⁵⁰¹

Selon la **Coalition industrielle**, il est nécessaire qu'il y ait une fermeture.¹⁵⁰² Le recours à la fermeture réglementaire des livres est d'autant plus important à l'égard de TransÉnergie puisqu'il s'agit de la toute première cause tarifaire impliquant le transporteur. L'absence d'historique réglementaire, d'une part, et la non-disponibilité d'une base de comparaison fiable, d'autre part, font en sorte qu'il est présentement fort difficile de juger de la raisonnable des projections présentées par TransÉnergie. Dans un tel contexte, la fermeture réglementaire des livres constitue sans doute le mécanisme le plus fiable à la disposition de la Régie aux fins de contrôler *a posteriori* le caractère juste et raisonnable des tarifs proposés par TransÉnergie dans le cadre du présent dossier.¹⁵⁰³

Pour le **transporteur**, cette justification pratique ne saurait couvrir la non-conformité du mécanisme avec le système d'approbation des tarifs positifs et donc de nature « prospective » de la Régie. De plus, le transporteur se questionne à savoir si cette justification devrait ouvrir la porte à la récupération de tout manque à gagner qu'il pourrait subir, de façon à ce que soit symétrique la non-conformité du mécanisme avec les principes

¹⁴⁹⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 191.

¹⁴⁹⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, pages 15 et 16.

¹⁵⁰⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 38.

¹⁵⁰¹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 42.

¹⁵⁰² Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 16.

¹⁵⁰³ Correspondance de la Coalition industrielle, 20 novembre 2000, pages 9 à 12.

reconnus par la Cour suprême. Il apparaît évident à Hydro-Québec que la Coalition industrielle fait référence à la pratique selon l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel* qui n'existe plus.¹⁵⁰⁴

Selon la **Coalition industrielle**, rien n'empêche la Régie d'ordonner que les tarifs à être approuvés dans le cadre du présent dossier soient sujets à réexamen lors de la fermeture réglementaire. Il existe de nombreux précédents de décisions de la Régie à l'effet d'ordonner le remboursement de trop-perçus sous la forme d'un ajustement prospectif des tarifs de l'année subséquente.¹⁵⁰⁵

La Coalition industrielle note que le pouvoir de la Régie d'émettre une ordonnance de remboursement des trop-perçus de rendement en fin d'exercice fait partie inhérente de ses pouvoirs généraux quant au contrôle du rendement juste et raisonnable auquel devraient avoir droit les monopoles sous sa juridiction, et qu'en l'absence d'une disposition expresse de la Loi à l'effet contraire, on doit tenir pour acquis que la Régie dispose de tous les pouvoirs nécessaires pour s'assurer du caractère juste et raisonnable des tarifs facturés en cours d'exercice. La pratique courante suivie par la Régie est d'ordonner un remboursement prospectif prenant effet à compter de la date de la décision, sur la base des volumes de l'année en cours. La Cour suprême, dans son arrêt *Bell Canada c. Canada (CRTC)*, a confirmé la légalité du crédit forfaitaire appliqué de façon prospective.

Toutefois, le **transporteur** réplique que la Coalition industrielle interprète mal cette décision lorsqu'elle croit que le remboursement sous forme de crédit forfaitaire de Bell Canada reconnu valide par la Cour se rapproche fortement du concept de remboursement de trop-perçus que nous avons connu ici au Québec. Ce remboursement a été reconnu valide car il couvrirait une période pendant laquelle les tarifs avaient été fixés provisoirement alors que les remboursements de trop-perçus au Québec avaient lieu en fin d'année où les tarifs avaient été fixés définitivement comme le permettait expressément l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*.¹⁵⁰⁶

La **Coalition industrielle** réitère son opinion à l'effet que le jugement précité de la Cour suprême du Canada consacre essentiellement le principe que les tribunaux administratifs ont le pouvoir, et non pas le devoir, de rendre des ordonnances provisoires et que, lorsqu'ils exercent ce pouvoir, ils ont le pouvoir d'ordonner les redressements qui s'imposent dans le cadre de leurs décisions définitives.¹⁵⁰⁷

¹⁵⁰⁴ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, pages 33 à 34.

¹⁵⁰⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 27.

¹⁵⁰⁶ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 33.

¹⁵⁰⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 24.

La Coalition industrielle allègue que l'argumentation du transporteur fait fi des commentaires énoncés par la Régie dans sa décision D-99-120¹⁵⁰⁸ à l'effet, notamment, que « *pour des fins de contrôle et de suivi, la Régie dispose [...] de tous les outils réglementaires nécessaires, contrairement à ce qu'Hydro-Québec affirme, tel que la fermeture réglementaire des livres, afin de s'assurer du caractère juste et raisonnable des tarifs en vigueur* ». La Coalition industrielle soumet respectueusement que, compte tenu de ces commentaires de la Régie concernant un principe directement applicable au présent dossier, il y a maintenant chose jugée sur la question et que le transporteur ne peut pas, dans son argumentation finale, demander le renversement de cette ordonnance de principe à moins de procéder par voie de demande en révision pour l'un des motifs énoncés à l'article 37 de la Loi.¹⁵⁰⁹

Selon le **transporteur**, la Coalition industrielle devrait savoir qu'un organisme réglementaire comme la Régie ne s'estime jamais lié par ses décisions antérieures et que chaque banc de régisseurs rend sa décision sur la base de la preuve qui est devant lui sans être tenu à la règle du *stare decisis*.¹⁵¹⁰

Par ailleurs, la **Coalition industrielle** soumet que la position du transporteur est contredite par sa propre affirmation à l'effet qu'il reconnaît qu'un mécanisme de réglementation incitative peut exiger une reddition de compte qui s'apparente à une fermeture réglementaire. Elle considère qu'il est illogique pour le transporteur de prétendre qu'un mécanisme qu'il considère illégal dans le cadre d'une réglementation traditionnelle deviendrait soudainement parfaitement légal au seul motif qu'il fait partie intégrante d'un mécanisme de réglementation incitative. Elle ajoute que la Loi ne propose aucune telle distinction.¹⁵¹¹

Pour sa part, **STOP/S.É.** soutient qu'un mécanisme de réajustement *a posteriori* des tarifs serait nécessaire si on ne réajustait pas les données prévisionnelles en cours d'audience. Il faudrait spécifier dans la décision que les tarifs ne sont pas finaux, mais sujets à un processus de fermeture. Ce pourrait être un compte reporté symétrique ou un ajustement rétroactif.¹⁵¹² Ce mécanisme éviterait de pénaliser le transporteur pour ses coûts environnementaux imprévus.

OC pense que la fermeture est un outil de grande valeur et est nécessaire pour faire le suivi des revenus et des coûts, et pour ordonner le partage des trop-perçus. Puisque la Régie a déjà

¹⁵⁰⁸ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, pages 13 et 14.

¹⁵⁰⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 25.

¹⁵¹⁰ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 33.

¹⁵¹¹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 28.

¹⁵¹² Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 89.

décidé, dans la décision D-99-120, qu'il lui était possible de procéder, il n'y a pas lieu de revenir sur la légalité de cet outil.¹⁵¹³

Le RNCREQ suggère d'imposer une forme de fermeture réglementaire des livres et un suivi pour les années à venir afin de pouvoir éventuellement décider de mesures incitatives pertinentes si la Régie accepte de fixer la facture du distributeur à 2 385 M\$.¹⁵¹⁴

Le RNCREQ mentionne que la disparition de l'article 36 de la *Loi sur la Régie du Gaz naturel* ne change absolument rien au pouvoir de la Régie en cette matière. Le taux de rendement est déterminé par la Régie. Or, si un trop-perçu ou un manque à gagner était retourné à l'actionnaire comme le suggère Hydro-Québec, ceci aurait pour effet de modifier indirectement le taux de rendement et donc de contrevenir à une décision de la Régie et à la Loi.¹⁵¹⁵

12.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

FERMETURE REGLEMENTAIRE

Tel que le rappelait la Régie dans sa décision D-2000-222, « *Hydro-Québec soutient depuis le début de cette cause que la Régie n'a pas le pouvoir d'imposer une fermeture réglementaire depuis l'adoption de la Loi qui ne reproduit pas l'article 36 de l'ancienne Loi de la Régie du gaz naturel* ». ¹⁵¹⁶ La Régie a indiqué son désaccord avec la position d'Hydro-Québec à ce sujet dès le 16 juillet 1999 par sa décision D-99-120¹⁵¹⁷, et ce, dans les termes suivants qu'elle a repris dans sa décision D-2000-102 :

*« La Régie estime que l'utilisation de l'année témoin projetée soulève, de façon plus marquée que l'utilisation d'un autre type d'année témoin, la question de la justesse des données à l'origine des tarifs puisque des projections sont à la base de ce type d'analyse. Pour des fins de contrôle et de suivi, la Régie dispose cependant de tous les outils réglementaires nécessaires, contrairement à ce qu'Hydro-Québec affirme, tels que la fermeture réglementaire des livres, afin de s'assurer du caractère juste et raisonnable des tarifs en vigueur. »*¹⁵¹⁸ (nos soulignés)

¹⁵¹³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 51.

¹⁵¹⁴ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, page 25.

¹⁵¹⁵ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, page 24.

¹⁵¹⁶ Décision D-2000-222, 19 décembre 2000, page 18.

¹⁵¹⁷ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 13.

¹⁵¹⁸ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 19.

La Régie a toutefois précisé que la question de l'opportunité d'imposer une fermeture réglementaire des livres était une question à débattre lors du présent dossier tarifaire, tel qu'il ressort des décisions D-99-120, D-2000-102 et D-2000-222¹⁵¹⁹. La Régie entend disposer ci-après à la fois de la question de son pouvoir et de celle de l'opportunité d'imposer une fermeture réglementaire dans le présent dossier.

Pouvoir de la Régie d'imposer une fermeture réglementaire

Au préalable, la Régie précise qu'elle a pris connaissance de chacun des arguments soumis par le transporteur et les intervenants. Elle considère suffisant d'en disposer de façon globale, sans traiter de chacun d'eux en particulier, pour les motifs énoncés ci-après.

De l'avis de la Régie, la fermeture réglementaire est un pouvoir complémentaire et accessoire à l'exercice de son mandat de fixer ou modifier des tarifs et des conditions de transport de l'électricité (article 48 de la Loi), de son devoir de s'assurer que ces tarifs et autres conditions sont justes et raisonnables (article 49, alinéa 1, paragraphe 7, de la Loi), et enfin, de sa responsabilité de surveiller les opérations du transporteur afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif (article 31, alinéa 1, paragraphe 2.1, de la Loi).

À cet égard, il convient de préciser, comme le démontre très bien le passé réglementaire du gaz au Québec, que la fermeture réglementaire des livres ne vise pas en soi à modifier des tarifs en vigueur et ne constitue pas en soi de la tarification rétroactive. Il s'agit plutôt d'un outil de surveillance et de suivi permettant de vérifier les données réelles par comparaison à celles, fondées sur des projections, qui ont servi à l'établissement des tarifs. La fermeture réglementaire des livres constitue donc, lorsqu'elle est imposée dans l'encadrement réglementaire ou dans une décision de nature tarifaire, une condition accessoire aux tarifs établis par cette décision.

La fermeture peut également être associée à la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs tels que ceux visés à l'article 49, alinéa 1, paragraphe 4, de la Loi. À cet égard, la Régie note que le transporteur reconnaît qu'un mécanisme de réglementation incitative «*peut exiger une reddition de compte quelconque qui s'apparente à une fermeture réglementaire*». ¹⁵²⁰ Il apparaît donc étonnant que le transporteur demande à la Régie de reconnaître l'opportunité d'instaurer un mécanisme de rendement incitatif ¹⁵²¹ qui puisse exiger une reddition de compte s'apparentant à une fermeture réglementaire tout en soumettant que la Régie n'a pas le pouvoir d'imposer une telle fermeture.

¹⁵¹⁹ Décision D99-120, 16 juillet 1999, pages 13 et 14; décision D2000-102, 2 juin 2000, page 19; décision D-2000-222, page 18.

¹⁵²⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 188.

¹⁵²¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 122.

En conséquence, la Régie rejette les conclusions, fondées sur la nature et les effets d'une fermeture réglementaire, que le transporteur l'invite à tirer quant à l'absence alléguée de pouvoir de la Régie d'en imposer une.

Par ailleurs, la Régie n'est pas d'accord avec la prétention du transporteur à l'effet qu'elle ne puisse, le cas échéant, instaurer un traitement réglementaire d'un trop-perçu ou d'un manque à gagner en l'absence d'une disposition habilitante expresse à cet effet, dans sa loi constitutive, et similaire à celle de l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*.¹⁵²² Elle ne partage pas non plus les conclusions que tire le transporteur de l'abrogation dudit article 36.¹⁵²³

Le transporteur soumet dans son argumentation¹⁵²⁴ et dans sa réplique du 28 novembre 2000, aux pages 5 et 6, que c'est en raison d'une décision de la Cour d'appel fédérale du Canada rendue en 1988 (par laquelle elle avait annulé une décision du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes ordonnant un remboursement par Bell Canada à ses abonnés des revenus qu'elle avait perçus en trop) que ledit article 36 aurait été introduit dans la *Loi sur la Régie du gaz naturel*.

De l'avis de la Régie, l'argument du transporteur peut être résumé comme suit : l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel* avait pour objet de conférer à la Régie un pouvoir qu'elle n'avait pas auparavant, et l'abrogation dudit article a eu pour effet de lui retirer ce pouvoir. Il s'agit en fait, d'une application du principe d'interprétation législative dit de « l'effet utile » dont traite M^e Pierre-André Côté en ces termes :

*« Ce [...] principe pourrait justifier qu'on présume qu'une loi nouvelle ou une modification à une loi existante apporte un changement dans le droit et n'a donc pas simplement un effet déclaratoire »*¹⁵²⁵

Or, selon M^e Côté :

« Ce principe de l'effet utile, appliqué soit à une loi nouvelle soit à une modification législative, a une valeur persuasive assez limitée [...] »

[...]

La présomption de l'effet utile est d'ailleurs combattue par une autre présomption selon laquelle le législateur ne veut pas apporter plus de changement dans le droit que ce qui est exprimé clairement. Cette seconde présomption est diamétralement opposée à la première,

¹⁵²² LRQ, c. R-8.02. (abrogée en vertu de l'article 129 de la Loi sur la Régie de l'énergie en date du 2 juin 1997, selon le décret 714-97 du 28 mai 1997 (G.O.Q., partie 2, numéro 23, 11 juin 1997, page 3329)).

¹⁵²³ Pages 190 et 191 de l'argumentation et pages 5 et 6 de la réplique d'Hydro-Québec datée du 28 novembre 2000 à laquelle réfère la page 189 de l'argumentation.

¹⁵²⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 190 et 191.

¹⁵²⁵ Pierre-André CÔTÉ, *Interprétation des lois*, 3^e Édition, 1999, Éditions Thémis, page 655.

puisqu'elle incite l'interprète à préférer l'interprétation qui ne modifie pas le droit à celle qui y apporte un changement. »¹⁵²⁶

M^e Côté précise qu'une loi peut être à caractère déclaratoire, non seulement expressément, mais même implicitement.¹⁵²⁷ Se référant à l'auteur Paul Roubier, il décrit ainsi ce qu'est une « loi implicitement déclaratoire » :

« [...] elle "intervient sur un point où la règle de droit est incertaine ou controversée" et elle "consacre une solution qui pourrait être adoptée par la seule jurisprudence". »¹⁵²⁸ (nos soulignés)

Or, il est important de noter que dans l'affaire *Bell Canada* précitée, le jugement de la Cour d'appel fédérale a été renversé par la Cour suprême du Canada, notamment sur la question du traitement de sommes perçues en trop. Le motif qui aurait, selon le transporteur, justifié l'introduction de l'article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel* est donc devenu non pertinent et ne peut servir, selon la Régie, d'assise à la position du transporteur.

La Régie est d'avis que l'introduction de l'article 36 à la *Loi sur la Régie du gaz naturel* avait un effet essentiellement et implicitement déclaratoire de nature à confirmer le droit alors existant au moment de son adoption et que l'abrogation subséquente de cet article (en même temps que l'ensemble de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*) ne visait pas à modifier le droit existant confirmé par ledit article 36.

Au moment de l'adoption dudit article 36, la *Régie de l'électricité et du gaz* (comme elle était alors identifiée) avait en effet instauré depuis déjà quelques années un encadrement réglementaire relativement à la distribution du gaz naturel, incluant l'adoption de la période témoin projetée après plusieurs années de période témoin historique. De même, elle avait approuvé la procédure de fermeture réglementaire des livres et la procédure relative à la disposition des trop-perçus, tel qu'il appert, entre autres, de la décision D-98-23 de la Régie et des décisions de la *Régie de l'électricité et du gaz* auxquelles celle-ci réfère.¹⁵²⁹

Par ailleurs, dans le jugement précité de la Cour suprême du Canada, le juge Gonthier énonçait que les pouvoirs d'un tribunal administratif peuvent découler implicitement du texte de la loi, de son économie et de son objet, même si cela n'est pas expressément énoncé dans la loi habilitante, tel qu'il appert de l'extrait suivant du jugement :

¹⁵²⁶ Pierre-André CÔTÉ, *Interprétation des lois*, 3^e Édition, 1999, Éditions Thémis, pages 655 et 656.

¹⁵²⁷ Pierre-André CÔTÉ, *Interprétation des lois*, 3^e Édition, 1999, Éditions Thémis, pages 651 et 652.

¹⁵²⁸ Pierre-André CÔTÉ, *Interprétation des lois*, 3^e Édition, 1999, Éditions Thémis, page 653; voir également les pages 659 et 660.

¹⁵²⁹ Décision D-98-23, 23 avril 1998, page 5.

« L'intimée soutient que le pouvoir de réexaminer la période pendant laquelle les taux provisoires étaient en vigueur ne saurait exister dans le régime juridique établi par la Loi sur les chemins de fer et la Loi sur les transport nationaux parce que ces lois ne confèrent pas explicitement ce pouvoir, contrairement à l'art. 64 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, L.R.C. (1985) chap. N-7. Les pouvoirs d'un tribunal administratif doivent évidemment être énoncés dans sa loi habilitante, mais ils peuvent également découler implicitement du texte de la loi, de son économie et de son objet. »¹⁵³⁰ (nos soulignés)

La référence que fait le juge Gonthier à l'arrêt *Northwestern Utilities Ltd. c. City of Edmonton*¹⁵³¹ apporte également un éclairage utile quant aux pouvoirs accessoires et implicites d'un tribunal administratif dans l'exercice de sa compétence.¹⁵³²

Dans ce contexte, la Régie est d'avis qu'une analogie peut être faite dans le présent dossier en ce qui a trait aux pouvoirs de la Régie d'imposer une fermeture réglementaire des livres et les procédures accessoires de traitement réglementaire pouvant en découler. Ces pouvoirs peuvent être exercés comme accessoires à sa compétence générale tarifaire sans qu'une disposition législative ne le prévoit expressément, compte tenu du texte de la Loi, de son économie et de son objet, tel qu'il ressort entre autres, des articles 5, 31(1) (2.1), 32, 34, 35, 43, 44 et 48 à 54.

En conséquence, la Régie rejette également les conclusions, fondées sur l'absence d'une disposition législative expresse à cet effet, que le transporteur invite la Régie à tirer quant à l'absence alléguée de tels pouvoirs de la Régie.

L'opportunité d'imposer une fermeture réglementaire

La Régie croit qu'il est opportun de retenir le principe d'une fermeture réglementaire, mais considère qu'il n'y a pas lieu d'élaborer le mécanisme de fermeture dans la présente cause ni de le mettre en application étant donné que la décision D-2000-102 ne prévoyait qu'une discussion sur l'opportunité, et par le fait même, sur la légalité de la fermeture réglementaire.

Les prochaines décisions tarifaires pourront donc être sujettes à une fermeture réglementaire selon un mécanisme à être défini.

¹⁵³⁰ Bell Canada c. Canada (CRTC), [1989] 1 R.C.S., 1722, page 1756.

¹⁵³¹ Northwestern Utilities Ltd. c. City of Edmonton [1929] R.C.S. 186.

¹⁵³² Bell Canada c. Canada (CRTC), [1989] 1 R.C.S., 1722, pages 1748 et 1749.

12.2. COMPTES DE NIVELLEMENT

12.2.1. POSITION DES PARTIES

Selon le **transporteur**, les comptes de nivellement, tout comme les frais reportés et les comptes provisionnels, sont des mécanismes réglementaires communs qui permettent d'atténuer certains types de risques et de les répartir différemment entre l'actionnaire et les consommateurs.¹⁵³³

Les comptes de nivellement sont principalement des comptes pour la température pour pallier les grandes disparités de revenus causées par des différences importantes de température d'une année à l'autre; ces comptes devraient être étudiés lors d'une cause de distribution. Il y a aussi des comptes pour les charges financières, pour aplanir les soubresauts des taux d'intérêt et du taux de change du dollar canadien. La discussion sur ces comptes est prématurée tant que la méthode d'évaluation du coût de la dette du transporteur n'est pas établie.¹⁵³⁴

Il est important de débattre lors d'un même forum de l'opportunité et du traitement tarifaire des comptes de nivellement, c'est-à-dire leur inclusion ou non dans la base de tarification.¹⁵³⁵

Selon le transporteur, toute discussion précise relative à l'application de ces comptes est donc prématurée. Il faut d'abord établir clairement les modalités du cadre réglementaire applicable au transporteur et acquérir une meilleure connaissance des risques spécifiques auxquels celui-ci est exposé.¹⁵³⁶

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître l'opportunité de créer éventuellement des comptes de nivellement¹⁵³⁷, mais il ne prévoit pas demander la création de comptes de nivellement dans un avenir prévisible¹⁵³⁸.

¹⁵³³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 124.

¹⁵³⁴ HQT-1, document 1, pages 14 et 15.

¹⁵³⁵ HQT-1, document 1, pages 14 et 15.

¹⁵³⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 124.

¹⁵³⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 124.

¹⁵³⁸ HQT-1, document 1, pages 14 et 15.

12.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

L'opportunité de la création de comptes de nivellement faisait partie des questions à débattre telles que fixées dans la décision D-2000-102.¹⁵³⁹ Toutefois, la Régie constate qu'aucun intervenant n'a présenté de preuve sur ce sujet.

Étant donné que la preuve au dossier et les argumentations soumises ne sont pas suffisantes pour permettre à la Régie de tirer des conclusions appropriées, la Régie considère prématurée la demande du transporteur à l'effet qu'elle se prononce immédiatement quant à l'opportunité de créer éventuellement des comptes de nivellement.

¹⁵³⁹ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 45.

12.3. L'OPPORTUNITE DE TRAITER D'UN MECANISME DE RENDEMENT INCITATIF

12.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** croit que la question de la réglementation incitative comporte des enjeux majeurs et dépasse de beaucoup l'aspect du « rendement incitatif ». Il parle plutôt de mécanismes incitatifs, qui ne font pas nécessairement référence au « rendement » de l'entreprise réglementée.¹⁵⁴⁰

Le transporteur juge inopportun, dans le cadre de cette première cause tarifaire, de proposer des mécanismes incitatifs pour la détermination des tarifs de transport, car il existe de nombreuses questions à débattre en profondeur et sur lesquelles les parties concernées doivent s'entendre avant même de traiter de la question de la réglementation incitative.¹⁵⁴¹

Par ailleurs, le transporteur soutient qu'une réflexion approfondie s'impose afin d'éviter que la mise en œuvre de mécanismes de réglementation incitative ait des effets négatifs, non seulement pour les clients du transporteur, mais également pour l'ensemble de la société, entraînant des réductions des dépenses reliées à la sécurité du public, à la protection de l'environnement, à l'obligation de servir, à l'entretien du réseau, ainsi qu'à la recherche et au développement.¹⁵⁴²

Toujours selon le transporteur, la question de la réglementation incitative devrait être traitée indépendamment d'une cause tarifaire et pourrait faire l'objet d'une audience spécifique, tout comme elle pourrait être soumise à un processus de discussion plus informel avec les intervenants et des membres de la Régie, avec pour objectif l'établissement des paramètres des mécanismes qui pourraient être appropriés à l'activité transport.¹⁵⁴³

Parmi les questions à débattre préalablement au traitement de la réglementation incitative, le transporteur est d'avis qu'un historique du coût du service, établi au fil des causes tarifaires, est une condition préalable essentielle à la mise en place de ce type de réglementation. Elle affirme qu'un tel historique n'existe pas. Compte tenu de ce qui précède, le transporteur est d'avis qu'il est prématuré d'envisager la mise en place de quelque forme de réglementation incitative que ce soit.¹⁵⁴⁴

¹⁵⁴⁰ HQT-1, document 1, page 17.

¹⁵⁴¹ HQT-1, document 1, pages 17 et 18.

¹⁵⁴² HQT-1, document 1, page 20.

¹⁵⁴³ HQT-1, document 1, page 21.

¹⁵⁴⁴ HQT-1, document 1, page 18.

Le transporteur soutient son affirmation par une décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario de mars 1999 en matière de transport, qui estimait prématurée toute proposition de réglementation incitative avant 2001 ou 2002.¹⁵⁴⁵

Il propose que l'implantation de la réglementation incitative, pour l'établissement des tarifs de transport, se fasse selon une démarche progressive : traiter la question indépendamment d'une cause tarifaire via une audience spécifique ou une rencontre technique; instaurer une période de transition permettant l'établissement d'un historique du coût du service, l'identification et le suivi d'indicateurs de performance, notamment la qualité du service; et établir les tarifs de transport sur la base du coût du service pendant cette période transitoire.¹⁵⁴⁶

La position de l'**ACEF de Québec** est d'instaurer un ensemble de mécanismes incitatifs, coercitifs ou non, et de développer les outils et les objectifs nécessaires pour maximiser la satisfaction de la clientèle au meilleur coût possible. Selon l'intervenante, il n'y a pas de procédure réglementaire parfaite et elle pense que la réglementation du taux de rendement peut être préférable si elle est enrichie d'outils complémentaires pour assurer une meilleure efficacité et garantir le meilleur rapport qualité/prix possible. L'intervenante conclut en affirmant qu'il faut continuer à cheminer pour améliorer le processus réglementaire et les résultats tirés de la réglementation dans l'intérêt collectif.¹⁵⁴⁷

La **Coalition industrielle**, se prononçant sur l'opportunité d'établir un mécanisme incitatif, estime que, dans le cadre d'une première requête tarifaire, il serait inopportun, inapproprié et prématuré de considérer d'autres avenues que celles proposées, à savoir, commencer par l'établissement des différents barèmes, des différents coûts. L'intervenante convient qu'après cette première étape, il pourrait être considéré des formules plus innovatrices susceptibles, soit d'alléger le processus réglementaire comme tel ou permettre certains mécanismes incitatifs.¹⁵⁴⁸

Selon le **GRAME-UDD**, depuis l'adoption de la Loi, l'actionnaire d'Hydro-Québec est rémunéré en fonction de la valeur de la base de tarification et cette rémunération ne dépend plus de la performance générale de Hydro-Québec. L'intervenant soutient qu'il faut penser à un mécanisme incitatif pour TransÉnergie afin d'éviter le développement d'effets pervers (Averch-Johnson) découlant d'une réglementation traditionnelle.¹⁵⁴⁹ Tout en comprenant que l'opportunité d'instaurer un mécanisme ne pourra être tranchée dans cette cause,

¹⁵⁴⁵ HQT-1, document 1, page 18.

¹⁵⁴⁶ HQT-1, document 1, page 21.

¹⁵⁴⁷ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 60.

¹⁵⁴⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 150.

¹⁵⁴⁹ Mémoire du GRAME-UDD, page 20.

l'intervenant désire influencer le débat en soulignant le danger que représenterait pour le développement durable un mécanisme de revenu plafond pour le transport.¹⁵⁵⁰

12.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

Bien que la Régie ait accueilli, dans sa décision D-2000-102 et conformément à l'article 49, premier alinéa, 4^e paragraphe, la suggestion de la Coalition industrielle d'ajouter aux questions à débattre l'opportunité d'instaurer un mécanisme de rendement incitatif, la Régie constate que peu d'intervenants ont présenté une preuve sur le sujet.

Compte tenu des commentaires formulés dans la preuve, la Régie est d'avis qu'il est prématuré de statuer sur l'opportunité d'instaurer un mécanisme de rendement incitatif.

Toutefois, ceci n'amoindrit en rien le devoir qu'a le transporteur de s'assurer que des mesures concrètes d'amélioration de sa performance soient planifiées et mises en œuvre systématiquement d'année en année et qu'un suivi rigoureux de ces mesures soit effectué. De telles mesures devront notamment porter sur le contrôle de ses charges d'exploitation, la gestion optimale de son personnel et l'amélioration des services offerts à ses différentes clientèles.

À cet effet, la Régie réfère à la section 9 de la présente décision portant sur les indices de performance, dont l'élaboration d'indices propres au transporteur, pour établir une base sur laquelle les discussions devraient s'orienter au moment de traiter de la question de la réglementation incitative. Le suivi de ces indicateurs de performance pourra se faire dans le cadre du rapport annuel déposé par le transporteur en vertu de l'article 75, premier alinéa paragraphe 5 de la Loi. La Régie est d'avis que le transporteur doit commencer dès maintenant à compiler les données qu'il jugera nécessaires à l'établissement d'un historique.

¹⁵⁵⁰ Mémoire du GRAME-UDD, page 20.

12.4. CONDITIONS DE SORTIE ET DE RETOUR DES RESEAUX MUNICIPAUX

12.4.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** mentionne que les réseaux concernés par les conditions de sortie et de retour sont les réseaux municipaux et la coopérative régionale d'électricité qui sont actuellement incluses dans la charge locale et qui sont facturés par le distributeur au tarif L.

Il indique que si un de ces réseaux demandait d'être alimenté par un autre fournisseur, il devrait soumettre à la Régie les sujets qui devraient être traités afin de ne pas pénaliser la clientèle. Ainsi, il faudrait examiner et déterminer les conditions de sortie de même que les conditions de retour, les responsabilités résiduelles d'Hydro-Québec envers ces réseaux, et les modalités du règlement tarifaire relatives à ces réseaux.¹⁵⁵¹

En réponse à une question de l'**AREQ** demandant ce qu'il adviendrait des rabais si un réseau décidait de s'approvisionner d'un autre fournisseur en tout ou en partie, le **transporteur** a proposé d'attendre la cause tarifaire du distributeur pour soumettre à la Régie les conditions génériques qui s'appliqueraient, ceci afin d'alléger la cause tarifaire de transport. Cependant, si un cas concret survenait avant la cause du distributeur, Hydro-Québec se présenterait à la Régie afin de faire approuver les conditions qui devraient s'appliquer.¹⁵⁵²

Par ailleurs, dans son argumentation, **Énergie NB** demande à la Régie de ne pas accepter la proposition du transporteur parce que cette attitude contribue à retarder la mise en place d'un véritable marché de gros au Québec. De plus, cette proposition fait en sorte de reporter sur un réseau municipal le fardeau d'encourir des frais et d'ouvrir la voie pour les autres. Enfin, l'intervenante ajoute qu'il est essentiel que les règles du jeu soient connues d'avance pour que les producteurs privés et les réseaux municipaux puissent conclure des affaires.

Énergie NB demande plutôt à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec de déposer le plus rapidement possible sa proposition concernant les conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux.¹⁵⁵³

En réplique, le **transporteur** précise que selon l'article 72, les réseaux municipaux qui désirent s'approvisionner auprès d'un autre fournisseur qu'Hydro-Québec doivent d'abord

¹⁵⁵¹ HQT-10, document 1, page 46.

¹⁵⁵² HQT-13, document 6, pages 2 et 3.

¹⁵⁵³ Argumentation d'Énergie NB, pages 54 et 55.

faire approuver leur plan d'approvisionnement par la Régie, et que celui-ci doit être déposé au plus tard le 30 août 2002.

Il ajoute que les règles de sortie et de retour ne seraient nécessaires qu'après l'approbation des choix d'approvisionnement par le Régie. Enfin, le transporteur signale qu'il n'a pas le pouvoir de reporter indéfiniment la mise en place d'un véritable marché de gros de l'électricité.¹⁵⁵⁴

12.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

Selon la Régie, le transporteur et Hydro-Québec dans ses activités de distribution sont concernés par les conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux et de la coopérative régionale de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville. Il est important que ces conditions soient définies rapidement afin que les responsables de ces réseaux disposent de toute l'information pertinente à l'exercice de leurs droits. Cependant, comme il n'y a pas de preuve qui lui permette de fixer ces conditions, la Régie ne se prononce pas sur cette question.

Toutefois, la Régie s'attend à ce que Hydro-Québec présente une preuve à cet effet dans la cause tarifaire du distributeur

En conséquence, la Régie réfère la détermination des conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux au prochain dossier tarifaire du distributeur.

¹⁵⁵⁴ Réplique d'Hydro-Québec, page 49.

12.5. ARTICLE 75

Dans le cadre de l'application de l'article 75 de la Loi, la Régie ordonne au transporteur de fournir des données historiques réelles correspondant aux principaux postes et paramètres utilisés pour établir le tarifs. Cette approche fournira, en outre, les outils nécessaires à la mise en place éventuelle de mesures et de mécanismes incitatifs, tel que prévu à la Loi.¹⁵⁵⁵

Le transporteur devra présenter les résultats réels découlant de l'application des tarifs et de sa gestion en cours d'année. Les données fournies devront être détaillées et conciliées avec les états financiers vérifiés d'Hydro-Québec. Les variations par rapport au données budgétaires présentées dans le dossier tarifaire devront être expliquées.¹⁵⁵⁶

La liste des informations que ce rapport devra inclure est présentée à l'Annexe 8.

¹⁵⁵⁵ La Loi, article 49, alinéa 4, « favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs ».

¹⁵⁵⁶ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 8, « La demanderesse s'engage par ailleurs à identifier et à expliquer les écarts entre les chiffres réels et ceux issus du budget ».

ANNEXE 8

- État des résultats de l'activité réglementée
- Base de tarification détaillée réelle (mensuelle- et moyenne des 13 soldes)
- Additions à la base de tarification (et explication des écarts)
- Comparaison des moyennes et des soldes d'ouverture de la base de tarification
- Calcul du fonds de roulement
- Évolution du compte matériaux et fournitures
- Évolution des comptes de frais reportés
- Taux de financement réel de la dette
- Taux de rendement réel sur la base de tarification
- Rendement sur l'avoir propre réel
- Pointe observée, réelle et normalisée pour la température moyenne, pour chaque mois de l'année et date d'apparition de cette pointe, pour l'ensemble du réseau, la charge locale, le réseau intégré et le service de point à point
- Puissances maximales appelées de la charge locale et du service en réseau intégré
- Analyse comparative des volumes de ventes en GWh, nombre de clients et des revenus par type de clientèle (tarifs) sur une base mensuelle
- Niveau réel des réservations du service de point à point à long terme, et ce, pour chaque mois de l'année
- Prix unitaires moyens réels en ¢/kWh des ventes pour chaque service de transport : charge locale, service en réseau intégré, point à point de long terme et point à point de court terme
- Données réelles portant sur les capacités réservées, la durée de réservation, les revenus et les prix unitaires des ventes de court terme, pour chacun des services horaire, quotidien, hebdomadaire et mensuel fermes et non fermes.
- Taux réel de pertes de transport
- Indices de performance mentionnés à la section 9

13. ORDONNANCES PROVISOIRES

Par sa *Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité* datée du 15 août 2000, Hydro-Québec demandait à la Régie d'ordonner que les tarifs existants du service de transport d'électricité soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2001 et d'autoriser Hydro-Québec à appliquer les nouveaux tarifs de transport d'électricité dont elle demandait l'approbation, de façon rétroactive, à compter du 1^{er} janvier 2001 et selon la décision finale à être rendue sur la demande révisée.

La Régie, par sa décision D-2000-222 ¹⁵⁵⁷, accueillait partiellement la demande d'Hydro-Québec et déclarait comme provisoires les tarifs existants du service de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2001. La Régie rejetait cependant la demande d'autorisation précitée d'Hydro-Québec et réservait à celle-ci le droit de demander la rétroactivité au 1^{er} janvier 2001 des tarifs finaux en tout ou en partie et selon les modalités à être déterminées en ce qui regarde le traitement du manque à gagner ou du trop-perçu résultant de l'application de tarifs de transport existants pendant la période de l'année 2001 où les tarifs définitifs n'étaient pas encore en vigueur.

13.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** maintient, dans son argumentation ¹⁵⁵⁸, sa demande pour que les tarifs à être approuvés par la Régie soient appliqués à compter du 1^{er} janvier 2001. Le transporteur propose une facturation rétroactive pour tous les clients du service de transport d'électricité couvrant tous les services de transit rendus depuis le 1^{er} janvier 2001. ¹⁵⁵⁹ Il précise qu'il a avisé, par lettre, tous ses clients que ses tarifs étaient provisoires à compter du 1^{er} janvier 2001 et sujets à révision par la Régie et qu'il a également affiché cet avis sur le site OASIS de TransÉnergie. ¹⁵⁶⁰

Il précise que, dès que les tarifs définitifs auront été établis par la Régie, il révisera sa facturation à tous ses clients du service point à point en fonction des obligations contractuelles assumées par ces clients et des services de transit reçus du transporteur depuis le 1^{er} janvier 2001 et que les frais assumés par le distributeur d'électricité pour la charge locale seront ajustés en conséquence. ¹⁵⁶¹

¹⁵⁵⁷ Décision D-2000-222, 19 décembre 2000, page 19, dossier R-3401-98.

¹⁵⁵⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 184, 185 et 195.

¹⁵⁵⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 185.

¹⁵⁶⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 185.

¹⁵⁶¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 185.

Enfin, il précise que tous les clients du service point à point ayant fourni de l'énergie pour compenser les pertes électriques sur le réseau de transport se verront créditer une quantité d'énergie égale à la différence entre les pertes calculées au taux de 7 % en vigueur actuellement et celles résultant d'un taux moindre que la Régie pourrait approuver. Il ajoute que l'énergie ainsi calculée sera incluse dans un compte d'énergie involontaire et retournée à chaque client dans les plus brefs délais possibles après la décision finale de la Régie.¹⁵⁶²

La **Coalition industrielle** retient que cette proposition du transporteur signifie que des factures rétroactives seront émises à tous les clients du service point à point pour refléter les ajustements (à la hausse ou à la baisse) découlant des tarifs à être approuvés à l'issue du présent dossier par rapport aux tarifs actuels de 1997 dont le maintien a été autorisé provisoirement dans la décision D-2000-222 avec effet à compter du 1^{er} janvier 2001.¹⁵⁶³

Elle retient également que, dans le cas particulier de la charge locale, les frais assumés par le distributeur seront également ajustés, avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2001, pour refléter les tarifs à être approuvés à l'issue du présent dossier. Elle retient toutefois des témoignages rendus par les témoins Jacques Régis et Michel Bastien qu'il n'est pas dans l'intention du distributeur de récupérer des usagers du Québec tout manque à gagner qu'il pourrait encourir en raison de l'augmentation de ses frais de transport qui pourrait résulter de la décision à être rendue dans le présent dossier pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2001.¹⁵⁶⁴

La Coalition industrielle indique que, dans la mesure où cette compréhension est bien la bonne, elle n'a aucune objection à ce que les clients du service point à point ainsi que le distributeur soient facturés de manière rétroactive pour refléter les tarifs à être approuvés à l'issue du présent dossier avec effet au 1^{er} janvier 2001.¹⁵⁶⁵

STOP/S.É. indique qu'il lui semble que l'enjeu de la rétroactivité ne se limite pas aux seuls tarifs mais porte également sur l'ensemble des conditions de transport d'électricité qui seront établies par la Régie en remplacement du Règlement 659. Il soumet que plusieurs des conditions de transport sont déjà susceptibles d'avoir effet depuis le 1^{er} janvier 2001 et qu'il pourrait, par ailleurs, être malaisé de ne rendre applicable au 1^{er} janvier 2001 qu'une partie des règles (le tarif) sans les conditions qui l'encadrent.¹⁵⁶⁶

L'intervenant recommande donc à la Régie d'examiner si les tarifs peuvent seuls être déclarés rétroactifs au 1^{er} janvier 2001 ou si cette rétroactivité devrait s'appliquer aux tarifs

¹⁵⁶² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 185.

¹⁵⁶³ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 22.

¹⁵⁶⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 22.

¹⁵⁶⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 22.

¹⁵⁶⁶ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 122.

et conditions de transport d'électricité, considérés comme un tout. Il soumet que, si la Régie rend les tarifs et conditions de transport d'électricité rétroactifs au 1^{er} janvier 2001, elle devrait spécifier que les actes validement faits selon l'ancien règlement restent valides et que toute période antérieure à la décision de la Régie n'est pas comptabilisée dans le calcul des délais nouvellement créés par ces conditions de transport.¹⁵⁶⁷

13.2. OPINION DE LA REGIE

La Régie accueille la demande du transporteur à l'effet que les tarifs de transport d'électricité qui découlent de la présente décision s'appliquent rétroactivement à compter du 1^{er} janvier 2001.

Elle prend acte de l'affirmation du transporteur à l'effet qu'il a avisé tous ses clients que les tarifs provisoires ordonnés en vertu de la décision D-2000-222 étaient sujets à révision par la Régie et que cet avis a également été affiché sur le site OASIS de TransÉnergie. Elle approuve la proposition du transporteur ci-dessus décrite quant à la facturation rétroactive pour tous les services de transit rendus depuis le 1^{er} janvier 2001 et la proposition d'ajuster en conséquence les frais assumés par le distributeur d'électricité pour la charge locale depuis le 1^{er} janvier 2001. Elle approuve, de plus, sa proposition quant au crédit d'énergie que le transporteur entend donner à ses clients du service point à point ayant fourni de l'énergie pour compenser les pertes électriques sur le réseau de transport. Cependant, cette facturation rétroactive ne pourra être effectuée par le transporteur que lorsque la Régie aura procédé à l'approbation finale du texte des tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec dont elle ordonne la refonte en vertu de la section 11.5.2 de la présente décision.

¹⁵⁶⁷ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 122.

14. FRAIS DES INTERVENANTS

Huit intervenants ont conclu leur argumentation en demandant à la Régie de reconnaître l'utilité de leur participation et d'accueillir leur réclamation de frais. Il s'agit de : ACEF de Québec, ARC-FACEF-CERQ, Coalition industrielle, GRAME-UDD, OC, NEG, RNCREQ et STOP/S.É.

La Régie juge opportun, dans le présent dossier, de procéder dans le cadre d'une seule décision à l'évaluation de l'utilité de la participation des intervenants ainsi qu'à la détermination du montant des frais qu'elle ordonnera au transporteur de verser aux intervenants admissibles.

En conséquence, la Régie ordonne aux intervenants admissibles de lui faire parvenir, au plus tard le 31 mai 2002, à 12 h, avec copie à l'attention du transporteur dans le même délai, leur réclamation de frais pour les travaux effectués jusqu'au 6 septembre 2001, conformément au *Guide de paiement des frais des intervenants* (le Guide), adopté en vertu de la décision D-99-124¹⁵⁶⁸, et selon les paramètres précisés dans la lettre de la Régie du 30 août 2000 à l'attention de tous les participants. À cet égard, compte tenu du fait que le traitement du dossier a requis 27 jours d'audience entre le 9 avril et le 14 juin 2001, la Régie précise que le nombre maximum de jours d'audience devant servir de référence aux fins de la présentation des réclamations est établi à 31 jours, en remplacement de celui de 20 jours qui était mentionné à ladite lettre.

Par ailleurs, la Régie s'attend à ce que chaque intervenant admissible énonce, de façon précise et détaillée, dans sa réclamation, les motifs pour lesquels sa participation devrait être jugée utile aux délibérations de la Régie, le tout tenant compte des critères d'examen énoncés au Guide précité et rappelés par la Régie dans sa décision D-2000-184¹⁵⁶⁹ et dans sa lettre du 30 août 2000.

Le transporteur devra faire parvenir à la Régie, au plus tard le 3 juillet 2002, à 12 h, ses commentaires relativement auxdites réclamations et en transmettre copie aux intervenants dans le même délai.

Les intervenants auront jusqu'au 19 juillet 2002, à 12 h, pour soumettre une réplique aux commentaires du transporteur.

¹⁵⁶⁸ Décision D-99-124, dossier R-3412-98, 22 juillet 1999.

¹⁵⁶⁹ Décision D-2002-184, dossier R-3401-08, 17 octobre 2000, pages 6 à 8.

Enfin, la Régie estime nécessaire d'apporter les précisions suivantes. La Régie disposera, dans le cadre de sa décision sur les frais, de la demande de paiement de frais produite en date du 8 novembre 2000 par le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE), à propos de laquelle le transporteur a transmis ses commentaires à la Régie en date du 20 novembre 2000; ceux-ci ont fait l'objet d'une réplique du ROEE en date du 29 novembre 2000.

Par ailleurs, compte tenu de la correspondance reçue par la Régie durant la période du 1^{er} décembre 2000 au 17 janvier 2001, tant de l'intervenante NEG que du transporteur, relativement à la question de l'admissibilité de NEG à l'obtention de frais de participation, ainsi que des commentaires formulés par le transporteur dans le cadre de sa réplique aux argumentations¹⁵⁷⁰, la Régie demande à cette intervenante d'incorporer sa position à ce sujet dans sa réclamation, et demande au transporteur de faire de même dans sa réponse éventuelle.

¹⁵⁷⁰ Réplique d'Hydro-Québec, page 63.

15. DISPOSITIF

VU ce qui précède;

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande révisée du transporteur;

APPROUVE pour le transporteur une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres;

AUTORISE un taux de rendement sur la base de tarification du transporteur de 9,72 %, tenant compte d'un taux de rendement de 9,66 % sur les capitaux propres;

ORDONNE au transporteur de soumettre à la Régie, pour approbation et décision finale, dans les 45 jours de la présente décision, une proposition de texte refondu des Tarifs et conditions du service de transport incorporant l'ensemble des décisions rendues par la Régie dans la présente décision;

AUTORISE les intervenants à présenter, dans un délai de 20 jours suivant l'expiration dudit délai de 45 jours, leurs commentaires quant à la conformité à la présente décision dudit texte refondu;

AUTORISE le transporteur à répondre aux commentaires des intervenants, dans un délai de 20 jours suivant l'expiration dudit délai de 20 jours;

RÉSERVE sa décision quant à l'approbation du texte refondu des Tarifs et conditions du service de transport;

AUTORISE le transporteur à appliquer les tarifs de transport résultant de la présente décision de façon rétroactive, à compter du 1^{er} janvier 2001, dès que la Régie aura rendu sa décision finale quant au texte refondu des Tarifs et conditions du service de transport;

AUTORISE le transporteur à réviser sa facturation à tous ses clients du service point à point, en fonction des obligations contractuelles assumées par ces clients et des services de transit reçus du transporteur depuis le 1^{er} janvier 2001, et à ajuster en conséquence les frais assumés par le distributeur d'électricité pour la charge locale depuis le 1^{er} janvier 2001;

APPROUVE la proposition du transporteur de créditer aux clients du service point à point ayant fourni de l'énergie pour compenser les pertes électriques sur le réseau de transport une quantité d'énergie égale à la différence entre les pertes calculées au taux de 7 % et celles résultant du taux approuvé par la Régie dans la présente décision, d'inclure cette énergie dans un compte d'énergie involontaire et de la retourner à chaque client dans les plus brefs délais après que la Régie aura rendu sa décision finale sur le texte refondu des « *Tarifs et conditions* » du service de transport;

ORDONNE au transporteur de déposer une mise à jour de toutes les pièces nécessaires à la détermination du revenu requis et des tarifs, affectés par la présente décision, en indiquant les références précises au texte de la décision en exécution desquelles les modifications sont apportées;

ORDONNE au transporteur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés;

ORDONNE au transporteur d'afficher sur son site OASIS un avis informant ses clients que la Régie a rendu la présente décision et que celle-ci peut être consultée sur le site internet de la Régie à l'adresse : <http://www.regie-energie.qc.ca>;

AUTORISE le dépôt par les intervenants admissibles de leur réclamation de frais, selon l'échéancier et les conditions et modalités prévus au chapitre 14 de la présente décision;

RÉSERVE sa décision sur l'utilité de la participation des intervenants et sur l'établissement du quantum des frais devant leur être accordés.

Marc-André Patoine
Régisseur

Anthony Frayne
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

LISTE DES REPRÉSENTANTS :

- Action Réseau consommateur, Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale et Centre d'études réglementaires du Québec (ARC-FACEF-CERQ) représenté par M^e Claude Tardif;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M. Vital Barbeau et M. Richard Dagenais;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M^e Eric Dunberry;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Pierre Huard;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité, Association des industries forestières du Québec Ltée et Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (Coalition industrielle) représentée par M^e Guy Sarault;
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) représenté par M. Phi P. Dang;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD) représenté par M^e Jean-François Gauthier;
- Groupe STOP et Stratégies énergétiques (STOP/S.É.) représenté par M^e Dominique Neuman;
- New Brunswick Power Corporation (Énergie NB) représentée par M^e André Durocher;
- New York Power Authority (NYPA) représentée par M^e Tina Hobday;
- Ontario Power Generation (OPG) représentée par M^e Pierre Tourigny;
- Option Consommateurs (OC) représentée par M^e Yves Fréchette;
- PG&E National Energy Group Inc. (NEG) représentée par M^e Marc Laurin;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Hélène Sicard;
- Sempra Energy Trading Corporation (SET) représentée par M^{me} Marcia Greenblatt;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard.

OBSERVATEUR :

- Independent Electricity Market Operator (IMO) représentée par M. Keith J. Bryan.

8
73 FERC ¶ 61,019

UNITED STATES OF AMERICA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

Before Commissioners: Elizabeth Anne Moler, Chair;
Vicky A. Bailey, James J. Hoecker,
William L. Massey, and Donald F. Santa, Jr.

Energy Alliance Partnership) Docket No. ER95-1491-000

ORDER DENYING APPLICATION FOR MARKET-BASED RATES
WITHOUT PREJUDICE

(Issued October 3, 1995)

On August 4, 1995, Energy Alliance Partnership (Energy Alliance) filed an application for Commission authorization to transact as a power marketer at market-based rates. Energy Alliance argues, among other things, that its affiliation with a Canadian electric utility is irrelevant for purposes of determining whether it or any of its affiliates has market power in generation or transmission markets.

As explained below, we find that Energy Alliances's affiliation is not irrelevant, and we will apply the same general standards for reviewing applications to sell generation at market-based rates as apply to any other public utility. Based on the filing before us, we cannot make a finding that Energy Alliance lacks (or adequately has mitigated) market power, and thus qualifies for market-based rate authorization under our conventional standards applicable to all public utilities. Accordingly, Energy Alliance either may re-file its request for market-based rates with adequate support to show that it and its affiliates lack (or have mitigated) market power or, alternatively, it can file for authorization to transact on a cost basis.

Background

Description of Applicant and its Affiliates

Energy Alliance states that it will be a Delaware general partnership with its principal place of business in Pittsburgh, Pennsylvania. Energy Alliance intends to operate as a marketer and broker of electric power and also will arrange customer services in other related areas such as transmission, fuels conversion, consulting services and emissions allowance trading. In acting as a marketer, Energy Alliance intends to take title to power and will be a public utility subject to the Commission's jurisdiction. In acting as a broker, Energy Alliance intends to

95-10100174

FERC - DOCKETED
BR 1005

bring buyers and sellers together but will not actually take title to or sell power.

Subsidiaries of Consolidated Natural Gas Company (Consolidated), Hydro-Quebec and Noverco Inc. (Noverco) each will hold a one-third general partnership interest in Energy Alliance.

Consolidated is an integrated natural gas holding company involved in the buying and selling of natural gas as well as the ownership of several local gas distribution utilities and interstate natural gas pipelines. The pipelines owned by Consolidated are open access carriers. Consolidated will hold its interest in Energy Alliance through CNG Energy Arbitrage Corporation, a corporation formed under the laws of Delaware as a subsidiary of CNG Energy Services Corporation, a Delaware corporation wholly-owned by Consolidated. Other than an interest in Lakewood Cogeneration, L.P. and certain other qualifying facilities (QFs), neither Consolidated nor any of its affiliates own any electric transmission or generation facilities.

H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., a Delaware corporation which is wholly-owned by Services d'Energie HQ Inc., a wholly-owned subsidiary of Hydro-Quebec, also will hold a one-third general partnership interest in Energy Alliance. Hydro-Quebec is a Canadian electric utility company wholly owned by the government of the Province of Quebec, Canada. Neither Hydro-Quebec nor any of its affiliates own any electric transmission or generation facilities in the United States.

Noverco Energy Services (U.S.) Inc., a Delaware corporation which is wholly owned by Noverco, a Canadian holding company headquartered in Montreal, Canada, will hold the remaining one-third general partnership interest in Energy Alliance. Noverco is the individual owner of Vermont Gas System, Inc., a gas utility company. Neither Noverco nor any of its affiliates own any electric transmission or generation facilities in the United States.

Energy Alliance's Proposed Market-Based Sales Tariff

Energy Alliance filed a tariff under which it proposes to sell electricity at market-based rates. In support of this request, Energy Alliance states that it will sell electric energy and natural gas to wholesale customers to the extent permitted without becoming an electric utility company or a gas utility company. Energy Alliance states that no other partners or affiliates of Energy Alliance own any generation in the United States. Energy Alliance further states that neither Energy Alliance nor any of its affiliates owns or controls any transmission facilities in the United States or has a franchised service territory in the United States.

Energy Alliance states that neither it nor any of its affiliates has generation dominance in any United States market. Energy Alliance notes that while Consolidated owns interests in generating facilities in the United States, all of which are QFs or exempt wholesale generators (EWGs), the entire capacity of these facilities is committed to purchasers under long-term contracts. ^{1/} Moreover, Energy Alliance states that any sales by Energy Alliance will be made at arm's length to non-affiliated purchasers who determine that such power is more economic than their alternative sources of supply.

Energy Alliance states that neither it nor any of its affiliates has transmission market power in any relevant market in the United States. Energy Alliance explains that it does not own, operate or control electric power transmission facilities in the United States. Energy Alliance argues that the extensive transmission system owned and operated by Hydro-Quebec in Canada is irrelevant to the question of whether Energy Alliance or any of its affiliates possesses transmission market power in the United States. Energy Alliance explains that it will not act as Hydro-Quebec's agent nor market Hydro-Quebec electricity. Energy Alliance states that executives and employees of HQ Energy Services (U.S.) Inc. will be independent from Hydro-Quebec and deal with Hydro-Quebec only on an arm's-length basis. Energy Alliance also states that to the extent Hydro-Quebec or other Canadian utilities sell power to Energy Alliance, transmission, interconnection and other services necessary to deliver power across Canada and into the United States will be provided through negotiated transmission agreements developed consistent with Canadian law.

Certain of Energy Alliance's affiliates are involved in various gas ventures. Energy Alliance states that both Consolidated's affiliates and Noverco's affiliate are involved in local gas distribution activities in the United States. Therefore, Energy Alliance states that neither it nor any of its subsidiaries or affiliates controls any other inputs to generation or has the potential to erect or otherwise control other barriers to entry.

Energy Alliance recognizes that there is a significant concern regarding the possibility of abusive affiliate dealing. Energy Alliance states that its proposed marketing activities do

^{1/} Energy Alliance also notes that none of the QFs or EWGs in which affiliates of Energy Alliance own interests have sufficient capacity, individually or in the aggregate, to enable Energy Alliance to exercise market power. Energy Alliance agrees to file a notice of change in status at such time as any of such capacity is no longer committed under long-term power sales contracts.

not pose any potential for abusive affiliate dealings. Energy Alliance explains that it is not: (1) affiliated with any United States electric utility from which profits could be diverted; (2) affiliated with any electric utility in the United States that could provide it with services on a preferential basis; and (3) affiliated with any electric utility in the United States that could refuse to compete for business with Energy Alliance. Energy Alliance states that it is not affiliated with any entity that sells electricity to retail customers in the United States or that provides transmission services for electricity in bulk power markets in the United States. Energy Alliance states that Hydro-Quebec, the affiliate with a captive service territory, does not serve any retail customers in the United States.

Energy Alliance seeks the same relaxed regulatory treatment previously granted to other power marketers. 2/ This relief, according to Energy Alliance, consists of:

- (i) waiver of parts 41, 101 and 141 of the Commission's accounting and periodic reporting regulations;
- (ii) waiver of subparts B and C of Part 35 of the Commission's filing regulations;
- (iii) permission to file an abbreviated statement with respect to Parts 45 and 46 of Commission's regulations (concerning interlocking directorates); and
- (iv) blanket approval under Part 34 for all future issuances of securities and assumptions of liabilities, subject to objection by any interested party.

Energy Alliance also requests that the Commission disclaim jurisdiction over its brokering and risk management transactions. 3/

2/ In this regard, Energy Alliance cites the waivers and authorizations granted marketers in Citizens Power & Light Company, 48 FERC ¶ 61,210 (1989); National Electric Associates Limited Partnership, 50 FERC ¶ 61,378 (1990); and Chicago Energy Exchange of Chicago, Inc., 51 FERC ¶ 61,054 (1990).

3/ The Commission has determined in other cases that brokering is not jurisdictional and that it will defer judgement on its jurisdiction over risk management activities, Citizens Power & Light Company, 48 FERC ¶ 61,210 (1989), and Morgan Stanley Capital Group, Inc. (Morgan Stanley), 69 FERC ¶ 61,175 (1994), order on reh'g, 72 FERC ¶ 61,082 (1995). However, in Morgan Stanley, the Commission emphasized that
(continued...)

Notice of Filing and Interventions

Notice of Energy Alliance's filing was published in the Federal Register, 60 Fed. Reg. 44,331 (1995), with comments, protests and motions to intervene due on or before August 30, 1995. On August 29, 1995, Ontario Hydro filed a motion to intervene raising no substantive issues.

Discussion

Pursuant to Rule 214 of the Commission's Rules of Practice and Procedure, 18 C.F.R. § 385.214 (1995), the timely, unopposed motion to intervene of Ontario Hydro serves to make it a party to this proceeding.

In Heartland Energy Services, Inc., 68 FERC ¶ 61,223 (1994) (Heartland), and subsequent cases, the Commission has discussed in detail the general standards under which it reviews applications for Commission authorization to sell at market-based rates. 4/ The Commission allows sales at market-based rates if the seller (and each of its affiliates) does not have, or has adequately mitigated, market power in generation and transmission and cannot erect other barriers to entry. In addition, the Commission considers whether there is evidence of affiliate abuse or reciprocal dealing.

Below, we review Energy Alliance's request for market-based rate authorization in light of each of these standards. We conclude that Energy Alliance has failed to meet two of the Commission's criteria for supporting market-based rates: lack of market power in generation and transmission. Accordingly, Energy Alliance may re-file its request for market-based rates with adequate support to show that it and its affiliates lack or have mitigated market power or, alternatively, it may file a request for cost-based rates.

Generation Dominance

Energy Alliance states that its affiliate, Consolidated, owns interests in QFs and EWGs in the United States which have a total generation capacity of 437 MW. Citing Enron Power Marketing, Inc. (Enron), 65 FERC ¶ 61,305 (1993), order on

3/ (...continued)

entities seeking disclaimers of jurisdiction over their specific activities need to file a petition for declaratory order, accompanied by an appropriate filing fee.

4/ See, e.g., Maine Public Service Company, 71 FERC ¶ 61,249 (1995), reh'g pending; Kentucky Utilities Company, 71 FERC ¶ 61,250 (1995), reh'g pending.

clarification and reh'g, 66 FERC ¶ 61,244 (1994), Energy Alliance contends that it does not have any generation dominance because the entire capacity of these generation facilities is committed to purchasers under long-term contracts. Energy Alliance asserts that, because Hydro-Quebec's generation facilities are located in Canada, they are irrelevant to the Commission's determination of generation market power.

In Heartland, the Commission required that an affiliated power marketer demonstrate that neither it nor any of its affiliates that owns generation is dominant in the generation market. The fact that one of Energy Alliance's parents is located in Canada does not provide a basis for exemption from the Heartland standard, applicable to all public utilities. Those resources are available for sale in the United States and can impact Energy Alliance's ability to exercise market power. Energy Alliance has not filed a market analysis based on Hydro Quebec's generating resources to support its position that its filing does not raise generation dominance concerns. Therefore, its request fails to meet the Commission's generation dominance criterion.

Transmission Market Power

Energy Alliance argues that an open access transmission tariff is not necessary for Hydro Quebec because its transmission facilities are located in Canada. In support, Energy Alliance explains that Hydro-Quebec's facilities are beyond the scope of the Commission's jurisdiction and the Commission cannot -- or at least should not -- do indirectly (through market-based rate conditioning) what it cannot do directly. Energy Alliance argues that because Hydro-Quebec's monopoly in Quebec is comprehensive, there are no utilities in Quebec that would request transmission service in Quebec. Energy Alliance states that, to the extent non-Quebec utilities seek transmission service, they would do so by way of negotiated transmission agreements consistent with Canadian law.

We disagree that Hydro-Quebec's facilities are irrelevant to our analysis. The fact that these transmission facilities are located in Canada does not diminish the possibility that Energy Alliance's competitors may require transmission service from Hydro-Quebec to reach United States markets. The Commission's concern is not transmission service to serve Canadian loads -- it is transmission to serve United States loads. Entities may wish to locate in Canada, but sell to United States utilities, or entities may wish to market Canadian power in the United States, and they may require Hydro Quebec's transmission service in order to do so.

For this reason, we find that Energy Alliance's request also has failed to meet the Commission's transmission market power

criterion. We are respectful of the fact that we do not have jurisdiction over Hydro-Quebec and are amenable to a variety of approaches to deal with this problem. However, in order to meet our concern, Energy Alliance must demonstrate that Hydro-Quebec offers non-discriminatory wholesale access to its transmission system that can be used by competitors of Energy Alliance.

Barriers to Entry

With respect to barriers to entry (other than transmission which is discussed above), one of Energy Alliance's general partners, Consolidated, owns an interstate pipeline and several local natural gas distribution companies, while another of its partners, Noverco, owns a local natural gas distribution company. The Commission has granted market rate authority when the affiliates are gas suppliers. Consistent with our order in Enron, 65 FERC at 62,405, Consolidated's interstate natural gas transportation activities do not raise any concerns because interstate natural gas pipelines are subject to the Commission's open access requirements. Furthermore, consistent with Louisville Gas & Electric Company, 62 FERC ¶ 61,016 at 61,150 (1993), the Commission informs Energy Alliance that if any of its competitors complain that any of Energy Alliance's affiliates has denied, delayed, or otherwise required unreasonable terms, conditions or rates for gas service to a potential electric competitor, the Commission will consider revoking any market-rate authority Energy Alliance subsequently may be granted.

Affiliate Abuse

Energy Alliance states that its filing raises no concerns about self-dealing or affiliate abuse because: (1) Energy Alliance is not affiliated with an electric utility in the United States; and (2) Energy Alliance has adopted the following procedures:

- 1) When Energy Alliance deals with Hydro-Quebec, it will deal only at the United States/Canadian border.
- 2) If Energy Alliance purchases power from Hydro-Quebec, the purchase price will be at the same price at which Hydro-Quebec sells to nonaffiliated entities.
- 3) Neither Energy Alliance nor any of its partners is permitted to act as a representative or agent of Hydro-Quebec.
- 4) No exclusivity in business dealings will exist between Hydro-Quebec and Energy Alliance.
- 5) Energy Alliance has no contractual commitments to or obligations to purchase from Hydro-Quebec.

Energy Alliance adds that the Commission's reporting requirements will present information to monitor affiliate abuse and that nothing more is needed where interests of foreign sovereignty and comity are present, as here.

As to purchases and sales of power between the power marketer and its utility affiliates, the Commission stated in Heartland that, in exercising its review of such jurisdictional power sales, it will require separate filing and review of the rates under section 205 of the FPA. Because Hydro-Quebec is outside of the Commission's jurisdiction, however, this statement would not apply to Hydro-Quebec's sales of power to Energy Alliance. Moreover, Energy Alliance's sales of power to Hydro-Quebec would be in foreign commerce and therefore not subject to our jurisdiction. However, the Commission is concerned that the affiliated public utility and power marketer will share market information. Should Energy Alliance decide to refile its request for market-based rates with additional support in response to our market power concerns, discussed above, it should also address these concerns for affiliate abuse.

Waivers, Authorizations and Disclaimers

In light of this disposition, we have no need to act at this time on Energy Alliance's request for various waivers, preapprovals, and authorizations granted to other entities that have received Commission approval to transact at market-based rates.

Conclusion

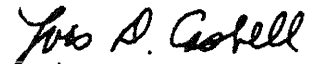
Employing conventional standards for market-based rate authorization, applicable to all public utilities, we deny Energy Alliance's application for market-based rates. We clarify, however, that our denial of Energy Alliance's request is without prejudice to Energy Alliance's refiling a revised application making the necessary demonstration discussed herein or refiling its tariff and justifying its proposed rates on a cost basis. See Hermiston Generating Company, L.P., 69 FERC ¶ 61,035 (1994), reh'g denied, 72 FERC ¶ 61,071 (1995).

The Commission orders:

Energy Alliance's application to sell power at market-based rates is hereby denied without prejudice, as discussed in the body of this order.

By the Commission. Commissioner Massey concurred with a separate statement attached.

(S E A L)


Lois D. Cashell,
Secretary.

(Issued October 3, 1995)

MASSEY, Commissioner, concurring:

Today's order finds that Energy Alliance Partnership has not yet met our requirements for market-based rates. I agree with the order's conclusion and, so far as it goes, its analysis. I write separately to expand on the order's discussion of transmission market power.

The order says that Energy Alliance's competitors may want to use Hydro-Quebec's transmission facilities to deliver power to U.S. buyers. The order says that, to mitigate this market power, Energy Alliance "must demonstrate that Hydro-Quebec offers non-discriminatory wholesale access to its transmission system that can be used by competitors of Energy Alliance."

In my view, the transmission access offered by Hydro-Quebec must meet the Commission's "comparability" standard. In other words, competitors seeking to supply U.S. markets must be offered "access on the same or comparable basis, and under the same or comparable terms and conditions, as the transmission provider's uses of its system." 1/

The Commission has ruled that market-based rates are permissible only if transmission market power has been adequately mitigated. 2/ A seller seeking market-based rates must demonstrate that "the seller (and each of its affiliates) does not have, or has adequately mitigated, market power in generation and transmission and cannot erect other barriers to entry." 3/

The Commission has also ruled that mitigation of transmission market power requires an offer of comparable transmission services. In Heartland, we stated:

1/ American Electric Power Service Corporation, 67 FERC 61,168 at 61,490 (1994).

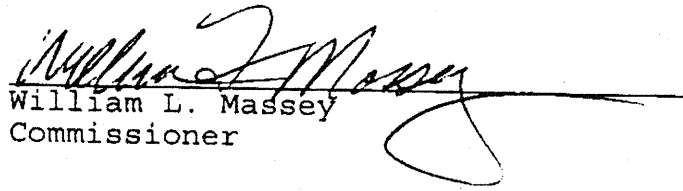
2/ E.g., Public Service Company of Indiana, Inc., Opinion No. 349, 51 FERC 61,367 at 62,226-27 (evidence of lack of market power is "[e]ssential"), order on reh'g, Opinion No. 349-A, 52 FERC 61,260 (1990), clarified and modified on other grounds, 53 FERC 61,131 (1990), appeal dismissed, Northern Indiana Public Service Co. v. FERC, 954 F.2d 736 (D.C. Cir. 1993).

3/ Heartland Energy Services, Inc., 68 FERC 61,223 at 62,020 (1994).

... for all future cases involving blanket approval of market-based rates an offer of comparable transmission services will be required before the Commission will be able to find that transmission market power has been adequately mitigated. [4/]

Based on these requirements, I believe that Energy Alliance's request for market-based rates can be approved only if Hydro-Quebec offers comparable transmission service to suppliers wanting to use Hydro-Quebec's facilities to deliver power to buyers in U.S. markets. 5/ Anything less would allow Energy Alliance: (1) to sell at market-based rates without adequately mitigating its market power; or (2) to mitigate its market power in a way we have ruled inadequate for every other public utility seller. I believe either result would be unsound policy and could be found unlawful.

With this amplification, I support today's order.


William L. Massey
Commissioner

4/ Id.

5/ The majority's order states that we "are amenable to a variety of approaches" for mitigating transmission market power in this case. I note as an example that, in Southwest Regional Transmission Association, 69 FERC 61,100 at 61,397-98 (1994), the Commission required all members of a regional transmission group to offer comparable transmission service by tariff at least to each other, but required only the jurisdictional members to file the tariff with the Commission.

UNITED STATES OF AMERICA 78 FERC ¶ 61,024
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

Before Commissioners: Elizabeth Anne Moler, Chair;
Vicky A. Bailey, James J. Hoecker,
William L. Massey, and Donald F. Santa,
Jr.

British Columbia Power Exchange)
Corporation) Docket No. ER97-556-000

ORDER REJECTING MARKET-BASED RATES WITHOUT PREJUDICE

(Issued January 15, 1997)

I. Introduction

On July 3, 1995, British Columbia Power Exchange Corporation (Powerex), an affiliate of the British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro), filed a petition for a declaratory order, in Docket No. EL95-62-000, requesting the Commission to declare Powerex a non-public utility exempt from the requirements of Title II of the Federal Power Act (FPA). On November 22, 1996, Powerex filed an application, in Docket No. ER97-556-000, for authorization to sell power at market-based rates and for certain blanket authorizations and waivers.

In its application for market-based rate authority, Powerex requests the Commission to hold action on its petition for declaratory order in abeyance pending Commission action on the application for market-based rates. If the Commission grants the requested waivers and authorizations in the market-based rate application, then Powerex requests the Commission to consider its petition for declaratory order as withdrawn and terminate Docket No. EL95-62-000 without prejudice to Powerex's right to raise the arguments presented in its petition for declaratory order in any other proceedings before the Commission.

As explained below, we will reject Powerex's proposed market-based rates without prejudice. Consequently, Powerex's petition for declaratory order remains pending, and we will address it in the future.

II. Background

As discussed below, Powerex requests: (1) blanket authorization to sell power at wholesale in interstate commerce at market-based rates; (2) certain blanket waivers and authorizations as have been generally granted to other power marketers; (3) that the general requirements for power marketers be adapted to the special circumstances presented by its affiliation with a Canadian utility; and (4) waiver of the 60-day notice requirement to permit its market-based rates to become effective as soon as possible.

Notice of Filing and Pleadings

Notice of Powerex's filing in Docket No. ER97-556-000 was published in the Federal Register, 1/ with protests or motions to intervene due on or before December 18, 1996. Timely motions to intervene raising no substantive issues were filed by TransAlta Enterprises Corporation (TransAlta), New York Mercantile Exchange (Nymex) and Electric Clearinghouse, Inc. (Clearinghouse).

Bonneville Power Administration (Bonneville) filed a timely motion to intervene in which it opposes Powerex's market-based rate application. Bonneville requests a hearing, arguing that: (1) Powerex's application contains erroneous and incomplete statements relating to Powerex's control of generation in the United States and to its relationship and business arrangements with its parent BC Hydro; (2) BC Hydro has failed to adequately mitigate its transmission market power in British Columbia, and Powerex's market power analysis is inadequate to demonstrate that Powerex and BC Hydro do not have market power; and (3) the extensive business dealings between Powerex and BC Hydro and the lack of transparency in that relationship create opportunities for impermissible self-dealing and cross-subsidization of costs between Powerex and BC Hydro, making the requested waivers and authorizations and the requested authority to sell power at market-based rates inappropriate.

Grid Company of Alberta Inc. (Gridco) filed a motion to intervene out of time. Gridco states that a key issue related to Powerex's application is whether BC Hydro offers transmission service that conforms to the basic requirements of the Commission's Open Access Rule. ^{2/} However, Gridco makes no factual allegations regarding that issue, nor does it request a hearing.

Powerex filed an answer denying the intervenors' allegations and arguing that their allegations were vague and unsubstantiated.

III. Discussion

A. Procedural Matters

Pursuant to Rule 214 of the Commission's Rules of Practice and Procedure, 18 C.F.R. § 385.214 (1996), the timely, unopposed motions to intervene of TransAlta, Nymex, Clearinghouse and Bonneville serve to make them parties to this proceeding. We find good cause to grant Gridco's late-filed, unopposed motion to intervene in this proceeding, given its interest in, and the early stage of, this proceeding and the absence of any undue prejudice or delay. See 18 C.F.R. § 385.214(d) (1996).

B. Market-Based Rates

The Commission allows power sales at market-based rates if the seller and its affiliates do not have, or have adequately mitigated, market power in generation and transmission and cannot erect other barriers to entry. In order to demonstrate the absence or mitigation of market power, a transmission-owning public utility must have on file with the Commission an open access transmission tariff for the provision of comparable

^{2/}See Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities, Order No. 888, 61 Fed. Reg. 21,540 (May 10, 1996), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,036 (1996), reh'g pending.

services. The Commission also considers whether there is evidence of affiliate abuse or reciprocal dealing. 3/

Bonneville's intervention proffers no support for its allegations, and Gridco merely states that an issue is presented and likewise does not proffer any support for a claim that BC Hydro may not be offering non-discriminatory transmission service to Powerex's competitors. It is well-established that the Commission need not hold a hearing based on bare allegations. 4/ However, as we explain below, we find that Powerex's market-based rate application does not meet the standards for granting market-based rates, because it has not demonstrated that transmission market power has been adequately mitigated, and we will deny market-based rates without prejudice.

1.Generation Market Power

The Commission's generation dominance analysis assumes that the seller, and its affiliates owning, operating or controlling transmission facilities, have satisfactory open access transmission available. As discussed below, we find that BC Hydro's transmission tariff is not satisfactory. As a result, there is no need to address this factor.

2.Transmission Market Power

Before market-based rates can be approved, transmission market power must be mitigated. This normally entails the submittal by the transmission-owning utility affiliate of an open access pro forma transmission tariff that conforms to the pro forma tariff contained in the Commission's Open Access Rule.

3/E.g., Progress Power Marketing, Inc., 76 FERC ¶ 61,155 at 61,919 (1996), reh'g pending; Northwest Power Marketing Company, L.L.C., 75 FERC ¶ 61,281 at 61,889 (1996); accord Heartland Energy Services, Inc., et al., 68 FERC ¶ 61,223 at 62,060-63 (1994) (Heartland).

4/E.g., Illinois Municipal Electric Agency v. Central Illinois Public Service Company, 76 FERC ¶ 61,084 at 61,482-83 (1996); Philadelphia Electric Company, 58 FERC ¶ 61,060 at 61,132-33 (1992) (party requesting a hearing must make an adequate demonstration that there exists material issue of fact; bare allegations are insufficient).

In this case, the transmission-owning utility affiliate (BC Hydro) is Canadian.

Powerex contends that it meets the Commission's requirements because BC Hydro has made its transmission services available to any wholesale entity under open access tariffs modeled after the Commission's earlier, proposed pro forma tariffs. 5/ These tariffs also subject BC Hydro (and Powerex) to the same rates, terms, and conditions as those imposed on other customers. These tariffs provide for both point-to-point and network transmission services; network service is available for service within BC Hydro's control area, and point-to-point service is available to transmit into, through, and out of BC Hydro's control area.

In Energy Alliance 6/ and TransAlta 7/, the Commission addressed the issue of the transmission market power of Canadian utilities, whose affiliates were seeking authority to transact in the United States at market-based rates. The Commission stated that it was amenable to a variety of approaches to deal with this problem. The Commission determined that it would require affiliates owning transmission facilities outside the United States to offer non-discriminatory transmission access to entities competing with the affiliated power marketer in the United States. As explained below, we are not convinced that BC Hydro's tariffs satisfy our non-discriminatory transmission access requirements.

The tariffs filed are "modeled" after the pro forma tariff in the Open Access NOPR. Neither tariff is the pro forma tariff required by the Open Access Rule to remedy undue discrimination. Thus, the tariffs do not meet the standard that is required for a transmission-owning utility in the United States and its

5/See Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities, Notice of Proposed Rulemaking and Supplemental Notice of Proposed Rulemaking, 60 Fed. Reg. 66,182 (Dec. 21, 1995), FERC Stats. & Regs. ¶ 32.516 (1995) (Open Access NOPR).

6/73 FERC at 61,030-31.

7/75 FERC at 61,875-76.

affiliate to mitigate market power and be authorized to sell power at market-based rates. While the Commission stated in Energy Alliance that it would be amenable to a variety of approaches for foreign utilities to mitigate transmission market power, Powerex has not provided any explanation as to why BC Hydro did not adopt the Final Rule pro forma tariff or a tariff that is consistent with or superior to the Final Rule tariff. Nor has it otherwise persuaded us that its transmission and power sales arrangements mitigate market power.

The instant case is distinguishable from TransAlta, in which the Commission found that market power had been mitigated. In that case, the electric utility industry in the Province of Alberta, Canada had been legislatively restructured. Gridco, an intervenor in this proceeding (see supra), was created to:

administer a single system transmission tariff governing service over virtually all transmission facilities in the Province, including those owned and operated by [TransAlta's electric utility affiliate. TransAlta's electric utility affiliate] has no day-to-day control over [Gridco's] administration of the tariff. [8/]

The Commission noted that the rates, terms and conditions of the tariff were regulated by the Alberta Energy and Utilities Board. 9/ The Commission determined that such arrangements were "sufficient for a foreign utility affiliate of a United States power marketer to address the market power concerns raised by the Commission in Energy Alliance, . . . and to meet the general principles of transmission comparability in Order No. 888." 10/ Thus, the Commission viewed "the expansive scope of the Alberta arrangements, allowing for power sales from Canada into the United States and vice versa, as a positive factor in our assessment of TransAlta's application for market-based rates." 11/ This does not mean that the arrangements in

8/75 FERC at 61,875.

9/Id.

10/Id.

11/Id. Most of the factors cited in TransAlta are not present in this case. For example, BC Hydro is the major wholesale transmission provider in British Columbia and provides all retail transmission except for the service territories of

Alberta, cited in TransAlta, are necessarily the only arrangements we would find acceptable when evaluating Canadian power marketer applications. However, they are the only such arrangements, other than a tariff that conforms to the pro forma tariff in Order No. 888, that we have been presented with that adequately address the concerns we expressed in TransAlta and Energy Alliance.

We clarify that our concerns are more limited for foreign transmission-owning entities than for transmission-owning entities in the United States. As originally stated in Energy Alliance, "The Commission's concern is not transmission service to serve Canadian loads -- it is transmission to serve United States loads." (73 FERC at 61,030). In TransAlta, the Commission expanded its concerns to include access for United States competitors into Canadian markets on a reciprocal basis (75 FERC at 61,875). Thus, the Commission seeks to assure reciprocal service into and out of Canada when Canadian entities seek access to United States markets, ^{12/} but the Commission is not seeking to open intra-Canada electric markets through the imposition of open access tariffs for transactions wholly within Canada. The Commission will determine, on a case-by-case basis, what arrangements or tariffs, other than the Order No. 888 pro forma tariff, would satisfy our concerns. However, the Commission will judge any proposal against the Order No. 888 tariff in determining whether a proposal meets the basic comparability standards of Order No. 888.

Accordingly, we will reject the market-based rates because Powerex has not adequately demonstrated a lack of transmission market power. This determination is without prejudice to Powerex resubmitting an application supported by adequate mitigative measures.

(..continued)

two of its wholesale customers. Powerex Application, p. 15. However, although BC Hydro's tariffs are regulated by the British Columbia Utilities Commission, there is no separate, independent entity administering the tariffs. Thus, the arrangements presented here are far less expansive in scope than the arrangements the Commission cited with approval in TransAlta.

^{12/}This would include wheeling-through service needed to accommodate service for United States or Canadian companies into and out of Canada.

3. Other Barriers to Entry/Reciprocal Dealing

Our review of Powerex's filing indicates that there are no reciprocal dealing or other barriers to entry concerns present here.

4. Affiliate Abuse

We typically require a power marketer with market-based rate authorization to file for Commission approval under section 205 of the FPA before selling power to or purchasing power from any utility affiliate. As we explained in Energy Alliance (73 FERC at 61,031) and TransAlta (75 FERC at 61,876), however, this general requirement does not apply to situations, such as that presented by Powerex, involving sales of power to or from a Canadian utility outside of the Commission's jurisdiction.

We also typically require the power marketer seeking market-based rate authorization to file a code of conduct governing the relationship between the marketer and its affiliated utilities. While, as explained in Energy Alliance and TransAlta, power transactions with affiliated utilities in foreign commerce are not subject to the Commission's jurisdiction, Powerex has, in fact, developed a code of conduct to meet the requirements of the British Columbia Utilities Commission. ^{13/} The code of conduct is designed to prevent the sharing of market information and the preferential flow of transmission information between BC Hydro personnel and personnel (including those within Powerex) involved in purchasing or marketing bulk power. ^{14/} Our review indicates that the restrictions on the sharing of market information in

^{13/}Powerex also states that as part of its open access wholesale transmission proceeding before the British Columbia Utilities Commission, it has implemented physical and functional separation of wholesale merchant functions from wholesale transmission system operation and reliability functions, consistent with the Commission's Open Access Rule and the Commission's OASIS Rule, Open Access Same-Time Information System and Standards of Conduct, Order No. 889, 61 Fed. Reg. 21,737 (May 10, 1996), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,037 (1996).

^{14/}Powerex Application at 19-20 and Exhibit D.

Powerex's code of conduct are similar to those that the Commission requires when a power marketer is affiliated with a domestic public utility. Accordingly, there is no basis for denying Powerex's application in this regard. 15/

C.Waivers and Authorizations

Since we are denying the proposed market-based rates, there is no need at this time to address the requested waivers and authorizations. As a result of today's action, Powerex's petition for declaratory order in Docket No. EL95-62-000 remains pending.

The Commission orders:

(A) Gridco's motion to intervene out of time is hereby granted.

(B) Powerex's application for market-based rates, and related waivers and authorizations, is hereby denied without prejudice, as discussed in the body of this order.

By the Commission.

(S E A L)

Lois D. Cashell,
Secretary.

15/We would not require Powerex's code of conduct to reflect conditions on sales of non-power goods or services between Powerex and BC Hydro. Such transactions between Powerex and BC Hydro could adversely affect Canadian ratepayers, not United States ratepayers.

