

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-1, 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 assujetti 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 explicité 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 couvrait 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 incitatif¹⁵²¹ 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 prévoie 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 **GRAMÉ-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 GRAMÉ-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'amointrit 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 la 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 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 (GRAMÉ-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.

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2002-286

R-3401-98

20 décembre 2002

PRÉSENTS :

M^{re} Marc-André Patoine, B.A., LL.L

M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA

M. François Tanguay

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Intervenants

Demande d'approbation du texte refondu des « Tarifs et conditions » du service de transport

Audience relative à la modification des tarifs de transport d'électricité (*Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 48 à 51)

LISTE DES INTERVENANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- 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);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD);
- Groupe STOP et Stratégies énergétiques (STOP/S.É.);
- New Brunswick Power Corporation (Énergie NB);
- New York Power Authority (NYPA);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Option Consommateurs (OC);
- PG&E National Energy Group Inc. (NEG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM);
- Union des consommateurs et Centre d'études réglementaires du Québec (UC-CERQ).

OBSERVATEUR :

- Independent Electricity Market Operator (IMO).

TABLE DES MATIÈRES

1. HISTORIQUE.....	4
2. INTRODUCTION	6
2.1 OPINION GÉNÉRALE DE LA RÉGIE	6
2.2 POSITION GÉNÉRALE DU TRANSPORTEUR.....	7
3. EXAMEN DE CERTAINS ARTICLES SPÉCIFIQUES.....	8
3.1 NOTION DE CLIENTS DE LA CHARGE LOCALE : ARTICLE 1.9	8
3.1.1 <i>Position des parties</i>	8
3.1.2 <i>Opinion de la Régie</i>	10
3.2 PART DU RATIO DE CHARGE ET PRIX REQUIS MENSUEL : ARTICLES 1.27 ET 42.1.....	10
3.2.1 <i>Position des parties</i>	11
3.2.2 <i>Opinion de la Régie</i>	12
3.3 NOTION DE RESSOURCES : ARTICLES 1.40.1, 37.1 ET 38.1	13
3.3.1 <i>Ressources du distributeur : article 1.40.1 et 38.1</i>	13
3.3.2 <i>Informations requises annuellement du distributeur : article 37.1</i>	16
3.4 DISTRICT JUDICIAIRE : ARTICLE 12.2.....	18
3.5 FRAIS DE NOUVELLE RÉPARTITION : ARTICLES 13.6, 41.2 ET 42.2	18
3.5.1 <i>Position des parties</i>	18
3.5.2 <i>Opinion de la Régie</i>	20
3.6 POINT DE RÉCEPTION HQT : ARTICLES 13.7 ET 14.5.....	21
3.6.1 <i>Position des parties</i>	21
3.6.2 <i>Opinion de la Régie</i>	22
3.7 FOURNITURE DES PERTES DE TRANSPORT PAR LE DISTRIBUTEUR : ARTICLE 36.4.....	22
3.7.1 <i>Position des parties</i>	22
3.7.2 <i>Opinion de la Régie</i>	23
3.8 UTILISATION DE LA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION PAR LE DISTRIBUTEUR : ARTICLE 38.9	24
3.8.1 <i>Position des parties</i>	24
3.8.2 <i>Opinion de la Régie</i>	27
3.9 LES RABAIS SUR LES TRANSACTIONS DE COURT TERME : ANNEXES 7 ET 8.....	28
3.9.1 <i>Position des parties</i>	28
3.9.2 <i>Opinion de la Régie</i>	31
3.10 SERVICE D'ALIMENTATION DES SERVICES AUXILIAIRES DES POSTES DE TRANSPORT : ANNEXE 9, SERVICE COMPLÉMENTAIRE N°15.....	32
3.10.1 <i>Position des parties</i>	32
3.10.2 <i>Opinion de la Régie</i>	32
3.11 CODE DE CONDUITE.....	33
4. CONCLUSION	33

1. HISTORIQUE

La décision D-2002-95 traitait, entre autres, de la proposition (la proposition initiale) d'Hydro-Québec dans ses activités de transport (le transporteur) de modifier le *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*¹ (le Règlement 659)

La présente décision intervient après l'examen du nouveau texte refondu des « *Tarifs et conditions* » déposé par le transporteur à la suite de la décision D-2002-95 de la Régie de l'énergie (la Régie) statuant sur la modification des tarifs de transport d'électricité d'Hydro-Québec.

Le 30 avril 2002, dans sa décision D-2002-95, la Régie ordonnait au transporteur de déposer, dans les 45 jours, un projet de texte refondu des « *Tarifs et conditions* » du service de transport incorporant l'ensemble des décisions rendues par la Régie dans ladite décision. La Régie demandait, notamment, que le texte inclut une nouvelle partie traitant de la charge locale.

Le 25 juin 2002, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2002-95, le transporteur dépose le nouveau texte refondu des « *Tarifs et conditions* »² accompagné d'annotations en annexe indiquant les références au texte de la décision D-2002-95 expliquant les modifications apportées.

Le 11 juillet 2002, deux intervenants, le RNCREQ et STOP/S.É., font parvenir à la Régie leurs commentaires sur cette version de texte soumis par le transporteur. Le 26 juillet 2002, le transporteur envoie sa réponse auxdits commentaires.

Le 2 août 2002, la Régie convoque, pour le 17 septembre 2002, les parties à une rencontre technique portant sur le nouveau texte refondu de « *Tarifs et conditions* » contenu à la pièce HQT-11, document 2R du 21 juin 2002.

À la suite d'une demande du transporteur du 5 septembre suivant, la rencontre technique est reportée au 24 septembre. Elle se prolonge durant l'après-midi du 25 septembre 2002.

Le 3 octobre 2002, la Régie fixe les modalités pour une audience le 14 novembre 2002. Le transporteur transmet, le 18 octobre 2002, ses explications formulées lors de la rencontre technique des 24 et 25 septembre 2002. Il y joint une nouvelle version du texte refondu des

¹ (1997) 129 G.O. II, 1248.

² HQT-11, document 2R (En liasse), 21 juin 2002.

« *Tarifs et Conditions* » (HQT-11, document 2R, 18 octobre 2002) intégrant des modifications à la suite de la rencontre technique des 24 et 25 septembre 2002.

Le 5 novembre suivant, les intervenants soumettent leurs commentaires quant à certains articles du dernier texte proposé par le transporteur.

À la suite d'une demande de la Régie, exprimée le 6 novembre 2002, le transporteur transmet à la Régie, le 12 novembre 2002, ses clarifications quant à certaines dispositions du texte refondu du 18 octobre 2002.

L'audience se tient le 14 novembre 2002. Le 21 novembre 2002, le transporteur, conformément à ses engagements pris en audience, dépose des versions modifiées des articles 1.40.1, 13.7 et 14.5, regroupées sous la pièce HQT-11, document 2.9.

Il soumet, la même date, une version complète, révisée en date du 20 novembre 2002, du texte refondu « *Tarifs et Conditions* » incluant les dernières modifications³. La pièce HQT-11, document 2.10, fait apparaître les modifications apportées par rapport au Règlement 659.

L'argumentation des parties parvient à la Régie le 25 novembre 2002.

Le 29 novembre 2002, la Régie demande aux intervenants d'émettre, au plus tard le 4 décembre 2002, leurs commentaires sur les modifications apportées par le transporteur aux articles ayant fait l'objet de la pièce HQT-11, document 2.9, et auxquels le transporteur est invité à répondre pour le 6 décembre 2002.

Le 4 décembre 2002, le RNCREQ fait parvenir à la Régie un complément d'argumentation accompagné d'une expertise.

Le 5 décembre 2002, le transporteur s'objecte au complément d'argumentation produit par le RNCREQ.

Le 9 décembre suivant, la Régie déclare inadmissible le complément de preuve du RNCREQ soumise par M. Philip Raphals ainsi que les commentaires du procureur qui réfèrent au point HQT-Montréal parce qu'ils ne visent pas la conformité à la décision D-2002-95, mais remettent en question le point HQT-Montréal qui fait partie de ladite décision. Elle permet à Hydro-Québec d'émettre ses éventuels commentaires sur les autres parties de

³ HQT-11, document 2, révisé le 20 novembre 2002.

l'argumentation du RNCREQ, au plus tard le 11 décembre 2002. Le 12 décembre 2002, la Régie reçoit lesdits commentaires du transporteur.

À compter du 13 décembre 2002, la Régie entreprend son délibéré.

2. INTRODUCTION

2.1 OPINION GÉNÉRALE DE LA RÉGIE

Le processus auquel la Régie a convié les participants consiste à s'assurer que les ajouts et modifications, découlant de la décision D-2002-95, se retrouvent dans le texte soumis et qu'ils sont conformes à cette décision.

Avant de se prononcer sur le texte des « *Tarifs et conditions* » soumis par le transporteur, la Régie croit opportun de rappeler que certaines modifications au texte qui existait au début du présent dossier, soit le Règlement 659, ont été traitées dans la décision D-2002-95.

L'optique des demandes de modification initiales du transporteur se retrouve dans la proposition initiale à la pièce HQT-11, document 1, page 3 :

« Par ailleurs, des modifications sont nécessaires pour intégrer au Contrat, de la façon la plus harmonieuse possible, les particularités du contexte réglementaire québécois et du rôle de la Régie de l'énergie. C'est le cas, par exemple, du changement apporté au titre du document. Le Contrat est également modifié pour tenir compte des changements apportés à la Loi sur la Régie de l'énergie 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). L'adoption de cette loi a notamment entraîné des effets sur la structuration des activités de transport et de distribution d'électricité. D'autres modifications sont apportées pour tenir compte des pratiques de l'industrie.

Enfin, nous proposons aussi quelques améliorations visant à clarifier ou corriger le texte, au besoin. »

Le texte des « *Tarifs et conditions* » comporte non plus seulement des adaptations aux lois québécoises, mais une partie IV entièrement nouvelle sur les conditions de desserte de la charge locale et des modifications requises aux autres parties des « *Tarifs et conditions* ». Ce fait résulte de la décision prise aux pages 336 et 337 de la décision D-2002-95 :

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

charge 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". »

Ainsi, le texte soumis par le transporteur est substantiellement différent de la proposition initiale.

La Régie constate que le transporteur a respecté les têtes de chapitre des autres parties de « *Tarifs et conditions* » dans la confection de la partie IV, mais que la substance est très différente des autres parties. Il ressort que plusieurs nouveaux concepts sont introduits, dont certains ne découlent pas nécessairement de la preuve soumise dans la cause tarifaire, ce qui explique qu'il y a eu plusieurs étapes dans l'étude de la conformité des « *Tarifs et conditions* ».

La Régie croit utile de rappeler qu'il n'y a actuellement aucun client en réseau intégré.

Puisqu'il s'agit du premier dossier sur les « *Tarifs et conditions* », il se peut que des participants à cette première décision veuillent revenir sur le texte des « *Tarifs et conditions* » dans de prochaines causes tarifaires puisque l'exercice, qui donne lieu à la présente décision, ne porte que sur la conformité du texte refondu soumis à la décision D-2002-95. Le texte devra subir l'épreuve du temps à la lumière des circonstances qui évolueront.

La position des parties reproduite dans la présente décision se concentre sur les éléments que la Régie juge utile à sa prise de décision en la matière.

2.2 POSITION GÉNÉRALE DU TRANSPORTEUR

Selon le **transporteur**, le texte refondu des « *Tarifs et conditions* » du service de transport est conforme à la décision D-2002-95 de la Régie. Le transporteur invoque sa preuve à l'audience publique du 14 novembre dernier et tous les documents écrits déposés auprès de la Régie depuis le 21 juin 2002 afin d'expliquer sa démarche.

De son point de vue, outre quelques modifications mineures faites au texte afin d'en faciliter la lecture, d'en améliorer la qualité de la langue ou bien pour refléter l'ajout de la partie IV concernant les conditions d'alimentation de la charge locale, toutes les modifications apportées au texte des « *Tarifs et conditions* » du service de transport d'électricité découlent de la décision D-2002-95 de la Régie.

Le transporteur soumet également que l'audience publique du 14 novembre dernier visait uniquement à vérifier la conformité du texte refondu soumis à l'approbation finale de la Régie avec l'ensemble des décisions rendues par la Régie dans sa décision D-2002-95 et non pas à débattre de l'opportunité de faire d'autres modifications souhaitées par les intervenants, mais qui ne trouveraient pas leur fondement dans cette décision D-2002-95.

Cependant, la Régie est consciente que la question des coûts d'approvisionnement n'est pas réglée pour autant et qu'elle devra possiblement être reconsidérée lors de la réévaluation du tarif actuel. Pour l'instant, le Distributeur doit explorer les aspects tarifaires et technologiques avec ses clients en vue d'une nouvelle proposition d'un tarif de gestion de la consommation, tel que requis par la Régie dans sa décision D-2002-115.

3. EXAMEN DE CERTAINS ARTICLES SPÉCIFIQUES

3.1 NOTION DE CLIENTS DE LA CHARGE LOCALE : ARTICLE 1.9

3.1.1 POSITION DES PARTIES

Le transporteur propose dans le texte révisé du 20 novembre 2002, à l'article 1.9, le libellé suivant :

« 1.9 Clients de charge locale : Les clients de détail et de gros de l'électricité du distributeur au nom duquel le transporteur, en vertu de la loi, a l'obligation de construire, ou autrement de mettre en service et d'exploiter son réseau, sous réserve des autorisations nécessaires pour ce faire, dont celles à obtenir de la Régie, le cas échéant, afin de répondre de façon fiable aux besoins en électricité de ces clients, selon les conditions prévues à la Partie IV des présentes. »⁴

Pour le transporteur, cet article est nécessaire pour assurer la cohérence des différents articles des « *Tarifs et conditions* ». Le transporteur invoque le lien entre le délestage et la notion de clients de la charge locale.⁵ En cas de délestage, seule une portion des clients d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le distributeur) serait affectée et non la charge du distributeur prise globalement.

⁴ HQT-11, document 2R, page 10.

⁵ NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 82, 83 et 87.

Pour le transporteur, ce texte pourrait être clarifié s'il existait des clients du service en réseau intégré, ce qui n'est pas le cas actuellement.⁶

Par ailleurs, il est important de préciser que les conditions applicables à la desserte de la charge locale sont énoncées à la partie IV des « *Tarifs et conditions* » et que le transporteur doit obtenir toutes les autorisations nécessaires, de la Régie ou d'autres organismes gouvernementaux, lesquelles peuvent, dans certains cas, limiter sa capacité de fournir un service de transport demandé.⁷

Pour le **RNCREQ**, la définition proposée par le transporteur, à l'article 1.9, pourrait s'appliquer à tous les clients de consommation finale, incluant éventuellement ceux d'autres distributeurs.⁸

STOP/S.É. recommande de définir, à l'article 1.9, le client de la charge locale comme étant le distributeur. Par concordance, l'intervenant propose de modifier l'article 12.1.⁹

Selon cet intervenant, les clients de détail (et de gros) de charge locale ne sont pas des clients de TransÉnergie, mais des clients du distributeur. Le distributeur est le client du transporteur pour cette charge.¹⁰

STOP/S.É. n'est pas satisfait de l'explication fournie par le transporteur.¹¹ La définition inhabituelle du client de charge locale à l'article 1.9 ne résout pas le problème qu'il est censé résoudre.¹² Selon l'intervenant, si la Régie juge réelle la crainte exprimée quant à la répartition proportionnelle des réductions par le témoin d'Hydro-Québec, il pourrait être spécifié, à l'article 41.5 (et aux autres articles connexes), que la répartition proportionnelle des réductions de service doit se faire non pas entre la charge totale de chaque catégorie de clients, mais uniquement entre la part de la charge de chaque client qui est liée à la contrainte.¹³

L'intervenant ajoute que si la Régie maintient l'article 1.9, une concordance est requise à l'article 43.2 ou à l'appendice G afin de spécifier, lorsque l'entente d'exploitation s'applique à la charge locale, que les obligations et droits du « client » sont plutôt ceux du distributeur.

⁶ NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 77 et 78.

⁷ HQT-11, document 2.8.

⁸ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 215.

⁹ Argumentation de STOP/S.É., page 5.

¹⁰ Lettre de STOP/S.É., 12 juillet, page 6.

¹¹ Argumentation de STOP/S.É., page 3.

¹² Argumentation de STOP/S.É., page 4.

¹³ Argumentation de STOP/S.É., page 5.

Lorsque cet appendice s'applique à la charge locale, le transporteur ne devrait pas avoir le droit de cesser « *immédiatement* » le service de charge locale en cas de défaut suivant l'article 7.0 de cet appendice.¹⁴

3.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie estime que la notion de client de la charge locale mériterait d'être revue avec plus d'attention lors des causes tarifaires subséquentes. Elle prend acte de l'affirmation du transporteur à l'effet que le texte pourrait devoir être clarifié en cas d'apparition de client du service en réseau intégré.

Elle constate que l'ajout du libellé suivant « *ou autrement de mettre en service [...], sous réserve des autorisations nécessaires pour ce faire, dont celles à obtenir de la Régie, le cas échéant* » n'a pas été ordonné par la décision D-2002-95. Cependant, la Régie accepte les explications du transporteur.

En conséquence et étant donné que l'article 1.9, tel que soumis, ne semble pas causer de problème réel à court terme, pour les fins du présent dossier la Régie accepte la proposition du transporteur relative à la définition des clients de la charge locale.

3.2 PART DU RATIO DE CHARGE ET PRIX REQUIS MENSUEL : ARTICLES 1.27 ET 42.1

Hydro-Québec propose les articles 1.27 et 1.42 dans le texte révisé du 20 novembre 2002, qui se lisent comme suit :

« 1.27 Part du ratio de charge : Rapport entre, d'une part, la charge annuelle du client du service de transport en réseau intégré et, d'autre part, la charge annuelle du réseau de transport, calculées toutes deux conformément aux dispositions des articles 34.2 et 34.3 portant sur le service de transport en réseau intégré prévu à la partie III des présentes. »

« 42.1 Prix requis mensuel : À chaque mois, le distributeur doit payer le prix requis mensuel, lequel correspond au un douzième (1/12) des revenus requis annuels du transporteur qui sont indiqués à l'appendice H des présentes, moins tout montant payable au cours du mois par un client dont la charge était antérieurement comprise dans la charge locale du distributeur et qui a réservé, pour l'alimentation de cette charge, un service de transport en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes et ce, jusqu'à ce que l'exclusion de cette charge de la charge locale du distributeur ait été prise en compte par la Régie dans l'établissement des tarifs de transport applicables en vertu des présentes. »

¹⁴ Argumentation de STOP/S.É., page 9

3.2.1 POSITION DES PARTIES

Les intervenants RNCREQ et STOP-S.É. proposent des modifications aux libellés des articles 1.27 et 42.1 tels que soumis par le transporteur, afin d'intégrer la charge locale dans la définition de la part du ratio de charge. Les intervenants proposent également d'ajouter un nouvel article portant sur la détermination de la charge annuelle du client de charge locale.

Selon le RNCREQ, la proposition du transporteur ne tient pas compte de toutes les solutions qui peuvent survenir, notamment la mise en place d'un projet pilote en vertu de l'article 167 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹⁵ qui permettrait à certains consommateurs de choisir leur fournisseur d'électricité.¹⁶

Le RNCREQ fait savoir que la solution qu'il propose dans sa preuve en est une de long terme, qui pourra s'adapter aux changements en intégrant la réalité de la charge locale et des réseaux intégrés.¹⁷

L'intervenant considère toutefois que la proposition du transporteur n'a pas d'impact pour le court terme :

*« Dans la mesure où il n'existe aucun client en réseau intégré, aucun client en consommation finale qui est alimenté par un contrat de point à point, et aucun projet pilote pour le « Open Access », alors, non, il n'y a pas de problème. C'est une formulation qui marche aujourd'hui. Dès qu'il y a un client en réseau intégré, c'est une formulation qui marche aussi jusqu'à la prochaine cause tarifaire. Mais à la prochaine cause tarifaire, à mon avis, il va falloir complètement modifier ce mécanisme-là. »*¹⁸

STOP/S.É. propose d'adapter l'article 1.27 afin qu'il soit applicable tant à la charge locale qu'au service en réseau intégré, en concordance avec l'article 34.1 et l'appendice H. L'intervenant estime sa proposition cohérente avec les articles 34.2 et 34.3.¹⁹

Selon STOP/S.É., dans la mesure où le service en réseau intégré existe au tarif, il est illogique de rédiger les articles 34.2 et 42.1 de manière non symétrique, vu l'article 34.3 et l'annexe H. Contrairement au RNCREQ, l'intervenant ne propose pas de supprimer la fin de l'article 42.1, tel qu'actuellement proposé par Hydro-Québec, puisque celle-ci permet des

¹⁵ L.R.Q. c. R-6.01.

¹⁶ RNCREQ-1A, page 2.

¹⁷ Argumentation du RNCREQ, page 4.

¹⁸ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 229.

¹⁹ Observations de STOP/S.É., 5 novembre 2002, pages 5 et 6.

réajustements mensuels du « *ratio de charge* » à la suite de la prévision annuelle initiale, d'ailleurs de manière symétrique à ce que prévoit la fin de l'article 34.1.²⁰

Le **transporteur** considère inutiles les modifications proposées par les intervenants. De son point de vue, il y a mauvaise compréhension de sa proposition.

Le texte proposé par le transporteur assure que celui-ci peut recouvrer le montant indiqué à l'appendice H de tous ses clients en réseau intégré et du distributeur, en respectant le principe du ratio de charge.

Le cas où un client, par exemple une municipalité ayant son propre réseau de distribution, choisirait plutôt le service point à point que le service en réseau intégré, est également prévu.²¹

3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie juge l'article 1.27, tel que proposé par le transporteur, conforme avec sa décision D-2002-95 et plus particulièrement à la page 352.

La Régie rappelle également le dernier paragraphe de la page 254 de sa décision D-2002-95 :

« La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à la modification de la définition de la part du ratio de charge, mais demande à Hydro-Québec d'inclure une clause dans les "Tarifs et conditions" indiquant le mode de calcul de la part du montant de l'appendice H facturable à un nouveau client du service en réseau intégré se prévalant de son droit en cours d'année. »

La Régie est d'avis que cette exigence de sa part est prise en compte dans l'article 42.1 proposé par le transporteur.

La Régie accepte les articles 1.27 et 42.1, tels que soumis par le transporteur dans le texte refondu.

²⁰ Argumentation de STOP/S.É., page 8.

²¹ HQT-11, document 2.8.

3.3 NOTION DE RESSOURCES : ARTICLES 1.40.1, 37.1 ET 38.1

3.3.1 RESSOURCES DU DISTRIBUTEUR : ARTICLE 1.40.1 ET 38.1

Position des parties

Le transporteur propose un nouvel article 38.1 dans la partie IV du texte des « Tarifs et conditions ».

« 38.1 Désignation des ressources du distributeur : Les ressources du distributeur comprennent toute la production achetée par le distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du distributeur sur une base non interruptible. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du distributeur tant que le distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au transporteur. »

Le transporteur fait une distinction entre le contrat d'énergie patrimoniale qui est une ressource désignée et les centrales qui font partie des équipements nécessaires pour fournir l'énergie du contrat.²²

Pour les interconnexions, la capacité qui est désignée est fonction du contrat qu'il y a sur l'interconnexion.²³

Le transporteur propose également la définition suivante du terme « ressource du distributeur » à l'article 1.40.1 :

« Ressource du distributeur : Toute ressource désignée par le distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c.R-6.01) et toute autre ressource du distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du distributeur, sur une base non-interruptible. »

²² NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 163 à 166.

²³ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 167.

Cette formulation est présentée afin de répondre aux besoins exprimés par la Régie, tel qu'indiqué aux pages 130 et 131 des transcriptions sténographiques du 14 novembre 2002.²⁴

Selon **Énergie NB**, il est important de savoir quelles ressources sont désignées pour l'interprétation des priorités à déterminer selon les « *Tarifs et conditions* » lorsqu'une ressource non désignée est appelée à combler un besoin.²⁵

En argumentation, **Énergie NB** soutient que les ressources du distributeur devraient être énumérées de manière spécifique, pas de la manière « ouverte » proposée par TransÉnergie. Ces ressources devraient être énumérées dans une annexe.

Il est nécessaire de désigner spécifiquement quelles sont les ressources du distributeur afin de pouvoir déterminer la capacité de transport disponible (ATC) pour les autres services de transport. Il sera également nécessaire de préciser à l'article 1(a) de l'appendice C que les ressources dont on parle sont les « ressources désignées ».

Selon le **RNCREQ**, la désignation de toutes les centrales qu'Hydro-Québec production (le producteur) peut utiliser pour répondre à la charge locale n'est pas en conformité avec le Règlement 659, ni avec les concepts empruntés de la FERC.²⁶

L'intervenant ajoute que c'est pour éviter qu'un client en réseau intégré ne désigne des ressources illimitées que le pro forma exige que le client possède ou a un engagement pour une ressource donnée :

*« Limiting the amount of resources to those that the customer owns or commits to purchase will protect a utility from having to incur costs that are out of proportion to customer's load ».*²⁷

Le **RNCREQ** précise :

*« qu'il n'y a rien dans le règlement en vigueur qui empêche le distributeur de modifier ces désignations au fur et mesure que le producteur modifie ses choix quant à desservir le contrat patrimonial. »*²⁸

Selon le **RNCREQ**, le terme « ressource » correspondrait à une centrale ou à une partie de centrale dans le pro forma de la FERC. Selon l'intervenant, donner un sens différent dans les

²⁴ HQT-11, document 2.9.

²⁵ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 269.

²⁶ RNCREQ-1A, pages 6 et 7.

²⁷ RNCREQ-1A, page 7.

²⁸ RNCREQ-1A, page 10.

« *Tarifs et conditions* » pourrait porter à confusion et il rappelle que, pour cette raison, la Régie avait refusé de changer la définition des « installations d'attribution particulière ». ²⁹

De plus, le RNCREQ signale que la définition du transporteur à l'article 1.40.1 entrerait notamment en conflit avec les articles 38.1 et 37.1 (iii). ³⁰

Dans son argumentation, l'intervenant constate que la définition de ressource du distributeur, suggérée par Hydro-Québec, inclut un contrat, un engagement ou une obligation de vente. D'après lui, il est inconcevable qu'un contrat, engagement, obligation de vente ou décret puisse en lui-même fournir énergie ou puissance. Ces mots ne peuvent que désigner la ou les ressources qui seront utilisées pour leur exécution. De fait, si les ressources tangibles et physiques ne sont pas désignées, l'exécution desdits contrat, engagement, obligation de vente ou décret pourrait être mis en péril. Il ajoute que, pour opérer correctement, le transporteur a besoin de connaître plus que le contrat, l'engagement ou l'obligation de vente, mais la « véritable ressource », la ressource physique produisant l'énergie et la puissance. Il conclut qu'il faut exiger que le distributeur (via le producteur) obtienne la désignation de la véritable ressource, c'est-à-dire la ou les centrales. ³¹

Opinion de la Régie

Le transporteur a inclus une définition des ressources du distributeur à la demande de la Régie exprimée en audience, car la Régie trouve nécessaire de définir ce concept auquel il est souvent fait référence dans la partie IV.

La Régie accepte la définition contenue dans l'article 1.40.1 pour les fins du présent dossier. Elle n'a pas été saisie de conséquences réelles à court terme.

Quant à un conflit possible entre l'article 1.40.1 et les articles 37.1 et 38.1, la Régie estime que ce point pourrait être soulevé, si nécessaire, lors d'une prochaine cause tarifaire.

La Régie comprend, du témoignage du transporteur, que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité.

La Régie reconnaît que, pour l'exploitation en temps réel de son réseau, le transporteur doit connaître les centrales et les contrats d'importation qui satisfont la demande du distributeur et les besoins de ses autres clients, incluant les contrats à l'exportation, mais cela n'implique

²⁹ RNCREQ-1A, pages 4 à 6.

³⁰ RNCREQ-1A, page 5.

³¹ Argumentation du RNCREQ, pages 5 et 6.

pas nécessairement que ces centrales doivent être désignées comme ressources du distributeur.

Une liste des centrales est fournie au transporteur pour qu'il sache d'où va provenir l'électricité demandée par le distributeur. La Régie considère que, conformément au souci de transparence contenu dans sa décision D-2002-95, le transporteur doit rendre disponible, sur demande d'un client, l'information en sa possession relative aux ressources désignées par le distributeur.

Pour les fins du présent dossier, la Régie accepte l'article 1.40.1, tel que proposé par le transporteur dans son texte refondu du 20 novembre 2002.

La Régie accepte l'article 38.1, tel que soumis dans le texte refondu des « *Tarifs et conditions* ». Elle demande au transporteur de rendre disponible, sur demande d'un client, l'information relative aux ressources désignées qu'il a en sa possession.

3.3.2 INFORMATIONS REQUISES ANNUELLEMENT DU DISTRIBUTEUR : ARTICLE 37.1

Position des parties

Hydro-Québec propose l'article 37.1 dans le texte révisé du 20 novembre 2002, soit :

« 37.1 Information requise annuellement du distributeur : Le distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

(i) une description de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que des charges à alimenter à partir de chaque poste du transporteur au même niveau de tension de transport. La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires à la pointe coïncidente et non coïncidente, en été et en hiver;

(ii) le niveau et la localisation des charges interruptibles, s'il en est, comprises dans la charge locale. Cette information doit inclure les besoins de puissance estivale et hivernale de chaque charge interruptible (comme si elle n'était pas interruptible), la partie de la charge qui est susceptible d'interruption, les conditions auxquelles une interruption peut être mise en oeuvre et les limites, s'il en est, applicables à la quantité et à la fréquence des interruptions. Le distributeur doit indiquer la quantité de charge de ses clients interruptibles (s'il en est) incluse dans les prévisions de charge sur 10 ans fournies en réponse au point (i) ci-dessus;

(iii) une description des ressources du distributeur (actuelles et prévues sur 10 ans), devant inclure dans le cas de chaque ressource :

- la taille du groupe et la puissance provenant de ce groupe qui doit être désignée en tant que ressource du distributeur, incluant les centrales servant à la livraison de l'électricité patrimoniale et celles qui alimentent toute autre ressource du distributeur et qui sont situées dans la zone de réglage du transporteur;
- la puissance réactive (production et absorption) de tous les alternateurs;
- les restrictions d'exploitation :
 - les périodes d'exploitation limitée, s'il en est, pendant toute l'année;
 - les programmes d'entretien;
 - le niveau de production minimum du groupe;
 - le niveau d'exploitation normal du groupe;
 - toute désignation de groupe dont la production doit être maintenue pour des raisons de fiabilité du réseau ou pour des raisons contractuelles;
- la liste des moyens de gestion pour la nouvelle répartition;
- la description de la puissance achetée qui est désignée comme ressource du distributeur, y compris la source d'approvisionnement, la localisation de la zone de réglage, les ententes de transport et le(s) point(s) de réception au réseau de transport du transporteur;

(iv) l'utilisation prévue de chacune des interconnexions du réseau du transporteur avec les réseaux voisins (actuelles et prévues sur 10 ans), en MW et en MWh, en période de pointe et hors-pointe, pour chacune des années visées. »

Pour le **transporteur**, il est nécessaire de savoir qu'il y a des restrictions d'exploitation, mais il n'est pas nécessaire de connaître la nature des restrictions d'exploitation des centrales.³²

Selon le **RNCREQ**, une copie des informations requises sous l'article 37.1 doit être déposée auprès de la Régie pour lui permettre d'en faire un suivi.

L'intervenant propose également d'ajouter une liste de contraintes qui sont typiques d'un parc de production hydraulique soit :

- toute restriction d'exploitation reliée aux autorisations gouvernementales;
- pour les centrales hydrauliques, toute autre restriction reliée à la disponibilité d'eau ou à la protection de l'environnement.

De plus, l'intervenant propose d'ajouter à la liste des informations à fournir annuellement :

« Les ententes régissant la vente et la livraison de puissance à un tiers à partir des installations de production situées dans la zone de réglage du transport, lorsqu'une partie seulement de la production du groupe est désignée en tant que ressource du distributeur. »³³

³² NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 304.

³³ RNCREQ-1A, pages 13 et 14.

Opinion de la Régie

L'article 37.1 est intégré à la partie IV qui découle de la décision D-2002-95.

La notion de dépôt des informations annuelles décrites à l'article 37.1 n'a pas été discutée lors de l'audience.

Relativement aux informations supplémentaires que le distributeur devrait, selon le RNCREQ, fournir au transporteur, ce dernier n'en voit pas l'utilité. Le transporteur mentionne qu'il doit connaître les restrictions, mais qu'il n'a pas besoin de connaître la nature de ces restrictions.

Pour ces motifs, la Régie accepte l'article 37.1 du texte refondu, tel que proposé par le transporteur et rejette les propositions du RNCREQ.

3.4 DISTRICT JUDICIAIRE : ARTICLE 12.2

Quant à l'article 12.2 du texte « *Tarifs et conditions* », **la Régie ordonne le retranchement de la dernière phrase « Toute poursuite doit être intentée dans le district judiciaire de Montréal »** au motif qu'elle est non conforme à la décision D-2002-95, à la page 354.

3.5 FRAIS DE NOUVELLE RÉPARTITION : ARTICLES 13.6, 41.2 ET 42.2

3.5.1 POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** propose une répartition proportionnelle des frais de nouvelle répartition entre les clients du point à point, du service en réseau intégré et la charge locale, à la suite d'un problème de fiabilité de son réseau.

Par rapport à sa proposition initiale ayant donné lieu à la décision D-2002-95, le transporteur propose dans son dernier texte refondu de compléter l'article 13.6 par l'ajout suivant :

« Lorsque le transporteur entreprend des procédures de nouvelle répartition des ressources pour maintenir la fiabilité du réseau de transport conformément à l'article 41.2 des présentes, les transactions des clients du service de transport ferme de point-à-point qui acceptent de payer leur quote-part proportionnelle des frais de nouvelle répartition seront maintenues dans la mesure du possible. »³⁴

³⁴ HQT-11, document 2.R, pages 39 et 40.

Selon le transporteur, le principe de réduction proportionnelle aux clients de charge locale, de réseau intégré et des services point à point ferme en cas de contraintes de transport, est accepté par la Régie. Le transporteur réfère à la page 343 de la décision D-2002-95.

Pour le transporteur, le complément de libellé à l'article 13.6 est cohérent avec l'article 41.2 qui concerne les règles qui s'appliquent à la charge locale lorsque des réductions sont rendues nécessaires par suite d'une contrainte de transport. En conformité avec l'article 41.2, les clients de point à point qui acceptent de payer leur quote-part vont bénéficier du prorata. Le client qui préférerait être coupé aurait la possibilité d'indiquer au transporteur qu'il ne désire pas payer les frais d'une nouvelle réallocation des ressources.³⁵

Du point de vue du transporteur, le complément du libellé ci-dessus est requis car le client du service point à point ferme pourrait préférer subir une réduction de service plutôt qu'avoir à payer les frais de nouvelle répartition. Le client du service de point à point choisira de voir ses livraisons coupées et prendra les mesures pour compenser dans le réseau voisin où est destinée l'électricité livrée plutôt que d'avoir à payer. Le distributeur, pour la charge locale, et le client en réseau intégré, quant à eux, sont prêts à assumer les coûts de nouvelle répartition, puisqu'une réduction de service affecterait directement leurs usagers.³⁶

Le transporteur précise que TransÉnergie est responsable de la fiabilité du réseau au Québec et s'acquitte de cette responsabilité en fonction des règles du NPCC et de NERC reconnues et approuvées par la Régie.³⁷ Il affirme qu'actuellement, il n'existe aucuns frais rattachés à cet aspect qui est pris en charge par le transporteur lui-même.³⁸

L'ACEF de Québec estime que les frais pour une nouvelle répartition, dont il est question dans les articles 13.6, 13.7 et ceux correspondant aux chapitres III et IV, devraient être limités et encadrés par la Régie. Le service de transport régulier peut assumer la majorité des répartitions afin d'assurer la fiabilité du réseau et la résolution des surcharges ou pannes.³⁹

Selon cette intervenante, la marge de discrétion du transporteur pourrait dépasser la volonté émise par la Régie et remettre en question sa juridiction sur les frais et les tarifs, en particulier sur la marge de discrétion de tarifier ou ne pas tarifier la répartition pour assurer la fiabilité du réseau.⁴⁰

³⁵ NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 150 et 151.

³⁶ HQT-11, document 2.7.

³⁷ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 57.

³⁸ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 57.

³⁹ Observations de l'ACEF, 5 novembre 2002, page 3.

⁴⁰ NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 51 à 53.

Le RNCREQ propose certains ajouts aux articles 41.1 et 41.2.⁴¹

Cet intervenant juge que sa proposition permet de mieux refléter la décision de la Régie, de clarifier les implications de ces articles et de faciliter le rôle de surveillance de la Régie. Bien que les membres du NPCC soient informés des événements importants sur le réseau et que la Régie soit membre du NPCC,⁴² la Régie et les consommateurs du Québec ne sont pas directement informés. L'accès à ces informations devrait être direct et donc transmis directement par le transporteur à la Régie.⁴³

3.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que sa décision D-2002-95 s'exprime sur les modalités de réductions des transactions, mais ne se prononce nullement sur les frais de nouvelle répartition liés à un problème de fiabilité.

L'ajout de libellés, tel que proposé par le transporteur aux articles 13.6, 41.2 et 42.2, n'a pas été ordonné par la Régie dans sa décision D-2002-95, ni discuté dans la preuve initiale.

La Régie prend note qu'aucuns frais n'ont été facturés à ce jour aux clients du transporteur, ce dernier les ayant toujours assumés.

La Régie constate également que les ajouts proposés par le transporteur aux articles 13.6 et 42.2 peuvent avoir des implications financières pour les clients existants qui pourraient avoir à payer des frais additionnels. De plus, le paiement par le distributeur de ces frais additionnels est prévu par l'article 42.2 sans que les modalités d'établissement de ces frais n'aient été abordées dans la preuve au dossier.

En conclusion, la Régie estime que les articles 13.6, 41.2 et 42.2 ne sont pas conformes à la décision D-2002-95.

La Régie ne retient pas les ajouts suggérés par le RNCREQ aux articles 41.1 et 41.2.

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de supprimer la dernière phrase des articles 13.6 et 41.2 et de supprimer l'article 42.2, tels que soumis par le transporteur dans son texte refondu.

⁴¹ Argumentation du RNCREQ, pages 10 et 11.

⁴² NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 116, lignes 26 et suivantes, et page 117.

⁴³ Argumentation du RNCREQ, page 10.

3.6 POINT DE RÉCEPTION HQT : ARTICLES 13.7 ET 14.5

Dans sa décision D-2002-95, la Régie ordonnait 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. »⁴⁴

3.6.1 POSITION DES PARTIES

Le transporteur propose, à l'article 13.7, le texte suivant :

« b) Le client du service de transport peut acheter un service de transport pour faire des ventes de puissance et d'énergie provenant de différents groupes turbines-alternateurs qui se trouvent sur le réseau de transport du transporteur. Pour un tel achat de service de transport, les ressources seront désignées comme étant le point de réception HQT (Montréal), sauf si les différents groupes turbines-alternateurs sont situés dans la même centrale électrique, auquel cas ils seront traités comme un point de réception unique. »

À la suite de l'audience publique du 14 novembre 2002, lorsqu'il était interrogé sur la conformité de ce texte avec la décision D-2002-95, page 326, le transporteur a déposé une nouvelle formulation de l'article 13.7 qui conserve le texte ci-dessus, mais ajoute le libellé suivant :

« c) Le client du service de transport peut acheter un service de transport en désignant le point de livraison ou le point de réception uniquement, pourvu qu'il effectue dans le délai requis les réservations nécessaires pour effectuer les livraisons fermes de puissance et d'énergie du (des) point(s) de réception au(x) point(s) de livraison sur une base ferme conformément à l'article 22.2 ou non ferme conformément à l'article 22.1. »

Un texte de même nature est également inséré à l'article 14.5 portant sur la classification du service non ferme.⁴⁵

Dans son argumentation, le RNCREQ mentionne que le principe voulant qu'il y ait absence de discrimination n'est pas respecté dans la proposition d'Hydro-Québec et que les explications données lors de l'audience ont confirmé cet état de fait.

⁴⁴ Décision D-2002-95 de la Régie, page 326.

⁴⁵ Article 14.5, b), HQT-11, document 2.9.

L'intervenant recommande que les dispositions relatives au point de réception (HQT) soient modifiées afin de refléter la décision de la Régie et de garantir un traitement non discriminatoire de tous les utilisateurs du service de point à point.

3.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

La proposition mentionnée lors de l'audience du 14 novembre 2002 était à l'effet d'éliminer l'obligation pour les groupes turbines-alternateurs de se trouver sur le réseau du transporteur. La Régie constate que le nouveau texte n'élimine pas cette obligation. Toutefois, l'ajout du nouveau libellé relatif au paragraphe c) de l'article 13.7 traite du cas où les ventes de puissance et d'énergie ne proviennent pas de groupes turbines-alternateurs sur le réseau de transport du transporteur.

La Régie constate que les clients concernés du transporteur n'ont émis aucun commentaire. La Régie comprend donc que le texte proposé par le transporteur semble répondre à leurs besoins immédiats et qu'il est non discriminatoire.

L'utilisation du point HQT-Montréal par d'autres clients que le producteur doit recevoir une application comparable tant sur l'opération que sur la facturation. La Régie demande donc au transporteur de lui faire rapport lors du prochain dossier tarifaire sur ce point.

En conséquence, la Régie accepte les articles 13.7 et 14.5, tels que proposés dans la pièce HQT-11, document 2.9.

De plus, la Régie demande au transporteur de lui faire rapport sur l'utilisation du point HQT lors du prochain dossier tarifaire.

3.7 FOURNITURE DES PERTES DE TRANSPORT PAR LE DISTRIBUTEUR : ARTICLE 36.4

L'article 36.4 introduit la notion de pertes réelles que doit fournir le distributeur.

3.7.1 POSITION DES PARTIES

En ce qui concerne les pertes de transport pour la charge locale, le transporteur propose, à l'article 36.4 du texte des « *Tarifs et conditions* », le libellé suivant :

« Le distributeur est responsable de fournir en tout temps les pertes réelles associées au service de transport qui lui est fourni sur le réseau du transporteur. »

Dans le cas du service de transport de point à point et du service en réseau intégré, le libellé des articles 15.7 et 28.5 se lit ainsi :

« [...] Le client [...] 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 affirme que le distributeur doit fournir les pertes réelles et qu'il n'y a aucune autre façon de le faire. Il explique que la charge locale est présente en tout temps sur le réseau de transport et qu'elle n'aurait pas toute l'électricité nécessaire si le distributeur ne fournissait pas les pertes réelles. Le transporteur ne peut les fournir parce qu'il ne possède pas d'équipement de production.⁴⁶

Le transporteur considère que cette approche est compatible avec la décision D-2002-95 d'imputer un taux de pertes de transport de 5,2 % à tous les services de transport parce que, d'une part, les pertes réelles que le distributeur doit compenser s'élèvent annuellement en moyenne à 5,2 % et, d'autre part, un taux « timbre-poste » de 5,2 % est appliqué aux services de point à point qui sont présents occasionnellement sur le réseau de transport.⁴⁷

Enfin, le transporteur affirme que, dans une situation où le taux de pertes moyen observé à la fin de l'année serait supérieur à 5,2 %, il n'y aurait aucune conséquence financière pour le distributeur parce que ce dernier paie un prix de transport, incluant les pertes, fixe et établi au début de l'année.

« À l'heure actuelle, pour le Distributeur, il n'y a aucune espèce de conséquence financière. Il y a un prix fixe qu'il paie et ça inclut les pertes. Et c'est à lui, évidemment, à arranger ce genre de chose-là, à la limite, avec ses propres fournisseurs, là, mais entre nous et le Distributeur, il n'y a aucune espèce d'incidence monétaire à ce moment-ci. »⁴⁸

3.7.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que l'exploitation du réseau de transport nécessite que les pertes réelles de transport soient fournies en tout temps. De plus, comme la fourniture de ces pertes par le distributeur n'affecte pas la facturation du service de transport établie sur la base d'un taux prévu de pertes de 5,2 % pour la charge locale, soit le même taux que celui applicable aux autres services de transport, la Régie accepte le libellé.

La Régie accepte donc le libellé de l'article 36.4.

⁴⁶ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 154.

⁴⁷ HQT-11, document 2.7.

⁴⁸ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 160.

3.8 UTILISATION DE LA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION PAR LE DISTRIBUTEUR : ARTICLE 38.9

Le texte proposé à l'article 38.9 a pour effet de créer une condition aux réservations de capacité ferme de long terme sur les interconnexions en mode import pour satisfaire une demande du distributeur. Ainsi, le transporteur pourrait interrompre un contrat ferme de point de point à point avec un préavis de 12 mois.⁴⁹

L'article 38.9 inclut le paragraphe suivant :

« Pour tout service de transport point à point ferme d'un an ou plus, le transporteur pourra suspendre en tout temps pour une durée indéterminée le service point à point du client, afin de répondre au besoin d'utilisation de la capacité d'importation des interconnexions par le distributeur, suite à un préavis écrit de douze (12) mois à cet effet du transporteur au client du service point à point. Cette limitation à l'utilisation du service point à point ferme du client sera indiquée dans la convention de service avec le client. »

3.8.1 POSITION DES PARTIES

Dans son argumentation finale, le **transporteur** mentionne que l'article 38.9 du chapitre 4 est :

« la conséquence logique et inévitable de la reconnaissance par la Régie du fait qu'elle estime que les interconnexions font partie des installations de transport et reconnaît le rôle de ces équipements pour l'alimentation de la charge locale. Aussi la Régie a reconnu que les interconnexions sont des ressources désignées pour la desserte de la charge locale. »⁵⁰

De plus, selon le transporteur, l'article 38.9 découle des stratégies du plan d'approvisionnement du distributeur telles que reconnues par la Régie. D'après lui, ces stratégies requièrent que le distributeur puisse désigner à l'avance les interconnexions requises comme ressource potentielle et que cette désignation puisse être modifiée dans le temps, en fonction des besoins communiqués au transporteur.⁵¹

Par ailleurs, en audience publique, le transporteur affirme :

« [qu']il n'existe aucun marché de court terme de l'énergie au Québec. La concurrence à HQP pour les marchés de court terme ne peut venir que des marchés externes, donc via les interconnexions. »⁵²

⁴⁹ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 169.

⁵⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 8 et 9.

⁵¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 9.

⁵² NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 28.

De plus, il apporte la précision suivante :

« La désignation doit aussi permettre aux fournisseurs des réseaux voisins de soumissionner aux appels d'offres de long terme du Distributeur.

*Alors, naturellement la désignation des interconnexions sera variable dans le temps. On remet à jour le plan à chaque année, alors les besoins peuvent s'avérer différents à chaque année, alors la capacité désignée pourra dépendre aussi de l'horizon et de l'état du bilan énergétique du Distributeur ».*⁵³

Le transporteur affirme que le besoin du distributeur peut se concrétiser avant que la charge du distributeur atteigne les 165 TWh de l'électricité patrimoniale. Il donne comme exemple la perte de 5 000 MW de Churchill Falls.⁵⁴

Concernant l'attribution d'une capacité à l'usage exclusif du distributeur, le transporteur mentionne en audience :

*« Nous, on va laisser ouvert à cent pour cent toutes les interconnexions à tout le monde, à moins que le Distributeur nous démontre très clairement qu'il a absolument besoin d'une porte très précise parce qu'il y a un contrat qui s'en vient via cette porte-là. Là, c'est correct, on va la fermer cette porte-là, on va lui réserver cette porte-là. Mais, non, en tout temps, c'est cent pour cent ouvert à tous. »*⁵⁵

Quant à la possibilité d'avoir besoin de la totalité de la capacité des interconnexions en mode import, il mentionne :

*« C'est dans le domaine des possibilités, mais ça voudrait dire quelque chose d'assez extraordinairement grave, évidemment, là. On parle là de cas tout à fait exceptionnel. On ne peut pas imaginer, en fait, un tel besoin. Mais supposons que c'est le cas, oui, c'est possible. Ça demeure quand même une possibilité avec une infime probabilité. »*⁵⁶

STOP/S.É. fait référence à la décision D-2002-169 (page 28), demandant au distributeur de déposer à la Régie en novembre et en mai « les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en énergie [...] est respecté pour l'électricité patrimoniale ». L'intervenant est d'avis que le délai de préavis prévu à l'article 38.9 devrait être de six mois.

De plus, selon l'intervenant, les clients du service en réseau intégré devraient eux aussi bénéficier du même droit que celui accordé à la charge locale.

⁵³ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 29.

⁵⁴ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 172.

⁵⁵ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 168.

⁵⁶ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 169.

Selon **Énergie NB**, les modifications proposées par le transporteur, par l'article 38.9, ne font pas partie de la décision D-2002-95 et devraient être rejetées.

L'intervenante ajoute d'autres motifs justifiant le rejet de cet article, soit :

- la création d'un service de transport accordant un traitement préférentiel à la charge locale n'existe nulle part en Amérique du Nord;
- les clients du service de transport point à point et ceux du service en réseau intégré sont traités de façon discriminatoire au bénéfice des clients de la charge locale;
- les dispositions de l'article 38.9 sont incompatibles avec les principes de réciprocité et de traitement comparable qui constituent les fondements des tarifs de transport ouverts en Amérique du Nord (Ordonnance 888 de la FERC);
- la possibilité d'une suspension en tout temps et pour une durée indéterminée du service de transport point à point ferme d'un an ou plus augmente le niveau de risque du client de ce service.⁵⁷

Selon **Énergie NB**, les dispositions de l'article 14.2 traitant de la priorité de réservation et celles de l'article 13.6 traitant de la réduction du service de transport ferme sont suffisantes pour protéger l'alimentation de la charge locale.⁵⁸

Selon **PG&E National Energy Group Inc.**, l'interprétation de la décision D-2002-95, faite par le transporteur, soit que le distributeur pourrait déplacer un autre client ayant un contrat de point à point ferme, va au-delà de ce que dit la décision sur cet aspect.

De plus, selon elle, les dispositions de l'article 38.9 créent une nouvelle classe de client supérieure aux autres et au détriment des autres clients de service ferme. Une telle création constitue une violation du principe de réciprocité inhérent à l'Ordonnance 888 de la FERC.

Lors de l'audience publique, l'intervenante rappelle deux principes directeurs émis par la Régie aux pages 342 et 343 de la décision D-2002-95 et qui se lisent comme suit :

« 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. »

« 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

⁵⁷ Observation d'Énergie NB, page 1.

⁵⁸ Observation d'Énergie NB, page 3.

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. »

De plus, l'intervenante souligne que ce sont ces principes qui doivent guider le transporteur concernant l'accès prioritaire au réseau de transport.

Elle cite trois autres juridictions, soit TVA, Bonneville Power Authority et Pacificorp, où il n'y a pas de priorité similaire qui est accordée à la charge locale.⁵⁹

D'après l'intervenante, le distributeur peut avoir un droit prioritaire pour des raisons techniques, mais pas pour des raisons économiques.⁶⁰

L'**Union des consommateurs** (UC) estime que l'article pourrait être approuvé provisoirement jusqu'à l'étude en profondeur de celui-ci lors de la prochaine cause tarifaire du transport.

3.8.2 OPINION DE LA RÉGIE

Bien que les interconnexions puissent être des ressources désignées pour la charge locale, la Régie n'a pas reconnu que la capacité totale de toutes les interconnexions devait constituer en permanence des ressources désignées ou qu'elles doivent être, sur demande d'un client, réservées pour l'usage exclusif du distributeur. La portée, notamment pour les interconnexions, de la notion de ressources désignées n'a pas été discutée lors des audiences qui ont donné lieu à la décision D-2002-95.

Il en est de même pour l'interruption d'une réservation de transport ferme pour motif économique, avec préavis. Il s'agit d'un point majeur qui risque d'affecter les autres clients du transporteur et aucune partie de la décision D-2002-95 de la Régie ne doit être interprétée comme donnant une priorité pour un motif économique à la charge locale. Par ailleurs, bien que les conditions de service de la charge locale n'étaient pas définies dans la proposition

⁵⁹ NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 282 et 283.

⁶⁰ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 291.

initiale, la décision D-2002-95 traite des conditions de service du service de transport point à point ferme et la Régie a examiné et approuvé l'article 13.2. La modification de cet article dans le texte refondu, en faisant allusion à l'article 38.9, change de façon significative le caractère de l'article 13.2 et n'est pas conforme à la décision D-2002-95.

Selon la preuve présentée par le transporteur, la possibilité que le distributeur ait recours à court terme à la totalité de la capacité des interconnexions pour l'alimentation de la charge locale est infime.

Compte tenu de l'importance de cet enjeu pour la charge locale et les clients de point à point du transporteur, l'ensemble de cette problématique pourra être revu et approfondi lors d'un prochain dossier tarifaire.

La Régie rejette l'article 38.9 proposé par le transporteur, pour raison de non-conformité avec sa décision D-2002-95, et ordonne son retrait du texte refondu, de même que de toute référence à cet article contenue dans les autres articles du texte refondu.

3.9 LES RABAIS SUR LES TRANSACTIONS DE COURT TERME : ANNEXES 7 ET 8

3.9.1 POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** propose à la Régie, dans sa proposition finale du 20 novembre 2002, les annexes 7 et 8 concernant les tarifs du service de transport ferme à long et à court terme de point à point et du service de transport non ferme de point à point respectivement. L'article 5 de ces annexes concerne les rabais applicables à ces services et est formulé comme suit pour l'annexe 7 :

« 5) Rabais : Si le transporteur offre à une société affiliée une réduction de tarif ou attribue un prix de transport réduit à ses propres transactions, le transporteur doit offrir en même temps le même prix réduit du service de transport ferme de point à point à tous les clients admissibles sur le même chemin de transport et sur tous les chemins de transport ne faisant pas l'objet de contraintes. Les renseignements concernant toute réduction de transport ferme doivent être affichés sur l'OASIS. De plus, les réductions offertes à des sociétés non affiliées doivent être offertes de façon non indûment discriminatoire.

Un rabais de 25% sur le tarif maximal approuvé en vertu du Règlement 659 d'Hydro-Québec est affiché sur le site OASIS à compter du 15 mai 2002. »

À l'annexe 8, on trouve une clause équivalente concernant le service non ferme.

Le transporteur, en réponse aux questions, notamment, du RNCREQ, juge les deux paragraphes de l'article 5, des annexes 7 et 8, conformes à la décision D-2002-95. Le transporteur propose à la Régie que le second paragraphe dudit article 5 mentionne que le rabais de 25 %, fixé par la Régie, s'applique au tarif maximal approuvé en vertu du Règlement 659. Il demande également à la Régie, en attendant son approbation de la nouvelle Politique de rabais, de modifier ce même paragraphe afin qu'il mentionne également les tarifs du service de transport ferme et non ferme de point à point approuvés par la Régie auxquels le rabais de 25 % fixé par la Régie continuera de s'appliquer jusqu'à l'approbation d'une nouvelle politique de rabais.⁶¹

Par ailleurs, relativement aux questions de l'ACEF de Québec sur les rabais des services complémentaires, le transporteur mentionne que la politique de rabais qu'il proposera ne portera pas sur les services complémentaires abordés à l'article 3. Selon ce dernier, l'article 3 des « *Tarifs et Conditions* » prévoit qu'il peut effectuer des rabais sur les services complémentaires. Cet aspect n'est pas visé par la décision D-2002-95. Le transporteur affirme n'avoir pas demandé de modification à l'article 3 et que la Régie n'a approuvé aucune modification dudit article.⁶²

Le RNCREQ⁶³ juge que l'article 5 des annexes 7 et 8, dans sa forme amendée, n'a pas d'application présentement. L'intervenant propose dans une lettre du 11 juillet 2002, commentant le texte refondu des « *Tarifs et Conditions* » du 21 juin 2002, de supprimer le premier paragraphe et d'ajouter dans le second paragraphe une phrase à l'effet de modifier la clause d'un rabais de 25 % dès qu'une nouvelle politique de rabais serait proposée par le transporteur et approuvée par la Régie. Selon cet intervenant, ce premier paragraphe n'a plus de sens dans un contexte où le transporteur ne jouit d'aucune discrétion dans l'attribution des rabais.

En argumentation, le RNCREQ note que la seule politique de rabais qui soit en application est celle qui a été ordonnée par la Régie dans sa décision D-2002-95, à savoir le rabais de 25 % applicable sur toutes les transactions à court terme dans un délai de 15 jours de la décision D-2002-95. L'intervenant est conscient du fait que la politique de rabais n'a pas encore été approuvée, qu'il soit actuellement difficile, voire impossible, de remplir adéquatement cette ordonnance.⁶⁴

⁶¹ Lettre du transporteur, 21 novembre 2002.

⁶² NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 44.

⁶³ NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 109.

⁶⁴ Argumentation RNCREQ, 25 novembre 2002, pages 8 et 9.

Toujours selon cet intervenant, le texte soumis ne répond pas aux diverses prémisses imposées par la Régie dans sa décision. Il considère que, entre autres, les principes d'uniformité territoriale, d'objectivité, de transparence, de non-discrimination et d'utilisation de barèmes d'application générale ne sont ni reflétés ni pris en compte. L'intervenant rappelle que le premier paragraphe de l'article 5 des annexes 7 et 8 a été refusé par la Régie dans sa décision D-2002-95 parce qu'il ne répondait pas à ses exigences. De plus, l'intervenant soutient que le deuxième paragraphe ne reflète qu'une partie seulement de la décision de la Régie, car la notion de court terme pour le rabais de 25 % a été omise. De plus, il serait approprié de publiciser, dans le texte des « *Tarifs et conditions* », le fait que cette disposition n'est que transitoire et qu'elle sera modifiée dès qu'une nouvelle politique de rabais aura été approuvée par la Régie.⁶⁵

Le RNCREQ recommande finalement que l'article 5 des annexes 7 et 8 soit modifiés comme suit :

*« Un rabais de 25% sur le tarif maximal de court terme approuvé en vertu du Règlement 659 d'Hydro-Québec est affiché sur le site OASIS à compter du 15 mai 2002. Aucun autre rabais ne pourra être offert tant et aussi longtemps qu'une nouvelle politique de rabais n'aura pas été approuvée par la Régie de l'énergie ».*⁶⁶

L'intervenant **STOP/S.É.** questionne le transporteur sur l'opportunité d'insérer à l'article 5 desdites annexes la future politique permanente de rabais et de prévoir une date d'entrée en vigueur unique pour l'ensemble du texte réglementaire.⁶⁷ De plus, il plaide en argumentation qu'il ne serait pas approprié qu'une réduction de 25 % s'applique dorénavant aux nouveaux tarifs de court terme résultant de la décision D-2002-95, lesquels sont déjà substantiellement plus bas que ne l'étaient ceux du Règlement 659 par rapport au tarif de long terme. L'intervenant recommande à la Régie de procéder à l'étude de la nouvelle politique de rabais simultanément à celle du Code de conduite et du Guide OASIS, si jugé opportun, de manière à ce que l'ensemble du texte réglementaire, avec toutes ses composantes et pièces jointes, puisse faire l'objet d'une promulgation simultanée. L'article 5 des annexes 7 et 8 des « *Tarifs et conditions* » serait alors remplacé par la nouvelle politique de rabais.⁶⁸

UC juge que l'article 5 des annexes 7 et 8 qui est proposé semble obsolète.⁶⁹ En argumentation, l'intervenante soutient que le seul texte devant apparaître aux « *Tarifs et*

⁶⁵ Argumentation RNCREQ, 25 novembre 2002, pages 9 et 10.

⁶⁶ Argumentation RNCREQ, 25 novembre 2002, page 10.

⁶⁷ Lettre de STOP/S.É., 5 novembre 2002.

⁶⁸ Argumentation STOP/S.É., 25 novembre 2002, pages 9 et 10.

⁶⁹ Lettre d'UC, 7 novembre 2002.

conditions » doit être celui qui indique le rabais de 25 % établi par la Régie dans la décision D-2002-95, à la page 282.⁷⁰

3.9.2 OPINION DE LA RÉGIE

En ce qui a trait à la conformité à sa décision D-2002-95, en particulier sur le thème des rabais, le premier paragraphe de l'article 5 des annexes 7 et 8, tel que proposé par le transporteur, n'a plus raison d'être.

Le second paragraphe proposé par le transporteur ne respecte pas la décision D-2002-95, car il prévoit qu'un rabais de 25 % sur le tarif maximal approuvé en vertu du Règlement 659 d'Hydro-Québec soit affiché sur le site OASIS à compter du 15 mai 2002. Or, le rabais de 25 % devra être appliqué rétroactivement au 15 mai 2002 sur les nouveaux tarifs de court terme qui seront appliqués rétroactivement au 1^{er} janvier 2001 dès que la Régie aura rendu sa décision finale quant au texte refondu des *« Tarifs et conditions »*, et la facturation rétroactive devra en tenir compte.

Cela découle du dispositif de la décision D-2002-95 (8^e et 9^e paragraphes) tel qu'explicité à la section 4.2 de la décision D-2002-142 où la Régie indiquait notamment ce qui suit :

« En conséquence, la Régie n'ayant pas fait de distinction quant à la rétroactivité des tarifs, les rabais s'appliqueront sur les nouveaux tarifs lorsque ceux-ci seront adoptés. Les rabais seront applicables sur toutes les transactions de court terme conclues depuis le 15 mai 2002. La facturation rétroactive devra en tenir compte. »

Par ailleurs, l'annexe 7 porte non seulement sur les services de court terme, mais inclut également le service de long terme. Il appert donc que, selon le texte soumis par le transporteur, le rabais pourrait s'appliquer aussi au service de long terme, ce qui va à l'encontre de ce que la Régie a décidé dans sa décision D-2002-95.

En conséquence, vu les motifs qui précèdent, la Régie ordonne le retrait du premier paragraphe proposé à l'article 5 des annexes 7 et 8 du texte des *« Tarifs et Conditions »* et ordonne au transporteur de modifier, comme suit, le libellé du second paragraphe de l'article 5 de l'annexe 7 *« Un rabais de 25 % est appliqué sur les tarifs énoncés aux articles 2, 3 et 4 de la présente annexe pour toutes les transactions de court terme depuis le 15 mai 2002 »* et, comme suit, le libellé du second paragraphe de l'article 5 de l'annexe 8 : *« Un rabais de 25 % est appliqué sur les tarifs énoncés aux articles 1, 2, 3 et 4 de la présente annexe pour toutes les transactions de court terme depuis le 15 mai 2002 »*.

⁷⁰ Argumentation UC, 25 novembre 2002, page 11.

3.10 SERVICE D'ALIMENTATION DES SERVICES AUXILIAIRES DES POSTES DE TRANSPORT : ANNEXE 9, SERVICE COMPLÉMENTAIRE N°15

Un des services complémentaires attribué à la charge locale prévoit que le distributeur doit fournir l'électricité requise pour alimenter les services auxiliaires des postes de transport d'Hydro-Québec.

3.10.1 POSITION DES PARTIES

Lors de l'audience publique, le **transporteur** précise que l'électricité requise pour les services auxiliaires des postes de transport concernait une très petite quantité et qu'il ne s'est pas attardé, « à redistribuer les coûts à tout le monde ». De plus, il mentionne que la très grande majorité des postes sont strictement dédiés à la distribution (510 postes sur 512).⁷¹

Le transporteur mentionne que les services identifiés à l'Annexe 9 des « *Tarifs et conditions* » correspondent aux caractéristiques de l'électricité patrimoniale définies au décret 1277-2001 du 24 octobre 2001, qui précise que :

*« Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la fiabilité et la sécurité [...]. »*⁷²

3.10.2 OPINION DE LA RÉGIE

Le décret relatif à l'électricité patrimoniale spécifie de façon particulière aux articles 4 et 5 la quantité d'énergie que le producteur doit mettre à la disposition du distributeur. Il est mentionné que les pertes de transport et de distribution doivent être fournies par le producteur, mais il n'est indiqué nulle part que l'énergie consommée par les services auxiliaires des postes de transport doive être fournie par le producteur.

Par ailleurs, la réponse du transporteur concernant le nombre de postes strictement dédiés à la distribution est surprenante puisque la Régie a dénombré 34 postes 735 kV, deux postes 450 kV et plusieurs postes à des niveaux de tension supérieurs à 44 kV.⁷³

Le transporteur admet implicitement que le distributeur n'est pas le seul bénéficiaire de ce service puisqu'il mentionne qu'il ne s'est pas attardé à redistribuer les coûts à tout le monde. Il justifie sa position par le fait qu'il s'agit de très petites quantités d'électricité.

⁷¹ NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 175 et 176.

⁷² HQT-11, document 2.7, item 3.7.

⁷³ HQT-7, document 3.1.

La Régie n'est pas convaincue que ce service ne doive pas être à la charge du transporteur.

En conséquence, elle ordonne au transporteur de retirer le texte de l'annexe 9 relatif au service complémentaire numéro 15.

3.11 CODE DE CONDUITE

La Régie constate que le texte proposé des « *Tarifs et conditions* » reflète sa décision à l'effet d'éliminer la référence à la partie 37 des règlements de la FERC en ce qui a trait aux normes de conduite afin d'éviter d'avoir deux codes de conduite en vigueur en même temps.

Toutefois, étant donné que le Code de conduite dont la Régie a ordonné la production par le transporteur n'a pas encore été approuvé, la Régie doit s'assurer qu'il n'y aura pas de « vide juridique » en ce qui a trait aux normes de conduite jusqu'à ce qu'elle ait procédé à cette approbation. À l'audience du 14 novembre 2002, le représentant du transporteur a confirmé que, d'ici là, le Code qui le réglemente actuellement est bien celui prévu au Règlement 659.⁷⁴

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de modifier le texte de l'article 4 qu'il propose, en y insérant, dans la première phrase, après les mots (« [...] *en temps réel* ») les mots suivants : « et les normes de conduite ». Elle ordonne également au transporteur de modifier en conséquence les autres références faites, dans le texte proposé des « *Tarifs et conditions* », au Code de conduite du transporteur.

4. CONCLUSION

La Régie est d'avis que le texte refondu en date du 20 novembre 2002 des « *Tarifs et conditions* » est, de façon générale, acceptable, sous réserve toutefois des modifications résultant de la présente décision que le transporteur doit y apporter. Elle rendra en conséquence sa décision quant à l'approbation du texte des « *Tarifs et conditions* » après réception d'un nouveau texte du transporteur incorporant lesdites modifications.

⁷⁴ N.S., 14 novembre 2002, page 156.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*;

La Régie de l'énergie :

ORDONNE au transporteur de déposer, dans un délai de 30 jours de la présente décision, un texte refondu final des « *Tarifs et conditions* » incorporant les modifications requises par la Régie dans la présente décision.

Marc-André Patoine
Régisseur

Anthony Frayne
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

LISTE DES REPRÉSENTANTS :

- 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) représentée par M. Phi P. Dang;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAMÉ-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;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Union des consommateurs et Centre d'études réglementaires du Québec (UC-CERQ) représenté par M^e Claude Tardif;
- M^{es} Pierre R. Fortin et Jean-François Ouimette pour la Régie de l'énergie.

OBSERVATEUR :

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

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2006-66

R-3549-2004

18 avril 2006

PRÉSENTS :

M^c Benoît Pepin, LL.M.

M. François Tanguay

M. Richard Carrier, B.Sc. (Écon.), M.A. (Écon.)

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Intervenants

Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service,
tarifs et conditions de service

*Demande relative à la modification des conditions des
services de transport d'Hydro-Québec*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Brascan Énergie Marketing Inc. (BEMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Option consommateurs (OC);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	4
2. SUIVIS DE LA PHASE 1	5
2.1 Réglementation incitative et performance du transporteur.....	5
2.2 Procédure accélérée d'examen des plaintes.....	6
3. RÉPARTITION DES COÛTS	7
3.1 Répartition des coûts par fonction.....	8
3.2 Répartition des coûts par composante	13
3.3 Répartition des coûts par service	18
4. TARIFS.....	22
4.1 Tarif de long terme	22
4.2 Tarifs de court terme.....	24
4.3 Politique de rabais.....	25
5. SERVICES COMPLÉMENTAIRES	28
5.1 Services de Réglage de tension et de maintien des réserves tournante et arrêtée... 28	
5.2 Service de Réglage de fréquence.....	31
5.3 Services de Compensation d'écart de livraison et de réception.....	32
5.4 Application aux services de transport de point à point.....	33
5.5 Services complémentaires pour la charge locale.....	34
6. CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ.....	34
6.1 Ajouts au réseau.....	35
6.2 Priorités d'utilisation des interconnexions.....	43
6.3 Énergie d'urgence.....	46
6.4 Convention de service de transport de point à point.....	48
6.5 Autres	48
7. RÉTROACTIVITÉ	49
7.1 Rétroactivité des tarifs des services de transport d'électricité.....	49
7.2 Rétroactivité des tarifs des services complémentaires	50
7.3 Rétroactivité des Conditions de services de transport d'électricité.....	51
8. ARTICLE 75.....	52
ANNEXE A – Politique accélérée d'examen des plaintes	55
ANNEXE B – Tarifs des services de transport	57
ANNEXE C – Tarifs des services complémentaires	59
ANNEXE D – Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec.....	61

1. INTRODUCTION

Le 30 septembre 2004, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) en vertu des articles 31, 32, 48, 49, 50, 51 et 164.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) une demande relative à la modification de ses tarifs et conditions de service. La Régie procède à l'étude du dossier tarifaire 2005 du Transporteur en deux phases.

Le 31 mars 2005, la Régie rend la décision D-2005-50, relative à la Phase 1 du dossier, portant sur la détermination du revenu requis du Transporteur pour l'année tarifaire 2005. Le 15 avril 2005, la Régie émet sa décision finale D-2005-63 sur le revenu requis.

Le 23 juin 2005, le Transporteur dépose une demande amendée ainsi que la preuve concernant la Phase 2 de son dossier tarifaire 2005. Les conclusions recherchées sont les suivantes :

« ACCUEILLIR la présente demande révisée portant sur la Phase 2 de la cause tarifaire 2005 du Transporteur;

RECEVOIR le rapport final du Transporteur sur sa politique transitoire de rabais pour la période du 15 janvier 2003 au 14 janvier 2004 déposé auprès de la Régie comme pièce HQT-2, Document 3;

APPROUVER la procédure accélérée d'examen des plaintes du Transporteur déposée auprès de la Régie comme pièce HQT-2, Document 4;

APPROUVER la méthode de répartition du coût du service de transport utilisée par le Transporteur ainsi que les résultats présentés en preuve, à la section HQT-3, pour les fins d'établissement des tarifs des services de transport pour l'année tarifaire 2005;

MODIFIER les tarifs de transport d'électricité du Transporteur applicables à compter du 1^{er} janvier 2005 tels que présentés à la section HQT-4 de la preuve de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 2 591,0 M\$, pour permettre de rencontrer le coût total de la prestation du service, incluant l'atteinte du taux de rendement autorisé;

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

***APPROUVER** les conditions des services de transport telles que proposées en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec déposés en preuve auprès de la Régie comme pièce **HQT-5, Document 3**;*

***AUTORISER** le Transporteur à appliquer les tarifs de transport et les conditions des services de transport d'Hydro-Québec résultant de la décision à être rendue sur la présente demande révisée de façon rétroactive, à compter du 1^{er} janvier 2005. »*

Le 11 juillet 2005, le Transporteur dépose la pièce révisée HQT-2, document 4, relative à la procédure accélérée d'examen des plaintes. Ce même jour, la Régie demande au Transporteur de déposer au dossier pour examen une politique de rabais selon les critères énoncés dans sa preuve. Le 10 août 2005, le Transporteur dépose une telle politique comme pièce HQT-2, document 5.

Le 14 octobre 2005, le Transporteur révisé certaines pièces de sa preuve². Puis, la Régie reporte au 18 octobre 2005 le dépôt des preuves des intervenants.

L'audience se déroule sur 11 jours, du 14 au 30 novembre 2005. Les 28, 29 et 30 novembre sont consacrés aux argumentations des parties et à la réplique du Transporteur. La Régie entreprend son délibéré le 30 novembre 2005.

2. SUIVIS DE LA PHASE 1

2.1 RÉGLEMENTATION INCITATIVE ET PERFORMANCE DU TRANSPORTEUR

Dans la décision D-2005-50 relative à la Phase 1, la Régie s'exprime sur l'étude de la réglementation incitative pour le Transporteur.

« La Régie considère enfin que la mise en place d'une réglementation incitative est une étape importante de l'évolution de la réglementation. Elle accepte la proposition de mettre sur pied un groupe de travail sur l'élaboration d'un régime de réglementation incitative du Transporteur. Ce groupe de travail produira son rapport à la Régie à la fin de l'année 2005. Puisque la Régie poursuit l'objectif d'examiner la question sur un horizon plus court que le

² Pièces HQT-5, document 3, HQT-2, documents 1, 4, 2 et 5, HQT-3, documents 2 à 6 et HQT-4, documents 1 et 2.

Transporteur, elle demande à ce dernier de soumettre un plan de travail et les modalités de fonctionnement de ce groupe de travail lors de la Phase 2 du présent dossier. Elle encourage le Transporteur à continuer dans cette voie de collaboration avec les intervenants afin de se donner les meilleures chances de mettre en place un outil de réglementation approprié, qui permette de créer un régime incitatif fonctionnel et durable.

La Régie souligne que ce groupe de travail ne doit pas se limiter au seul examen de la détermination du rendement à l'actionnaire. Son examen peut englober l'ensemble des incitatifs portant sur la gestion, les dépenses d'opération, les investissements et le rendement. » (page 8)

Le Transporteur réitère, en Phase 2, qu'il déposera à la fin de 2005 un rapport présentant le résultat de ses réflexions et qu'il proposera alors un plan de travail à la Régie et aux intervenants, de même que les modalités de fonctionnement d'un groupe de travail constitué à cette fin. À l'audience, la Régie prend acte de la disponibilité du Transporteur, en début 2006, à rencontrer les intervenants en vue d'initier les travaux d'un tel groupe de travail. Le 6 janvier 2006, le Transporteur dépose son « Rapport sur la Réglementation de la performance ». À la suite de ce dépôt, la Régie informe les participants que la formation au présent dossier les convoquera sous peu à une rencontre préparatoire pour assurer le suivi des travaux demandés par la décision D-2005-50³ portant sur la réglementation incitative et la performance du Transporteur.

2.2 PROCÉDURE ACCÉLÉRÉE D'EXAMEN DES PLAINTES

Dans sa décision D-2002-95⁴, la Régie demandait au Transporteur de soumettre une proposition de modification à la procédure d'examen des plaintes approuvée par la décision D-98-25⁵ pour en prévoir le traitement d'urgence. La Régie doit approuver cette procédure conformément à l'article 87 de la Loi.

La procédure proposée prévoit que pour toute question relative au rejet d'une demande de service de transport, dont le début est prévu dans un délai de moins de 90 jours, le client doit contacter le délégué commercial. Si aucune entente n'intervient, il peut présenter une plainte écrite au Transporteur. Le client reçoit une réponse à sa plainte dans un délai de cinq jours ouvrables qui suit la réception de la plainte et est informé du droit de recours devant la Régie.

³ Dossier R-3549-2004, 31 mars 2005, pages 8 et 18.

⁴ Dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 354.

⁵ Dossier R-3392-97, 13 mai 1998.

BEMI, le seul client du Transporteur ayant témoigné devant la Régie, reconnaît le caractère raisonnable du délai de cinq jours proposé.

Seul commentaire sur cette proposition, la FCEI propose d'en clarifier le texte pour qu'il se lise « ... *il peut présenter à ce dernier une plainte. Cette plainte doit être déposée par écrit...* ». Ce changement vise à rendre explicite que la plainte doit obligatoirement être écrite.

La Régie approuve la procédure accélérée d'examen des plaintes du Transporteur, telle que présentée à la pièce HQT-2, document 4, page 3, en incluant l'amendement proposé par la FCEI.

La Régie ordonne au Transporteur d'afficher le texte de la procédure accélérée d'examen des plaintes jointe comme Annexe A à la présente décision sur son site OASIS dans les meilleurs délais.

3. RÉPARTITION DES COÛTS

En suivi des décisions D-2002-95⁶ et D-2004-206⁷, le Transporteur soumet une méthodologie de répartition de son coût de service et en fournit les résultats pour les années 2001 à 2005. Pour l'année 2005, la méthodologie est appliquée au revenu requis approuvé par la Régie en Phase 1, soit 2 591,0 M\$. Elle comporte les trois étapes généralement reconnues dans la répartition du coût de service, soit la répartition des coûts par fonction, puis selon les composantes puissance, énergie et abonnement et l'allocation des coûts entre les catégories tarifaires assimilées ici aux services de transport.

De plus, la méthodologie proposée respecte, selon le Transporteur, les principes suivants :

- le traitement équitable de la clientèle;
- la relation de causalité entre les coûts encourus et les clientèles desservies;
- la simplicité et la précision des méthodes.

⁶ Dossier R-3401-98, 30 avril 2002.

⁷ Dossier R-3549-2004, 6 octobre 2004.

3.1 RÉPARTITION DES COÛTS PAR FONCTION

Conformément à la décision D-2002-95, les fonctions et sous-fonctions considérées par la Régie dans cette première étape de sa répartition des coûts sont les suivantes :

- Raccordements des centrales
 - Postes élévateurs
 - Lignes de raccordement
- Réseau
 - Transport très haute tension (THT)
 - Transport 450 kV
 - Transport haute tension (HT)
- Raccordements des clients
 - Postes abaisseurs
 - Raccordements des clients haute tension
- Interconnexions
 - Churchill Falls
 - Autres interconnexions
- Centre de conduite du réseau (CCR) et centre de téléconduite (CT)
- Soutien

3.1.1 RÉPARTITION DE LA BASE DE TARIFICATION

Le Transporteur répartit sa base de tarification de 14 840,6 M\$ entre les différentes fonctions et sous-fonctions selon les actifs au 31 décembre 2005.

L'écart entre la base de tarification au 31 décembre 2005 et celle approuvée en Phase 1 selon les moyennes des 13 soldes de 14 657,1 M\$ se chiffre à 183,5 M\$. Cet écart risque de s'amplifier étant donné l'importance des investissements à venir.

Le Transporteur indique que les données mensuelles des immobilisations en exploitation et des actifs incorporels découpées par fonction du réseau ne sont pas disponibles, puisque ces données ne sont pas suivies de la sorte dans sa gestion courante. Il mentionne que, même dans l'hypothèse où le système comptable était adapté, un travail extracomptable serait nécessaire pour effectuer un exercice précis. Le Transporteur allègue qu'un tel découpage nécessiterait un travail d'envergure qui ne serait pas justifié, compte tenu du niveau de précision adéquat que procure son approche.

La Régie doit pouvoir identifier les éléments d'actifs qui se retrouvent dans chaque fonction et sous-fonction pour pouvoir en apprécier l'évolution, notamment lorsque la méthodologie de répartition des coûts fait intervenir des critères de répartition différents selon les fonctions.

La Régie comprend qu'une répartition de la base de tarification sur la base de la moyenne des 13 soldes requiert des efforts importants et un délai pour la mise à jour du système comptable du Transporteur. Toutefois, une fois cette mise à jour réalisée, le travail extracomptable du Transporteur s'en trouvera facilité. Cette opération se soldera par un gain en temps et une plus grande précision dans l'exercice de répartition des coûts.

La Régie accepte la répartition des coûts fondée sur la base de tarification au 31 décembre. À l'avenir, la Régie souhaite raffiner la répartition des coûts et que le Transporteur explore, dès à présent, les moyens d'assurer la cohérence entre son système comptable et sa méthodologie de répartition des coûts réels et prévisionnels. Elle demande au Transporteur de lui soumettre le résultat de cet exercice lors de son prochain dossier tarifaire.

3.1.2 FONCTIONS SOUTIEN ET CENTRE DE CONDUITE DU RÉSEAU ET CENTRE DE TÉLÉCONDUITE (CCR/CT)

Le Transporteur propose de répartir les coûts liés aux fonctions Soutien et CCR/CT entre les quatre fonctions principales du réseau au prorata de leurs actifs nets. Du point de vue du Transporteur, cette approche permet une estimation plus juste des coûts liés aux fonctions de transport et respecte l'orientation donnée par la Régie pour la fonction Soutien. **Pour la Régie, ce type de répartition se justifie, pour la fonction Soutien, par la nature des coûts de cette fonction⁸.**

Quant au CCR/CT, ces installations jouent un rôle unique et primordial au sein du réseau de transport. Elles rendent un service continu à toutes les heures de l'année, quel que soit le niveau de la demande.

« Pour réaliser leur mission de base, soit assurer l'équilibre offre-demande en temps réel sur le réseau de transport, les fonctions CCR et CT doivent non seulement permettre le contrôle du transit sur le réseau de transport, mais elles doivent également assurer la gestion des capacités de transport, le maintien de la stabilité du réseau, le réglage des niveaux de tension et l'application de

⁸ Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 214.

configurations sécuritaires, le tout de façon à assurer l'exploitation optimale du réseau de transport. »⁹

Ces caractéristiques particulières des équipements des centres de conduite et de téléconduite amènent la Régie à les maintenir comme fonction distincte. La Régie retient toutefois la proposition du Transporteur de répartir les coûts de cette fonction au prorata des immobilisations nettes des autres fonctions. Cette approche permet de prendre en compte la nature particulière de ces installations et leur finalité qui est d'assurer la gestion en tout temps de l'ensemble des installations de transport et l'alimentation fiable du réseau.

3.1.3 ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS À LA PRODUCTION

Dans la décision D-2002-95¹⁰, la Régie faisait ressortir la nécessité de porter une attention particulière à certaines installations, dont les équipements associés aux centrales de production.

Dans sa demande, le Transporteur propose de ne considérer que les postes élévateurs et les lignes de raccordement comme équipements de transport associés à la production. Ces deux sous fonctions sont définies comme suit :

« Sous-fonction Postes élévateurs : les postes élévateurs assurant la transformation de la puissance à un niveau supérieur de tension afin de transiter de façon optimale l'électricité sur le réseau de transport;

Sous-fonction Lignes de raccordements : les lignes à haute et très haute tension reliant les centrales de production au réseau de transport »¹¹.

Le Transporteur indique qu'il ne peut segmenter son réseau afin d'identifier d'autres tronçons de ligne et postes servant exclusivement au raccordement des centrales puisque les autres équipements ont une fonction de transport sur le réseau, lequel est conçu, planifié et exploité de façon intégrée¹².

⁹ Pièce HQT-6, document 1, page 34.

¹⁰ Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 212.

¹¹ Pièce HQT-3, document 1, page 13.

¹² Pièce HQT-6, document 1, page 48.

La conception, la planification et l'exploitation du réseau de transport de façon intégrée ne sont pas mises en cause par le choix d'une répartition des coûts par fonction. Toutefois, si toutes ces installations restent destinées à transporter l'électricité, leurs caractéristiques amènent la Régie à se questionner sur le choix du Transporteur d'un seul inducteur de coût applicable à toutes les fonctions.

À cet égard, la Régie note que le concept d'équipement de transport associé à la production est utilisé ailleurs dans la répartition du coût de service, comme en témoigne l'expert de OC¹³. La Régie constate également que ce concept a été examiné par Hydro-Québec dans le passé¹⁴.

La Régie porte une attention particulière à la notion d'équipement de transport associé à la production en raison des caractéristiques propres au réseau, notamment son étendue géographique, le rôle particulier de certaines lignes et la nature essentiellement hydraulique du parc de production. Ainsi, si les centrales n'avaient pas été construites, les équipements de transport associés, dont une très grande partie des lignes THT, n'auraient pas été requis. Le rôle de ces équipements est d'intégrer la production électrique des centrales vers les centres de consommation, ce qui explique que leur flux électrique soit, pour l'essentiel, à sens unique.

Les équipements regroupés dans la fonction Raccordements des centrales, comprenant les postes élévateurs et les lignes de raccordement, possèdent ces caractéristiques et constituent, de ce fait, des équipements de transport associés à la production. Pour la Régie, d'autres équipements respectent également ce critère.

Il en est ainsi des lignes THT depuis l'interconnexion avec Churchill Falls qui sont utilisées exclusivement en mode réception¹⁵. Même si des charges de faible ampleur par rapport à la capacité des lignes sont alimentées au passage par le réseau THT¹⁶, il n'a pas été démontré que l'alimentation de ces charges en a justifié la construction.

Il en est de même de la ligne à courant continu à 450 kV qui sert exclusivement à intégrer la production de la centrale LG-2A au réseau¹⁷. Avant le poste Nicolet, à proximité de Trois-Rivières, aucune charge n'est desservie par la ligne. La ligne à 450 kV répond donc aux caractéristiques des équipements associés à la production.

¹³ Pièce OC-1, page 14.

¹⁴ Pièces ACEF de Québec-4 et 5.

¹⁵ Notes sténographiques (NS), volume 3, page 44.

¹⁶ NS, volume 3, page 45.

¹⁷ NS, volume 3, page 47.

De même, le Transporteur confirme à l'audience que les lignes à 735 kV provenant de la Baie-James sont requises pour intégrer au réseau l'ensemble de la production éloignée provenant de cette région¹⁸. Elles répondent donc également à ce critère.

En contrepartie, quant au rôle de la boucle autour de Montréal et des lignes à 735 kV entre Québec et Montréal, le Transporteur explique que ces équipements sont requis, non pas pour intégrer la production au réseau mais pour en alimenter la charge. Il confirme également que le flux sur la boucle autour de Montréal et sur les lignes THT entre Montréal et Québec peut s'inverser. À ce titre, ces équipements ne peuvent être associés à la production.

« [...] tout le corridor des lignes à 735 KV entre Québec et Montréal et la boucle autour de Montréal a principalement pour but d'alimenter la charge locale. »¹⁹

Ainsi, les lignes THT provenant des complexes de production hydroélectriques, autres que les lignes à 735 kV autour de Montréal et reliant Montréal et Québec, ont pour rôle d'acheminer la production des centrales vers les centres de consommation. Elles répondent donc au critère au même titre que les équipements composant la fonction Raccordements des centrales et sont des équipements de transport associés à la production.

En conclusion, la Régie accepte la répartition des coûts par fonction proposée par le Transporteur, à l'exception de celle relative aux équipements de transport associés à la production.

La Régie considère, aux fins de la répartition des coûts, comme équipements de transport associés à la production, les équipements inclus dans les fonctions et sous-fonctions suivantes :

- la fonction Raccordements des centrales;
- la sous-fonction Réseau THT, déduction faite des lignes à 735 kV entre Montréal et Québec et de la boucle autour de Montréal;
- la sous-fonction Réseau 450 kV; et
- la sous-fonction Churchill Falls de la fonction Interconnexions.

Le Transporteur pourra apporter dans le futur les raffinements nécessaires aux données servant à déterminer, en application du critère choisi par la Régie, les équipements de transport associés à la production.

¹⁸ NS, volume 3, pages 51 et 52.

¹⁹ NS, volume 3, pages 50 et 51.

3.2 RÉPARTITION DES COÛTS PAR COMPOSANTE

La répartition des coûts par composante est examinée successivement pour les fonctions, sous-fonctions ou regroupements suivants :

- Équipements de transport associés à la production;
- Réseau de transport THT (Boucle de Montréal et lignes à 735 kV entre Montréal et Québec) et Réseau de transport HT;
- Interconnexions - Autres; et
- Raccordements des clients.

Cette répartition est effectuée en fonction de l'énergie et de la puissance, la Régie ayant conclu, dans la décision D-2002-95, que l'identification de frais spécifiques d'abonnement est peu utile en raison de leur part minime du coût de service²⁰.

3.2.1 ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS À LA PRODUCTION

Le Transporteur propose, pour le coût des équipements de Raccordements des centrales, une allocation en puissance à raison de 100 %. Le Transporteur affirme, à plusieurs reprises, que sa planification est basée sur la pointe annuelle et que la capacité des équipements est dimensionnée en fonction de cette puissance. Il affirme également que la puissance est son seul inducteur de coût.

Dans un scénario alternatif présenté à la demande de la Régie, le Transporteur répartit, à raison de 60,14 % à l'énergie et de 39,86 % à la puissance, les coûts de la fonction Raccordements des centrales. Ces facteurs sont calculés par le Transporteur à partir de l'énergie totale consommée et de la pointe coïncidente du réseau de transport²¹. Ils excluent la contribution de l'interconnexion Churchill Falls. En incluant cette dernière, ces facteurs de répartition sont de 61,16 % énergie et 38,84 % puissance.

La Régie comprend que la notion de puissance de pointe sur laquelle le Transporteur base sa planification annuelle est un inducteur de coût important. Toutefois, elle considère que d'autres facteurs que l'appel de puissance en pointe sont à prendre en compte aux fins de la répartition des coûts.

²⁰ Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 213.

²¹ Pièce HQT-3, document 7, pages 8 et 13.

L'expert de l'AQCIE/CIFQ résume bien la complexité du problème :

«... the transmission system is driven by lot of other things that occurred like reliability, like contingencies and all these are a lot more complex than just I want to meet my peak demand, it's a component to the system. You change where the generator is going to be located, your peak demand is exactly the same, your transmission system is completely different »²².

De même, l'expert de l'AIEQ explique l'impact de la distance sur les caractéristiques des équipements :

« Évidemment, c'est clair que lorsqu'un réseau de transport doit véhiculer l'énergie sur de longues distances, bien, il va y avoir des caractéristiques différentes tant au niveau de sa conception qu'au niveau de son coût »²³.

Le Transporteur planifie ses installations en fonction de la localisation des sources de production et la fiabilité du réseau de transport est une préoccupation dominante pour lui.

« Je dirais que le réseau d'Hydro-Québec s'est grandement amélioré si on compare au début des années quatre-vingt-dix (90). Donc si on revient, quatre-vingt-huit (88), quatre-vingt-neuf (89), pour ceux qui se rappellent de nos deux pannes générales successives, qui ont créé une certaine, en tout cas, disons un impact majeur à Hydro-Québec, il y a eu la mise sur pied d'un programme important d'amélioration, que j'ai noté tout à l'heure, le programme AFRT, Amélioration de la fiabilité du réseau de transport. Mais même depuis ce temps-là, Hydro-Québec a continué à investir beaucoup dans la simulation de réseaux, dans les automatismes »²⁴.

Ces programmes de fiabilité ont nécessité des investissements considérables et profitent, non pas à la seule heure de pointe, mais à toutes les heures de l'année. Le coût des investissements en fiabilité doit être considéré à sa juste mesure dans la répartition du coût de service du Transporteur.

Il apparaît ainsi qu'en plus de la puissance à la pointe, les dépenses en fiabilité et la distance liée à la localisation des centrales de production en expliquent les coûts.

²² NS, volume 4, page 60.

²³ NS, volume 8, page 114.

²⁴ NS, volume 1, page 50.

L'ACEF de Québec souligne que le Transporteur n'a pas démontré qu'il existe une relation linéaire entre les coûts encourus et la demande de pointe.

L'expert d'UC mentionne également qu'on ne peut se permettre d'utiliser, sans démonstration, les puissances annuelles à la pointe comme seul paramètre de répartition des coûts. Selon ce dernier, il faut s'assurer que tous les utilisateurs participent équitablement à la couverture des coûts, que ces utilisations se produisent au moment de la pointe annuelle ou aux autres heures de l'année²⁵. Il recommande à cet égard de répartir les coûts de transport selon la méthode des 12 pointes coïncidentes (12-PC). À défaut, il recommande d'utiliser la méthode du facteur d'utilisation (FU). L'ACEF de Québec partage cette position.

Bien qu'acceptant la proposition du Transporteur pour ces équipements, l'expert d'OC complète sa preuve sur le sujet avec le commentaire suivant :

«... generation integration costs are often considered to be "generation" costs ... Their inclusion as transmission cost by HQT arises as a result of the statutory definition of transmission. As generation costs, the costs of these facilities would likely be classified as both energy and demand-related »²⁶.

La pratique nord-américaine réfère à la possibilité de répartir les coûts de transport en énergie et en puissance lorsque les coûts des équipements de production sont répartis sur cette base²⁷. Selon cette approche, une part des coûts de transport est présumée être encourue pour desservir de façon fiable l'appel de puissance moyen des clients tout au long de l'année, soit la portion énergie, et l'excédent de ces coûts est présumé encouru pour satisfaire l'appel de puissance à la pointe. Les méthodes de ce type sont généralement établies à partir de la méthode du facteur d'utilisation du réseau.

Selon la Régie, la finalité du réseau est d'assurer le transport de l'électricité, de façon fiable à tous les utilisateurs, et ce durant toutes les heures de l'année. **En raison de l'importance des équipements associés à la production dans le réseau du Transporteur et de la nature de la production qu'ils acheminent, la Régie conclut à l'inclusion d'une composante énergie dans la répartition des coûts des équipements de transport associés à la production.** L'énergie transitée dessert aussi bien les besoins de pointe que ceux des autres périodes de l'année. **Pour déterminer la composante énergie, la Régie privilégie la méthode du facteur d'utilisation qui alloue à l'énergie une part des coûts égale au**

²⁵ Pièce UC-2, page 12.

²⁶ Pièce OC-1, page 34.

²⁷ Pièce Régie-1, APPA, page 1X-7 et NARUC, page 75.

facteur d'utilisation mesuré en fonction de la pointe du réseau. Cette méthode prend également en compte une composante puissance permettant de refléter les coûts supplémentaires encourus en pointe pour desservir les clients.

Cette approche reflète la mission du Transporteur et les caractéristiques essentielles du réseau de transport. Pour la détermination des composantes puissance et énergie du coût de service du Transporteur, la Régie retient le facteur d'utilisation déterminé à partir de l'énergie totale et de la pointe coïncidente, incluant l'interconnexion Churchill Falls. **La Régie retient comme facteur de répartition les pourcentages de 61 % pour la composante énergie et 39 % pour la composante puissance.**

3.2.2 RÉSEAU DE TRANSPORT THT (BOUCLE DE MONTRÉAL ET LIGNES À 735 KV ENTRE MONTRÉAL ET QUÉBEC) ET RÉSEAU HAUTE TENSION

Le Transporteur propose que le coût de ces équipements soit alloué en puissance à 100 %. Ces actifs sont associés au transport pour l'alimentation de la charge. **Tel que mentionné dans la décision D-2002-95, page 213, cette vocation charge justifie, pour la Régie, leur répartition en puissance à 100 %.**

3.2.3 INTERCONNEXIONS - AUTRES

Le Transporteur propose, pour des motifs de stabilité, d'allouer en puissance 100 % des coûts de la sous-fonction Interconnexions – Autres et de retenir, comme critères de répartition des coûts, les capacités d'interconnexion à l'importation et les capacités d'interconnexion à l'exportation. L'approche proposée par le Transporteur est acceptée par OC²⁸, UC²⁹ et l'ACEF de Québec³⁰.

La Régie constate que la proposition du Transporteur résulte en une allocation des coûts indépendante de l'utilisation de ces installations. Quel que soit le niveau de réservation du service de point à point de long terme, le coût attribué à ce service avoisine le montant de 80 M\$. Face à cette préoccupation, soulevée par la Régie en audience, l'expert d'OC, bien qu'appuyant la méthode proposée par le Transporteur, s'exprime comme suit :

«... it is hard to go back and look at how, why things were built twenty (20), thirty (30), how many years ago, you can't assign cost responsibility to contracts that no

²⁸ Pièce OC-1, page 43 (avec une modification à l'allocation proposée).

²⁹ Pièce UC-2, page 19.

³⁰ Pièce ACEF de Québec-2, page 16.

longer exist now, you have to look at the customers that are using the system now and how are we going to apportion cost responsibility to those »³¹.

Bien que le concept d'allouer le coût des interconnexions en fonction des capacités de transfert totales destinées à l'importation et à l'exportation ait recueilli l'adhésion d'une majorité de participants, la Régie se questionne sur la raisonnable de cette proposition en relation avec la répartition des coûts des autres composantes du réseau. Elle considère qu'une telle méthode s'apparente à une attribution spécifique des coûts de la capacité disponible des interconnexions à l'un ou l'autre des services. Or, à l'exception de la fonction Raccordements des clients, l'approche retenue pour toutes les fonctions est de considérer une utilisation commune à tous les services des actifs concernés.

Selon la Régie, les interconnexions, point de sortie de la production excédentaire locale ou de celle en transit sur le réseau et point d'entrée au bénéfice de la sécurité des approvisionnements de la charge locale ou au bénéfice de charges en transit, servent tant la charge locale que les usagers du service de point à point tout au long de l'année. Le recours à des approvisionnements externes que permettent les interconnexions s'ajoute à la production locale. La Régie juge, dans ces circonstances, que le rôle des interconnexions s'apparente à celui des équipements associés à la production et qu'une alternative basée sur les inducteurs traditionnels de coûts que sont la puissance et l'énergie est appropriée. Cette alternative, retenue par la Régie, est davantage susceptible de prendre en compte les variations dans l'usage de ces actifs.

Une répartition exclusive des coûts des interconnexions en énergie ne prend pas en compte les caractéristiques des besoins en pointe des usagers du transport, en particulier ceux de la charge locale. Par ailleurs, une approche basée sur la puissance à 100 % ne reflète pas l'utilisation réelle des interconnexions en dehors de la période de pointe.

Par conséquent, la Régie privilégie l'utilisation de la méthode du facteur d'utilisation du réseau. Compte tenu du mode de répartition retenu pour les autres fonctions, cette méthode permet une répartition équitable entre l'usage local en importation et celui offert aux producteurs pour l'exportation.

3.2.4 RACCORDEMENTS DES CLIENTS

En continuité avec la décision D-2002-95, la Régie alloue les coûts de cette fonction directement aux clients concernés, ici à la charge locale qui en est la seule bénéficiaire.

³¹ NS, volume 6, page 62.

3.3 RÉPARTITION DES COÛTS PAR SERVICE

Le Transporteur répartit les composantes de son coût de service entre la charge locale et le service de point à point de long terme. Cette répartition entre les services fermes de long terme est adéquate puisque seuls ces services sont pris en compte aux fins de la planification du réseau. Seuls ces services sont à la source de dépenses significatives d'investissement pour le Transporteur.

3.3.1 RÉPARTITION DE LA COMPOSANTE ÉNERGIE

Lorsque la composante énergie doit être répartie entre les services, la Régie estime que la part de la consommation d'énergie annuelle du service dans la consommation totale d'énergie annuelle constitue le facteur de répartition approprié.

3.3.2 RÉPARTITION DE LA COMPOSANTE PUISSANCE

Le Transporteur propose l'utilisation de la méthode de la pointe coïncidente du réseau (1-PC) pour répartir le coût de puissance entre ses services. Le Transporteur justifie ce choix par la capacité des équipements dimensionnés en fonction de la puissance et sa planification basée sur la pointe annuelle du réseau, fortement influencée par le chauffage électrique. Diverses méthodes alternatives sont proposées par les intervenants.

L'AIEQ et l'AQCIE/CIFQ appuient l'approche 1-PC pour la répartition des coûts de puissance. L'ACEF de Québec et UC préconisent l'utilisation de l'approche basée sur les pointes mensuelles coïncidentes (12-PC). L'ACEF de Québec plaide que la vraie valeur économique du réseau de transport n'est pas nulle en dehors de la pointe³². UC partage cette préoccupation et recommande de « refléter correctement l'utilisation du réseau par différents services en considérant différents paliers de puissance et ce, à toutes les heures d'une année donnée, ce que la méthode du 1-PC ne permet pas de faire »³³.

La FCEI et OC proposent l'utilisation de l'approche fondée sur trois pointes coïncidentes (3-PC). Pour la FCEI, cette méthode établit un équilibre raisonnable entre les méthodes 1-PC et 12-PC et permet de prendre en considération la période d'hiver au cours de laquelle le réseau est le plus sollicité³⁴. OC s'appuie sur les tests effectués par l'expert du Transporteur.

³² NS, volume 10, page 128.

³³ Pièce UC-2, page 12.

³⁴ Pièce FCEI-1, page 12.

« [...] while HQT and Dr. Orans support the continued use of 1-CP, there are equally compelling reasons for adopting a 3-CP allocation factor, including :

- The relatively close proximity of the December, January and February transmission system peak requirements and Dr. Orans' observation that the coldest day of the year can fall in any of these three months,
- The fact that over the past 4 winters the maximum utilization of the transmission system has occurred in December, January or February,
- US state regulatory practice to adopt 1-CP, 3- or 4-CP and 12-CP for utilities with single seasonal peaks, and
- The lack of any broad adoption of 1-CP for purposes of setting transmission tariffs.

When issues of year-to-year stability are also taken into account, it would be prudent for the Régie to adopt the 3-CP allocation factor »³⁵.

(notes de bas de pages omises)

Au Québec, la demande électrique se caractérise par une forte composante de chauffage qui génère une pointe hivernale marquée. La Régie considère que l'approche 12-PC accorde implicitement un poids égal aux pointes de chacun des 12 mois de l'année et n'apparaît pas justifiée compte tenu de l'importance marquée de la pointe hivernale sur le réseau du Transporteur.

La Régie juge également non représentative l'approche des quatre pointes coïncidentes (4-PC) qui considère la pointe du mois de mars en plus de celle des mois de décembre, janvier et février. La pointe prévue pour le mois de mars est significativement moins élevée que celle des trois mois d'hiver et correspond à moins de 90 % de la pointe annuelle.

Si la méthode 3-PC peut constituer une alternative à la proposition du Transporteur, les avantages que procure son utilisation n'ont pas été démontrés. L'approche 1-PC reflète davantage les caractéristiques de la demande électrique au Québec et son utilisation est cohérente avec celle du facteur d'utilisation du réseau retenue pour allouer les coûts des équipements de transport associés à la production.

La Régie accepte la proposition du Transporteur d'allouer les coûts de puissance selon la pointe coïncidente (1-PC).

³⁵ Pièce OC-1, page 40.

Dans son application, la sous-fonction Réseau Haute Tension se caractérise par des équipements de tension inférieure ou égale à 315 kV. Ces éléments du réseau sont plus proches des centres de consommation et, de ce fait, calibrés pour des demandes régionales qui ne sont pas forcément coïncidentes. Les données fournies par le Transporteur³⁶ permettent de conclure que les pointes régionales ne sont coïncidentes ni entre elles ni avec la pointe globale du réseau.

Toutefois, selon les pointes des territoires d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) pour l'année 2004³⁷, cette non coïncidence apparaît trop faible, dans les circonstances, pour justifier une approche autre que celle de la 1-PC.

3.3.3 CONCLUSION SUR LA RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

La Régie retient la répartition des coûts par service reproduite au tableau 1. Elle demande au Transporteur, lors de ses prochains dossiers tarifaires, de présenter l'allocation de son coût de service selon la fonctionnalisation retenue dans la présente décision.

L'exercice de répartition du coût de service du Transporteur que la Régie vient de faire revêt une importance particulière aux fins de répartition des coûts de transport du Distributeur, comme en témoigne sa décision D-2003-93 dans le cadre du premier dossier tarifaire du Distributeur³⁸.

Elle demande au Transporteur de fournir, dans son prochain dossier tarifaire, les résultats de l'exercice de répartition des coûts appliquée aux données de l'année témoin projetée considérée.

³⁶ Pièce HQT-6, document 1, page 85.

³⁷ Pièce HQT-9, document 20, page 3.

³⁸ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 150.

TABLEAU 1
RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE – ANNÉE TÉMOIN PROJETÉE 2005

	Charge locale				Point à point			Total
	Puissance	Énergie	Spécifique	Sous-total	Puissance	Énergie	Sous-total	
Raccordements des centrales								
Postes élévateurs	86,8	135,6		222,4	1	1,8	2,8	225,2
Lignes de raccordement	19,4	30,3		49,7	0,2	0,4	0,6	50,3
Réseau								
Très haute tension								
- Postes et lignes (Mtl-Qc et boucle autour Mtl) ^(*)	334,6	0		334,6	4	0	4	338,6
- Autres	321,9	502,6		824,5	3,8	6,8	10,6	835,1
450 kV	45,7	71,3		117,0	0,5	1	1,5	118,5
Haute tension	428,6	0		428,6	5,1	0	5,1	433,7
Raccordements des clients			416,8	416,8			0	416,8
Postes abaisseurs								
Raccordements clients HT								
Interconnexions								
Churchill Falls	14,8	23,1		37,9	0,2	0,3	0,5	38,4
Autres	51,8	80,9		132,7	0,6	1,1	1,7	134,4
TOTAL	1 303,6	843,8	416,8	2 564,2	15,4	11,4	26,8	2 591,0

(*) Un ajustement a dû être apporté à la répartition du coût de service entre Postes et lignes (Montréal-Québec et boucle autour Montréal) et Autres afin que le total du coût de service du Réseau THT ne soit pas excédé. Le montant de 436,0 M\$ à la colonne 7 de la ligne Postes et lignes (Mtl-Qc et boucle autour Mtl) de la pièce HQT-6, document 1.2, page 3 a été ajusté à 338,6 M\$ pour y concilier les sous-totaux.

Aux fins de la répartition des coûts, les facteurs d'utilisation retenus sont de 61 % énergie et 39 % puissance. Pour la charge locale, la demande est de 34 060 MW en puissance et de 182 200 GWh en énergie. Pour le service de point à point de long terme, elle est de 405 MW en puissance et de 2 461 GWh en énergie.

4. TARIFS

La répartition du coût de service constitue un intrant important de la détermination de la structure et du caractère juste et raisonnable des tarifs³⁹. Lors de la conception des tarifs des services de transport d'électricité, la Régie considère aussi d'autres critères que la seule causalité des coûts, dont l'efficacité économique, la stabilité tarifaire et la simplicité d'application.

La Régie retient du témoignage de l'expert du Transporteur que la pratique courante nord-américaine est de recourir à un critère de facturation pour l'élaboration des tarifs de transport et que ce critère est relié à la puissance.

« I think it's fair to say most utilities, most transmission utilities would continue to use a billing determinant related to demand »⁴⁰.

La Régie considère que l'exercice de répartition des coûts permet de s'assurer d'un niveau adéquat des tarifs et d'une récupération équitable du revenu requis du Transporteur auprès de ses services. Cela n'oblige cependant pas à imposer une égalité parfaite entre les revenus produits par les tarifs et les résultats de l'étude d'allocation des coûts.

Aux fins du présent dossier, la Régie accepte que les tarifs du Transporteur soient établis sur la base d'un critère de facturation. Cette approche respecte les principes de tarification énoncés ci-dessus et correspond à la pratique observée dans l'industrie. La Régie retient de cette pratique une interrelation entre le choix du critère de facturation et les fondements de la méthode de répartition des coûts entre les services.

4.1 TARIF DE LONG TERME

Le tarif de long terme détermine la facture de la charge locale et s'applique au service de point à point ferme de long terme. Il est établi à partir du revenu requis approuvé par la Régie pour l'année témoin projetée 2005. Ce tarif s'appuie sur la prévision, pour l'année 2005, des besoins de transport pour l'alimentation de la charge locale, le service de transport en réseau intégré et les services de transport de point à point.

³⁹ Article 49 (7) de la Loi.

⁴⁰ NS, volume 3, page 205.

Les besoins de transport incluent des pertes de transport dont le taux est de 5,2 %. Ce taux, actuellement en vigueur, correspond au taux annuel moyen applicable à tous les services de transport.

Le tarif de long terme permet de récupérer le revenu requis résiduel. Celui-ci correspond au revenu requis de 2 591 M\$ diminué du revenu tiré des réservations de point à point de court terme de 78 M\$. Ce revenu est fondé sur une prévision de réservations de 9,3 TWh, dont 9,2 TWh pour le service de point à point horaire et 0,1 TWh pour le service de point à point quotidien.

Sur la base de la preuve présentée, la Régie retient, comme critère de facturation pour l'élaboration des tarifs, celui proposé par le Transporteur basé sur la puissance coïncidente à la pointe. L'exercice assure ainsi une cohérence avec la répartition des coûts. De plus, les tarifs qui en découlent permettent au Transporteur de récupérer le revenu requis autorisé et sont justes et raisonnables.

Pour la détermination de la structure du tarif, la Régie maintient l'approche retenue dans la décision D-2002-95 du tarif timbre-poste exprimé en \$/kW, établi en divisant le revenu requis résiduel par la pointe coïncidente (1-PC) du réseau pour l'année témoin projetée, soit 34 465 MW. Cette dernière se compose de 34 060 MW pour la charge locale et 405 MW pour les réservations de point à point de long terme. Le tarif ainsi calculé pour l'année témoin projetée 2005 se chiffre à 72,90 \$/kW/an.

La Régie considère qu'un tarif de long terme élaboré selon la méthode 1-PC découle de l'utilisation de l'approche retenue pour répartir les coûts de puissance et permet une adéquation raisonnable entre les revenus générés par service et le revenu requis pour ces services. Elle tient compte aussi du fait que les clients du service de point à point de long terme paient en fonction du niveau de leur réservation et non de leur utilisation.

Pour ces motifs, la Régie approuve le tarif annuel de transport de 72,90 \$/kW/an indiqué à l'Annexe B de la présente décision. Il était, en comparaison, de 72,91 \$/kw/an depuis 2001. Quant à la facture que le Distributeur devra assumer pour le service de l'alimentation de la charge locale, la Régie maintient l'approche actuelle qui consiste à lui facturer un montant fixe. Elle fixe ce montant, inscrit à l'appendice H des *Tarifs et conditions des services de transport*⁴¹ (Tarifs et conditions) à 2 482 974 000 \$, soit le produit du tarif de long terme de 72,90 \$/kW/an par une charge estimée de 34 060 MW.

⁴¹ *Tarifs et conditions des services de transport*, approuvés par la décision D-2003-12 le 16 janvier 2003 et modifiés par la décision D-2004-122 le 17 juin 2004.

4.2 TARIFS DE COURT TERME

La Régie distingue trois points de vue en matière de structure des tarifs de court terme. Le Transporteur propose, pour des motifs de stabilité, la reconduction de la structure des tarifs de court terme. Le RNCREQ et l'ACEF de Québec proposent d'introduire une tarification en pointe qui augmente le tarif des heures de pointe. Enfin, l'AIEQ, l'AQCIE/CIFQ, BEMI et OPG considèrent ces tarifs élevés et proposent de les réduire par une politique de rabais ou des encans.

Le dossier fait ressortir le lien indissociable entre la structure et le niveau des tarifs de court terme, d'une part, et la politique de rabais, d'autre part. Toutefois, la preuve au dossier ne permet pas de mesurer avec suffisamment de précision cette interaction et de tirer les conclusions nécessaires sur ces questions. Tel qu'il sera vu dans la section suivante, la Régie poursuivra l'étude de ces questions. **Dans une perspective de continuité tarifaire, la Régie maintient la structure et le niveau actuels des tarifs de point à point de court terme.**

La Régie approuve les tarifs de court terme indiqués à l'Annexe B de la présente décision et calculés comme suit.

TABLEAU 2
TARIFS DU SERVICE DE POINT À POINT DE COURT TERME

Tarif mensuel ferme	= Tarif annuel/12 mois = 72,90 \$/kW/an/12 mois	= 6,08 \$/kW/mois
Tarif mensuel non ferme	= Tarif annuel/12 mois = 72,90 \$/kW/an/12 mois	= 6,08 \$/kW/mois
Tarif hebdomadaire ferme	= Tarif annuel/52 semaines = 72,90 \$/kW/an/52 semaines	= 1,40 \$/kW/semaine
Tarif hebdomadaire non ferme	= Tarif annuel/52 semaines = 72,90 \$/kW/an/52 semaines	= 1,40 \$/kW/semaine
Tarif quotidien ferme	= Tarif annuel/52 semaines/5 jours = 72,90 \$/kW/an/52 semaines/5 jours	= 0,28 \$/kW/jour
Tarif quotidien non ferme	= Tarif annuel/365 jours = 72,90 \$/kW/an/365 jours	= 0,20 \$/kW/jour
Tarif horaire non ferme	= Tarif/jour non ferme/24 jours x 1 000 = 0,20 \$/kW/jour/24 heures x 1 000	= 8,33 \$/MW/heure

4.3 POLITIQUE DE RABAIS

La Régie reçoit le rapport final du Transporteur sur sa politique de rabais pour la période du 15 janvier 2003 au 14 janvier 2004. Cette politique se solde par les résultats suivants : 16 % des transactions horaires ont été effectuées dans les périodes hors pointe et 79 % des transactions horaires ont été effectuées par Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur), dont 8 % avec rabais.

Le Transporteur commente l'évolution de l'utilisation de ses services de point à point en affirmant qu'il y a très peu de clients utilisateurs du service de point à point, dont le Producteur est le principal client et BEMI le seul autre client actif.

Quant à la politique de rabais, le Transporteur croit qu'elle n'aurait qu'un impact marginal sur ses revenus et que le coût de sa mise en place et de sa gestion est difficile à justifier par rapport aux gains potentiels.

À la demande de la Régie, le Transporteur propose une politique de rabais qui, pour être efficace, doit rencontrer deux conditions :

- elle doit être établie selon des paramètres économiques basés sur les écarts de prix de l'électricité entre les marchés limitrophes au réseau du Transporteur et calibrée de telle sorte qu'elle permette au client de réaliser des transactions qu'il n'aurait pu faire autrement, faute de rentabilité;
- elle doit permettre la modulation par chemin des rabais offerts; ceux-ci doivent varier en fonction du taux d'utilisation de chacune des interconnexions afin qu'un rabais offert sur une interconnexion faiblement utilisée ne réduise pas celui provenant d'autres interconnexions.

La politique proposée ne s'applique pas aux services complémentaires.

L'AQCIÉ/CIFQ estime que la proposition du Transporteur ne favorise pas la mise en place d'un marché compétitif à long terme au Québec. Son expert fournit des exemples de mesures appliquées en Colombie-Britannique dans cette perspective et indique les éléments à considérer afin d'ouvrir le marché :

« The other consideration that must be kept in mind is that, what's the long-term versus the short-term impact on Hydro-Québec? And Hydro-Québec maintains that sometime, when you reduce the rates, you only lose revenue, but you don't really increase the utilization. And that may be true in the short term, but

assuming that there is a rate elasticity, that there is a, that the markets respond to prices, over the long run, if you make the prices reasonable, over the long run, you will have a chance of developing more a effective market. ... And I am worried that if we keep saying that we don't have enough users of the system that we will end up with a self-fulfilling prophecy where, yes, we are not going to have anybody and there is no reason to reduce it. But if we reduce the rates or make the rates reasonable, I think over time, you would be able to achieve a higher utilization and maybe a better development of a competitive market »⁴².

BEMI est d'avis que la politique de rabais proposée est biaisée en faveur des producteurs d'électricité ayant des capacités de stockage au Québec, au détriment des utilisateurs de service de point à point effectuant des transactions d'arbitrage en temps réel. Selon BEMI, cette politique n'aura pas pour effet d'augmenter l'utilisation du réseau de transport. Les tarifs de court terme sont trop élevés pour inciter une augmentation des transactions et, par voie de conséquence, des revenus du Transporteur.

Puisqu'il existe une capacité excédentaire de transport en exportation et en importation, BEMI recommande la mise en place d'encans de cette capacité disponible de transport de point à point et soutient que le Transporteur doit travailler avec ses clients pour développer une structure de tarif et la politique de rabais.

La nécessité d'une consultation avec les clients constitue une trame de fond des interventions devant la Régie, tel que l'exprime OPG.

« Et ça implique une consultation sérieuse de tous ceux qui ont montré un intérêt; on sait que là, il y en a vingt-six (26), quand même, qui ont signé des contrats, je ne dis pas qu'ils vont tous venir mais on pourrait les attirer à une consultation sérieuse pour faire affaire possiblement par le Québec. Et pour qu'ils se manifestent et pour qu'ils prennent la peine de participer à ça, il faut que la Régie envoie un signal clair qu'elle est sérieuse et que le Québec est ouvert au transit, « open for business » »⁴³.

Les intervenants associés à la charge locale indiquent, en contrepartie, leur préoccupation à l'égard du niveau des revenus du service de point à point de court terme.

La preuve soumise laisse entrevoir des pistes de solution visant une utilisation optimale du réseau. Cela dit, elle soulève plus de questions qu'elle n'apporte une solution qui s'impose de manière convaincante.

⁴² NS, volume 4, pages 34 à 36.

⁴³ NS, volume 11, page 14.

À la lumière de ces préoccupations, la mise en place d'un processus de consultation apparaît appropriée. L'implantation d'une politique de rabais doit être examinée dans une perspective de développement du marché de gros, en lien avec la structure des tarifs, l'application aux services complémentaires ainsi que son application aux clients du service de transit de point à point.

La Régie demande au Transporteur de mettre sur pied un groupe de travail en vue d'analyser l'opportunité et les modalités d'une telle politique de rabais. Les participants à ce groupe sont les utilisateurs actuels et potentiels du service de transport de point à point et comprennent les affiliés du Transporteur, soit le Producteur et le Distributeur.

Le mandat confié au groupe de travail est d'analyser et revoir au besoin la structure tarifaire des services de point à point, incluant la politique de rabais et les services complémentaires associés au service de point à point. Les objectifs visés sont l'optimisation du réseau et des revenus du Transporteur, dans une perspective d'ouverture du marché. La Régie désire recevoir le rapport de ce groupe de travail d'ici le 31 octobre 2006.

Le groupe de travail se choisira un rapporteur qui aura pour mandat de rédiger le rapport et de rassembler la signature des participants au groupe. Si le rapport n'est pas unanime, il verra à présenter les propositions que les participants désirent soumettre à la Régie.

Le rapport devra répondre aux préoccupations suivantes :

- l'optimisation du réseau de transport dans une perspective à long terme;
- les impacts des propositions à court, moyen et long terme sur l'utilisation du réseau ainsi que sur les revenus du service de point à point.

Une fois le rapport du groupe de travail déposé, le fruit de ses travaux pourra donner lieu à une modification des tarifs et des conditions de service du Transporteur. Dans ce cas, les intéressés auront l'opportunité de débattre des modifications proposées dans le cadre d'une audience publique, conformément à l'article 31(1) de la Loi.

5. SERVICES COMPLÉMENTAIRES

Le Transporteur propose l'ajout d'un service complémentaire. Il offre ainsi sept services complémentaires dont six font l'objet d'un tarif distinct qui s'ajoute au tarif du service de transport. Le coût du service de Gestion du réseau est, quant à lui, inclus dans le tarif du service de transport.

À l'exception des services de Gestion de réseau et de Réglage de tension, les clients peuvent obtenir les services complémentaires d'autres fournisseurs situés dans la zone de réglage du Transporteur.

5.1 SERVICES DE RÉGLAGE DE TENSION ET DE MAINTIEN DES RÉSERVES TOURNANTE ET ARRÊTÉE

Opinion de la Régie

L'établissement des tarifs de ces services fait intervenir, dans la décision D-2002-95, les paramètres suivants :

- un coût de puissance estimé à 33 % du coût de fourniture pour le Distributeur;
- un coût de fourniture pour le Distributeur de 2,79 ¢/kWh.

Dans le présent dossier, le Transporteur applique à cette même méthodologie un prix de production de 7,5 ¢/kWh équivalent au prix d'approvisionnement des achats de court terme du Distributeur au cours de l'année 2005 selon l'appel d'offres A/O 2004-01 lancé en avril 2004. Cet appel d'offres visait des besoins en énergie. **Aux fins de la présente décision, la Régie retient ce prix de 7,5 ¢/kWh comme l'équivalent d'un prix de marché pour l'énergie.** Elle ne le retient pas, pour les motifs exprimés plus loin, pour la démonstration d'un prix de puissance.

Le Transporteur applique le pourcentage de 33 % au coût de 7,5 ¢/kWh pour évaluer le coût de puissance. Or, l'application de ce pourcentage à un coût d'approvisionnement de court terme en énergie n'assure pas une estimation correcte du coût de la composante puissance observé sur le marché.

Quant au coût de l'énergie, le Transporteur allègue que la fourniture de ces services réduit la capacité du Producteur de livrer de l'énergie sur les marchés externes. Le prix de 7,5 ¢/kWh est donc proposé comme indicateur du prix de marché de la production postpatrimoniale dans le contexte où le besoin de ces services complémentaires ne s'est pas accru.

Cette absence de besoin additionnel est déterminante dans la décision de reporter au moment opportun la modification de la méthodologie du prix de ces services pour s'écarter de la tarification au prix moyen. Une structure de marché particulière est créée par la Loi et le *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*⁴⁴. Dans le cadre québécois, un client, le Distributeur, achète suffisamment de ces services complémentaires pour en assurer la disponibilité à l'ensemble de la clientèle du Transporteur. Qui plus est, l'achat de ces services est indissociable de son approvisionnement en électricité patrimoniale.

La proposition du Transporteur vise, par équité, à attribuer une partie du coût de ces services complémentaires aux clients du service de point à point. La Régie est donc placée devant le dilemme suivant: soit elle accorde au fournisseur des services complémentaires une double compensation pour ses services par un traitement similaire de toutes les clientèles du Transporteur, soit elle assure une juste rétribution à ce fournisseur en accordant un traitement différent aux clients du service de point à point⁴⁵. La Régie opte pour la seconde.

Il est primordial pour la Régie d'accorder une compensation liée à la quantité de services fournis et d'éviter le paiement d'une double compensation par les clients de l'activité réglementée de transport d'électricité pris dans leur ensemble⁴⁶. Devant la preuve claire à l'effet que le Transporteur n'acquiert en rien plus de services de réglage de tension et de réserves tournante et arrêtée pour les clients du service de transport de point à point⁴⁷, il est justifié de maintenir la compensation du fournisseur au niveau actuel.

⁴⁴ Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, (2001) 133 G.O.2, page 7705.

⁴⁵ Dans le contexte actuel, maintenu par la présente décision, où ces services ne sont applicables que pour alimenter une charge dans la zone de réglage du Transporteur, aucun revenu ne leur est attribuable pour les clients du service de point à point. Voir la pièce HQT-6, document 1, page 7, tableau R-4.2.

⁴⁶ Voir l'Ordonnance 888 « *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities* », 75 FERC 61,080, aux pages 250 à 252 : « *In response to comments, we offer here some general guidance on ancillary services pricing principles. [...] (3) [...] rates for ancillary services should be cost-based [...] (4) The amount of each ancillary service that the customer must purchase, self-supply, or otherwise procure must be [...] comparable to the obligations to which the transmission provider itself is subject. [...]* » (<http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/rm95-8-00w.txt>).

⁴⁷ NS, volume 3, pages 280 à 281 et 323 à 326. Voir le commentaire auquel la Régie ne peut souscrire : « *Donc, le Distributeur reçoit le service, il paie le prix du décret. Et vu que le Producteur, lui, peut le vendre à un autre, à ce moment-là le Producteur a droit au crédit. En fait, c'est un peu une question d'infrastructure commune où l'infrastructure est utilisée pour deux utilisateurs.* »

Lorsque des services complémentaires additionnels seront requis au-delà de ceux acquis par le Distributeur en vertu du décret, la situation juridique et factuelle présentée à la Régie justifiera la revue de cette méthodologie. Pour l'instant, la modification de la détermination du prix de ces services, sans détermination suffisamment convaincante de leur valeur, sur la base d'un prix de marché, alors qu'aucun achat de service complémentaire n'a eu lieu et qu'aucun marché de tels services n'a été observé, n'apparaît pas raisonnable. Elle est, au mieux, prématurée.

La Régie ne juge pas valide la détermination du coût de puissance proposée et, prenant acte de l'absence de coûts additionnels induits pour les besoins de réserve, **la Régie maintient les tarifs existants pour les services de Réglage de tension, de Réserves d'exploitation – Service de maintien de réserve tournante et Service de maintien de réserve arrêtée. Ces tarifs sont fixés à l'annexe C de la présente décision.**

Enfin, les services complémentaires étant offerts par une entité affiliée, la Régie juge qu'à l'avenir le Transporteur devra faire la démonstration de leurs modalités par le dépôt d'ententes écrites.

Opinion du régisseur Richard Carrier

Je partage la conclusion de mes collègues à l'effet que la démonstration du coût de la composante puissance observé sur les marchés soit insatisfaisante. Toutefois, je ne partage pas les autres motifs référant au fait que le besoin des services complémentaires ne se soit pas accru et que l'on doive prendre acte du fait de l'absence de coûts additionnels induits pour les besoins de réserve.

Les services complémentaires servent tant la charge locale que les utilisateurs du service de point à point. La Régie doit à cet égard, comme elle l'a fait d'ailleurs dans la décision D-2002-95, déterminer un tarif juste et raisonnable pour ces services.

Sur la base de la preuve au dossier, je ne juge pas approprié d'établir le prix des services complémentaires afférents aux transactions de point à point de façon à refléter les caractéristiques de l'approvisionnement patrimonial prévues au décret 1277-2001, lesquelles stipulent que les services complémentaires nécessaires pour en assurer la sécurité et la fiabilité sont inclus dans cet approvisionnement et donc dans le coût moyen de cette

Et à ce moment-là, celui qui la fournit reçoit les revenus des deux, mais ça ne va pas, le revenu ne va pas à l'autre utilisateur, mais il doit aller au fournisseur du service. Mais c'est sûr qu'en définitive le fait que l'on redonne un montant au Producteur, pour lui ça réduit de façon minime le coût de fournir l'électricité patrimoniale parce qu'il fait un double usage de certaines parties. ».

fourniture. Le présent exercice devrait être d'établir des bases raisonnables pour fixer le prix des services offerts par le fournisseur et d'appliquer un tel prix aux services non couverts par l'électricité patrimoniale, lorsque requis.

À cet égard, le type d'équipements à prendre en considération pour établir le coût de ces services peut, tel que le suggère BEMI, tenir compte des caractéristiques des besoins des utilisateurs du service de point à point et tenir compte de la pratique dans l'industrie. Toutefois, une preuve concrète serait nécessaire de la part des intervenants pour s'écarter des critères proposés par le Transporteur.

De plus, la preuve soulève également la nécessité d'établir sur une base suffisamment rigoureuse les modalités de la compensation à offrir au(x) fournisseur(s) des services complémentaires. Les activités de production n'étant pas réglementées en vertu de la Loi, cette compensation doit tenir compte du prix sur le marché pour ce type de produit. À cet égard, un balisage des prix disponibles sur les marchés voisins pour la composante puissance ou pour des produits comparables à ceux offerts serait nécessaire.

En conclusion, étant donné l'absence de démonstration suffisante de la validité de la méthode de détermination des besoins et du coût de puissance proposé, **je maintiendrais inchangés au présent dossier les tarifs existants pour les services de Réglage de tension, de Maintien de la réserve tournante et de Maintien de la réserve arrêtée.**

Enfin, je partage le point de vue de mes collègues à l'effet d'exiger du Transporteur des ententes ou projets d'entente écrits lorsque les services sont acquis auprès d'un affilié, y incluant la démonstration du caractère raisonnable de la proposition et de ses modalités.

5.2 SERVICE DE RÉGLAGE DE FRÉQUENCE

Pour le service de Réglage de fréquence, le Transporteur propose une tarification basée sur un prix de l'énergie de 7,5 ¢/kWh.

Ce service complémentaire est nécessaire au maintien permanent de l'équilibre entre l'offre et la demande et au maintien de la fréquence de 60 hertz du réseau. Le Producteur, fournisseur de ce service, mobilise les moyens de production nécessaires aux fins de la régulation de fréquence. Ses centrales conservent une plage réglante qui se traduit par une perte de rendement estimée à 180 GWh. Son manque à gagner ne peut être évalué par le coût moyen de fourniture mais correspond au prix de marché de l'énergie.

La Régie considère qu'il est justifié de maintenir un tarif fondé sur le coût de l'énergie pour ce service et d'évaluer ce coût sur la base du prix de 7,5 ¢/kWh. **En conséquence, la Régie modifie le tarif du service de Réglage de fréquence. Ces tarifs sont fixés à l'annexe C de la présente décision.**

5.3 SERVICES DE COMPENSATION D'ÉCARTS DE LIVRAISON ET DE RÉCEPTION

Le Transporteur propose d'ajouter le service de Compensation d'écarts de réception afin de minimiser les écarts entre la capacité programmée et celle reçue sur le réseau de transport. Il fait valoir que l'absence d'un tel service dans le texte des Tarifs et conditions constitue une carence. Il ajoute qu'il est possible qu'il y ait de plus en plus de producteurs, au cours des prochaines années, qui exportent. Si c'est le cas, le service sera disponible.

Ce nouveau service destiné aux clients du service de transport de point à point est approprié. **Les écarts possibles de réception ne sont pas couverts par le texte des Tarifs et conditions. En conséquence, la Régie accepte que le nouveau service de Compensation d'écart de réception soit ajouté aux services complémentaires offerts par le Transporteur à ses clients du service de point à point.**

BEMI estime que les services de Compensation d'écart de livraison et de réception ne doivent pas être imposés aux réseaux voisins. L'intervenante précise qu'elle et le Transporteur coordonnent leurs actions et opèrent leurs interconnexions conformément à la convention d'exploitation qui les lie.

Le Transporteur affirme, pour sa part, qu'il est capable d'identifier les transactions que BEMI fait à titre de client du service de transport de point à point et celles à titre de réseau voisin. Par conséquent, il réaffirme sa volonté de facturer le tarif applicable des services complémentaires aux transactions que BEMI effectue à titre de client du service de point à point.

« Quand Brascan livre à Hydro-Québec Distribution, c'est Hydro-Québec Distribution qui fait la réservation sous forme de ressource désignée. Et quand c'est Brascan qui fait un « wheel-through » ou qui fait une réservation, c'est Brascan. On le sait. On est capable de distinguer tout ça dans notre système »⁴⁸.

⁴⁸ NS, volume 3, pages 285-286.

La Régie accepte l'argument à l'effet que ces services ne s'appliquent pas aux transactions de BEMI à titre de réseau voisin. Par contre, tous les clients devant être traités équitablement et sans discrimination, ces services s'appliquent aux réservations de BEMI à titre de client du service de point à point.

Concernant la tarification des services de Compensation d'écart de livraison et de Compensation d'écart de réception, le Transporteur traite de façon asymétrique les pénalités et les crédits. Si une livraison est supérieure à la programmation, le tarif proposé est établi à partir d'un prix d'énergie de 7,5 ¢/kWh majoré de 50 %. À l'inverse, le crédit accordé est établi à partir du coût moyen de l'énergie de 2,79 ¢/kWh diminué de 50 %. Selon le Transporteur, lorsque le client reçoit une quantité de puissance inférieure à celle livrée au point de réception, le fournisseur du service d'écart de livraison reçoit une quantité imprévue d'électricité qui n'a alors qu'une faible valeur. La tarification des services de Compensation d'écarts de livraison et de réception se veut donc dissuasive afin d'assurer que la clientèle des services de transport programme correctement ses livraisons d'électricité.

La Régie est d'avis que le prix de 7,5 ¢/kWh constitue une approximation raisonnable du coût de l'énergie et assure une compensation adéquate du fournisseur de service tant en cas de livraison supérieure à la programmation qu'en cas de livraison qui lui est inférieure. De même, l'usage de l'estimé d'un prix de marché de 7,5 ¢/kWh plutôt que 2,79 ¢/kWh, jumelé à une majoration ou une réduction symétrique de 50 %, est mieux à même de compenser la valeur de l'énergie et de rencontrer l'objectif de dissuasion poursuivi par ce service du point de vue du Transporteur. **En conséquence, la Régie fixe à 7,5 ¢/kWh le prix de l'énergie et à 50 % la majoration et le crédit, ces deux éléments étant liés l'un à l'autre.**

5.4 APPLICATION AUX SERVICES DE TRANSPORT DE POINT À POINT

Le Transporteur propose enfin d'élargir l'application des services complémentaires Réglage de fréquence et Réserves d'exploitation – Service de maintien de réserve tournante et Service de maintien de réserve arrêtée à toutes les réservations de service de transport de point à point. Cette proposition modifie les Tarifs et conditions actuels qui prévoient une application limitée de ces services à l'alimentation d'une charge dans la zone de réglage du Transporteur.

L'application demandée des services Réglage de fréquence, Maintien de réserve tournante et Maintien de réserve arrêtée à l'ensemble des transactions du service de transport est contestée par BEMI. La Régie n'est pas convaincue qu'une telle proposition reflète la

pratique courante de l'industrie. **Dans les circonstances, la Régie maintient l'application de ces services à l'alimentation d'une charge dans la zone de réglage seulement.** Le changement demandé peut avoir des répercussions sur l'accès au réseau du Transporteur et la Régie est d'avis que la proposition du Transporteur devra faire l'objet d'un premier examen dans le cadre du groupe de travail avec les utilisateurs des services de point à point.

5.5 SERVICES COMPLÉMENTAIRES POUR LA CHARGE LOCALE

Le Transporteur propose de retirer deux services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale, soit les services de Compensation pour écart de réception et de Maintien de la qualité de l'onde produite.

Dans le cas de la Compensation des écarts de réception, les ententes entre le Distributeur et ses fournisseurs y pourvoient, de sorte qu'il n'est plus nécessaire de lui offrir ce service. Quant au Maintien de la qualité de l'onde produite, elle fait partie des exigences de raccordement des centrales et des charges au réseau. Il n'est donc pas nécessaire.

La Régie accepte la proposition du Transporteur de retirer ces deux services complémentaires de ses Tarifs et conditions.

6. CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le Transporteur propose plusieurs modifications au texte des Tarifs et conditions afin de répondre aux besoins de sa clientèle ainsi qu'aux attentes de la Régie et pour assurer la compatibilité de ses services de transport avec ceux des réseaux voisins. Les principales modifications touchent les sujets suivants :

- Raccordement de centrales;
- Point HQT;
- Ajouts au réseau lors de service temporaire;
- Solvabilité et gestion du risque de crédit;
- Services complémentaires;
- Énergie d'urgence;
- Conventions de service de transport de point à point.

Après analyse, à la lumière de l'article 49 (7) de la Loi, la Régie accepte les modifications proposées au texte des Tarifs et conditions détaillées à la pièce HQT-5, document 3, sous réserve de ce qui suit. Le texte approuvé par la Régie est reproduit à l'Annexe D de la présente décision.

6.1 AJOUTS AU RÉSEAU

6.1.1 RACCORDEMENT DE CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION (ARTICLE 12A)

Ajouts au réseau et neutralité tarifaire

Opinion de la Régie

Le Transporteur propose d'ajouter un article 12A aux Tarifs et conditions pour définir les modalités du raccordement de centrales au réseau de transport et de distribution.

L'article 12A.2 « Achats de services de point à point ou remboursement » présente trois options permettant au Transporteur de couvrir les coûts encourus pour l'intégration d'une nouvelle source de production au réseau.

La première option (article 12A.2i) consiste pour le client à signer une convention de service pour un service de transport ferme de long terme dont la valeur actualisée des paiements pendant sa durée est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur, moins tout montant qui lui est remboursé, pour assurer l'intégration de la source de production.

La deuxième option (article 12A.2ii) consiste à signer un engagement d'achats de services de transport ferme ou non ferme de point à point, de type "take or pay", pour un montant au moins égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur, moins tout montant remboursé à celui-ci, pour assurer l'intégration de la source de production.

La troisième option (article 12A.2iii) consiste à rembourser immédiatement au Transporteur un montant égal en valeur actualisée aux coûts encourus par celui-ci pour assurer l'intégration de la source de production.

À des fins de compréhension des options proposées, le Transporteur réfère au dossier R-3497-2002 relatif au raccordement de la centrale de la Toulnostouc au réseau de transport où l'ajout de la production de cette centrale permet d'augmenter les revenus attendus du

service de point à point. Cette augmentation de revenus correspond à la garantie d'achat incluse dans l'entente de raccordement convenue entre le Transporteur et le producteur, et permet de récupérer les coûts encourus par le Transporteur pour l'intégration de cette centrale.

Selon le RNCREQ, les trois options proposées ne sont pas équivalentes pour assurer le remboursement des coûts encourus pour un projet spécifique. La deuxième option lui serait acceptable si un producteur exploite une seule centrale dans la zone de réglage du Transporteur. Dans les cas où le producteur opère d'autres centrales dans la zone de réglage du Transporteur et où il fait du courtage en utilisant le réseau de transport de ce dernier, rien n'assure que les revenus résultant de la production de la nouvelle centrale suffisent à couvrir les coûts encourus par le Transporteur pour son intégration.

Le même raisonnement s'applique à la première option. Un producteur qui possède déjà des conventions de service de point à point fermes de long terme pourrait ne pas renouveler une réservation existante et utiliser sa nouvelle réservation pour faire ses transactions qu'il ferait de toute façon. Cette opération est réalisable en vertu de l'article 22.1 des Tarifs et conditions.

L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement de centrale génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Cet objectif est assuré par la neutralité tarifaire dont les modalités s'adaptent aux circonstances particulières de chaque projet. L'enjeu, pour la Régie, est d'assurer de façon raisonnable l'atteinte de l'objectif tout en assurant un traitement équitable et non discriminatoire tant aux nouveaux clients qu'à ceux présents sur le réseau. C'est là que réside le choix à faire par la Régie dans l'intérêt public.

Dans ce cadre, la troisième option assure le remboursement des coûts encourus pour le raccordement et remplit l'objectif poursuivi : elle est donc acceptable. La deuxième option est aussi acceptable si le producteur exploite une seule centrale dans la zone de réglage du Transporteur. Si le producteur opère d'autres centrales, il pourrait s'ensuivre un interfinancement en faveur de la centrale nouvellement raccordée. Rien n'assure, dans la formulation proposée par le Transporteur de cette option, que les revenus résultant du branchement de la nouvelle source de production suffisent à couvrir les coûts encourus pour son intégration.

La Régie juge la deuxième option acceptable, dans la mesure où la nouvelle production génère des revenus suffisants pour couvrir les coûts encourus du Transporteur. La Régie souhaite éviter des situations de manque à gagner telles que celles constatées pour

l'intégration des productions éoliennes de Mont Miller et Mont Copper. À cette fin, les revenus pris en compte aux fins de la garantie d'achat seront présumés correspondre au produit de la nouvelle production injectée sur le réseau au point de raccordement par le tarif du service de point à point contracté et, à défaut, du service horaire non ferme.

Concernant la première option, elle est adéquate dans la mesure où l'engagement ferme de long terme conclu avec le producteur génère des revenus additionnels sur une période suffisante pour assurer la neutralité tarifaire du projet.

Pour la Régie, la présence, requise par la première option, d'une convention de service ferme à long terme procure à la clientèle existante du Transporteur une garantie forte assurant le financement des ajouts au réseau. Le risque de modification sur une base non ferme des réservations de long terme actuelles d'un client ne justifie pas l'ajout d'une mesure de l'énergie injectée sur le réseau au même titre que pour la seconde option de l'article 12A.2.

Il n'existe, dans les faits, que quatre conventions de service de point à point de long terme et qu'un seul client, le Producteur. Trois de ces quatre conventions ne valent que pour une année, ne laissant qu'un contrat pour 45 MW sur la ligne CRT pour une durée de près de 20 ans⁴⁹. Le risque que le Producteur, en application de l'article 22.1 des Tarifs et conditions, change cette réservation au profit d'une autre, non ferme, est limité. Il l'est par les conséquences d'un tel geste qui comprennent la perte de priorité d'utilisation du réseau et de ses interconnexions par le client et la perte d'appariement du risque. Il y aurait, pour le client, absence de corrélation entre son engagement de fournir l'électricité et ses réservations sur le réseau de transport pour s'acquitter de son obligation.

La Régie ne perçoit pas ce risque comme suffisant pour imposer au Transporteur le fardeau réglementaire et de gestion d'assurer le suivi annuel de la mesure de l'énergie injectée et d'en faire rapport à la Régie. Dans l'ensemble, la présence d'une convention de service ferme à long terme assure un traitement juste et équitable à l'ensemble des clients du Transporteur, actuels et nouveaux. De plus, cette décision crée un incitatif désirable si elle encourage les nouveaux clients du Transporteur à s'engager par des conventions de service ferme de long terme.

Enfin, la mesure de l'énergie servant à déterminer le montant de l'engagement financier du client par sa multiplication par le tarif payé, l'article 12A.2 des Tarifs et conditions devra être revu par la Régie dans la mesure où elle adopte, un jour, une politique de rabais.

⁴⁹ Pièce HQT-6, document 7, pages 24 et 25.

Ces décisions se justifient dans le contexte de marché du Québec puisque tous les nouveaux ajouts pour le raccordement de centrales sont intégrés à la base de tarification du Transporteur. Le risque entier y est supporté, au premier abord, par les usagers existants du réseau. Dans ce contexte, une garantie suffisamment forte est requise pour protéger ces derniers contre les risques associés aux ajouts au réseau.

Il incombe au Transporteur de s'assurer d'obtenir une telle garantie de la part de ses nouveaux clients producteurs afin d'assurer la neutralité tarifaire de chaque ajout au réseau pris individuellement. **En conséquence, la Régie accepte la proposition d'article 12A.2 aux Tarifs et conditions avec les changements suivants :**

1. Pour l'option i), le terme de la convention de service ferme de long terme doit être suffisamment long pour assurer la neutralité tarifaire;
2. Pour l'option ii), l'énergie injectée doit être mesurée au point de raccordement de la centrale avec le réseau pour assurer la neutralité tarifaire de l'ajout de nouveaux raccordements ; et
3. L'option iii) est adoptée telle quelle.
4. Enfin, le choix de l'option appartient au Transporteur qui doit s'assurer de rencontrer l'objectif poursuivi par la Régie.

La Régie demande au Transporteur de déposer dans le cadre de son Rapport annuel en vertu de l'article 75 de la Loi, pour assurer le respect du suivi de ses décisions, le détail de l'énergie injectée au point de raccordement par chaque nouvelle centrale aux fins du calcul de la garantie financière du client.

De plus, elle lui demande de déposer lors de l'ajout de ces actifs à sa base de tarification, les nouvelles ententes de raccordement signées concernant les projets de moins de 25 M\$. Ces ententes sont nécessaires à la Régie pour établir la base tarifaire du Transporteur en vertu de l'article 49 (1) de la Loi.

Opinion du régisseur Richard Carrier

L'objectif de l'article 12A.2, selon le Transporteur, est de s'assurer que tout nouveau raccordement de centrale entraîne des revenus qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Tel que le mentionne ce dernier, les choix offerts au client tiennent compte du fait qu'un client peut raccorder une centrale et ensuite l'utiliser en souscrivant à plus d'un service de transport.

La troisième option assure adéquatement l'objectif de neutralité tarifaire et est vérifiable : elle est donc acceptable.

Tel que mentionné en preuve par l'expert du RNCREQ, les première et deuxième options permettent de rencontrer l'objectif si le producteur exploite une seule centrale dans la zone de réglage du Transporteur. Si tel n'est pas le cas, rien n'assure, dans la formulation proposée par le Transporteur des options 12A.2 i) et 12A.2 ii), que les revenus résultant du raccordement de la nouvelle source de production suffisent à couvrir les coûts encourus pour son intégration.

L'exigence de neutralité tarifaire peut être rencontrée, en de telles circonstances, par la prise en compte, aux fins de la garantie d'achat, des revenus additionnels induits par la nouvelle production injectée sur le réseau au point de raccordement. Toutefois, à mon avis, une telle clause apparaît requise tant dans l'option 12A.2 i) que dans l'option 12A.2 ii) puisque le choix par le client de l'un ou l'autre des services de transport ne change en rien la condition première qui est d'assurer des paiements en valeur actualisée au moins égaux aux coûts encourus.

Ces modalités, bien que plus contraignantes que celles proposées par le Transporteur, s'avèrent nécessaires sur la base de la preuve présentée au présent dossier et constituent un cadre de référence clair pour leur application. À cet égard, je laisserais une certaine flexibilité au Transporteur de pouvoir convenir avec un client, en fonction du contexte propre à un projet donné, de toute modalité contractuelle produisant un effet équivalent à celui recherché au paragraphe précédent et, le cas échéant, de soumettre ces modalités à la Régie pour approbation.

Enfin, je considère que le choix de l'option doit appartenir au promoteur, lequel pourra choisir celle qui convient le mieux à son contexte d'affaires, la responsabilité du Transporteur étant de s'assurer que les modalités convenues respectent les exigences formulées par la Régie.

En ce qui concerne le texte des Tarifs et conditions, j'inclurais les 3 options telles que présentées par le Transporteur, les modalités exactes de chaque entente devant être établies, comme mentionné précédemment, au cas par cas selon le contexte propre à chaque dossier en respectant les principes de la présente décision.

Notion de coûts encourus

La notion de coûts encourus utilisée dans l'article 12A.2 comprend les coûts réellement encourus pour le projet et, dans le cas où des équipements ayant une durée de vie utile et des coûts inférieurs sont utilisés, ces coûts doivent, pour les fins de la garantie financière, être basés sur le coût d'équipements neufs.

«... Bien que la Régie reconnaisse que la réutilisation d'équipements en inventaire ou retirés du réseau témoigne d'une saine gestion, elle est d'avis que le calcul des coûts totaux du projet, pour les fins du calcul de l'Engagement d'achat, devrait refléter des coûts d'équipements neufs et ce, afin d'éviter que certains des coûts effectifs du projet n'aient à être supportés indûment par le reste de la clientèle »⁵⁰.

La Régie note d'ailleurs la volonté du Transporteur exprimée à l'audience de se conformer à cette décision⁵¹.

Pour l'application de l'article 12A des Tarifs et conditions, la garantie pour les coûts encourus est basée sur le coût d'équipements neufs et non sur la valeur nette des actifs. Cette modalité vise, comme la précédente, à assurer que les ajouts au réseau respectent l'objectif de neutralité tarifaire sur l'ensemble de la période considérée.

6.1.2 POLITIQUE DU TRANSPORTEUR RELATIVE AUX AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT (APPENDICE J)

Contribution maximale

Dans la décision D-2002-95, la Régie a limité le montant qui peut être intégré à la base de tarification à titre d'ajout au réseau de transport réalisé pour répondre aux besoins de la clientèle afin d'en assurer la neutralité tarifaire.

Selon la méthode en vigueur, le montant maximal que le Transporteur peut assumer pour les ajouts au réseau correspond à la valeur actualisée du tarif de transport annuel pour une période de 20 ans, en considérant des frais d'entretien et d'exploitation estimés à 15 % de l'investissement, de même que les taxes applicables. Le montant maximal de cette contribution fut fixé pour l'année témoin 2001 à 522 \$/kW. Le Transporteur propose de

⁵⁰ Décision D-2004-187, dossier R-3527-2004, 7 septembre 2004, page 8.

⁵¹ NS, volume 3, page 293.

réviser ce montant selon la même méthodologie en utilisant les paramètres financiers de la décision D-2005-63⁵² pour le porter à 560 \$/kW.

Cette proposition est cohérente avec les décisions antérieures de la Régie et n'a pas fait l'objet de contestation. **En conséquence, la Régie fixe à 560 \$/kW le montant maximal que le Transporteur peut intégrer à sa base de tarification pour tout ajout au réseau de transport réalisé pour répondre aux besoins de la clientèle.**

Contribution des postes de départ

Selon la Politique du Transporteur portant sur les ajouts au réseau de transport pour l'intégration d'une centrale, le poste de départ comprend la partie haute tension du poste, incluant la borne basse tension du transformateur-élévateur.

Comme le poste de départ est généralement réalisé par le producteur lors de la construction des aménagements de la centrale de production et que ce poste fait partie du réseau de transport, le Transporteur doit en rembourser le coût au producteur. Cependant, afin d'éviter tout surdimensionnement des équipements, la Régie a fixé une contribution maximale que le Transporteur peut inclure dans sa base de tarification pour leur réalisation. Cette contribution est différente selon le niveau de tension de la partie haute tension du poste de départ⁵³. Elle correspond au coût d'un poste selon des paramètres standards, incluant une majoration de 15 % pour tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation durant une période de 20 ans.

Le Transporteur demande de reconduire les montants approuvés dans la décision D-2002-95 et propose d'ajouter les montants applicables aux centrales appartenant à Hydro-Québec. Dans ce cas, la majoration de 15 % ne s'applique pas puisque l'entretien est à la charge du Transporteur.

Après examen du coût des postes de départ pour les projets réalisés récemment et en cours de réalisation, la Régie constate des écarts importants par rapport aux montants de la contribution maximale. La Régie n'a pu obtenir des explications convaincantes de ces écarts. Il lui est ainsi difficile de statuer sur la raisonnable des montants de la contribution maximale. **À défaut d'un examen de la question, elle reconduit les contributions maximales actuelles pour les postes de départ et accepte la distinction à faire pour les centrales appartenant à Hydro-Québec.**

⁵² Dossier R-3549-2004, Phase 1, 15 avril 2005.

⁵³ Pièce HQT-5, document 3, Tarifs et conditions, Appendice J, feuille 203.

TABLEAU 3
CONTRIBUTION DES POSTES DE DÉPART

Haute tension du poste de départ	Contribution maximale du Transporteur	
	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec	Centrales appartenant à Hydro-Québec
Moins de 44 kV	35 \$/kW	30 \$/kW
Entre 44 et 120 kV	55 \$/kW	48 \$/kW
Plus de 120 kV	95 \$/kW	83 \$/kW

La Régie veut s'assurer que ces contributions maximales reflètent le coût réel pour un poste de départ en fonction des facteurs qui influencent leur choix et leur coût. Il est probable que ces facteurs comprennent le niveau de tension, la taille et la localisation de la centrale raccordée, ainsi que le caractère aérien ou souterrain de la centrale.

La Régie demande au Transporteur de déposer, d'ici le 31 octobre 2006, une étude portant sur les coûts minimaux des postes selon les facteurs qui en influencent le choix et le coût. Cette étude devrait être confiée ou supervisée par un consultant indépendant. Les résultats de cet examen devront mettre en évidence les paramètres techniques d'un poste standard de type aérien respectant les critères de fiabilité habituels de l'industrie.

Cas de la double transformation

Le Transporteur demande que les valeurs de la contribution maximale soient doublées dans le cas où il y a double transformation, comme c'est le cas pour l'intégration de la production éolienne.

De plus, le Transporteur propose de clarifier la définition du poste de départ dans le cas de la production éolienne en ajoutant à la section B.1 de l'Appendice J des Tarifs et conditions la mention « *ainsi que tout appareillage et ligne reliant entre eux les différents paliers de transformation* ».

Dans le présent dossier, aucun participant ne s'est opposé à la proposition du Transporteur. **La Régie accepte la proposition du Transporteur de doubler le plafond de contribution maximale pour les postes de départ pour la production éolienne. La balise de neutralité tarifaire applicable est celle de 560 \$/kW.** Cette balise s'applique tant à la simple qu'à la double transformation. Toutefois, faute d'une justification convaincante et afin d'éviter tout surdimensionnement éventuel des équipements, la Régie reverra tant l'opportunité d'un

double plafond que le niveau de ce plafond dans le cadre de l'étude relative à la définition des postes de départ justifiant les niveaux des contributions maximales.

6.2 PRIORITÉS D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS

Le Transporteur présente un tableau indiquant les priorités d'utilisation des interconnexions qu'il accorde en mode importation et en mode exportation.

La priorité de niveau 1 concerne le service pour l'alimentation de la charge locale avec une ressource désignée du Distributeur ainsi que le service de point à point ferme de long terme.

En commercialisant les capacités de transport résiduelles auprès de la clientèle des services de transport de point à point, le Transporteur optimise l'utilisation de son réseau et partant, réduit la part du revenu requis assumée par la charge locale. La responsabilité ultime du revenu requis repose sur la charge locale comme l'a souligné la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) à la page 136 de son Ordonnance 888-A :

« We note that network service is founded on the notion that the transmission provider has a duty to plan and construct the transmission system to meet the present and future needs of its native load and, by comparability, its third-party network customers. In return, the native load and third-party network customers must pay all of the system's fixed costs that are not covered by the proceeds of point-to-point service. This means that native load and third-party network customers bear ultimate responsibility for the costs of both the capacity that they use and any capacity that is not reserved by point-to-point customers ».

Il est légitime d'accorder à la charge locale et au service de point à point ferme de long terme la priorité d'utilisation des installations du réseau de transport nécessaires pour desservir leurs besoins. Les dépenses et les investissements relatifs au réseau de transport servant à répondre aux besoins de ces clients, cette priorité est justifiée.

Le niveau 2 de priorité est accordé au service de point à point ferme de court terme alors que le niveau 4 est réservé aux transactions non fermes. Ces priorités sont conformes à la structure du tarif pro forma de la FERC et sont justifiées.

La priorité de niveau 3 en mode réception proposée s'applique aux ressources non désignées pour alimenter la charge locale, dont les importations du Producteur pour l'alimentation de la charge locale afin d'assurer la satisfaction du contrat patrimonial. Or, cette priorité n'est

prévue au tarif pro forma que pour le Distributeur⁵⁴. On ne peut y lire ni dans le tarif pro forma, ni au *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*⁵⁵, qu'elle s'applique au Producteur.

D'un côté, l'ACEF de Québec demande que la charge locale ait priorité sur l'ensemble des services de point à point fermes et non fermes. De l'autre, selon BEMI, la priorité de niveau 3 donne au Producteur une priorité en mode importation sur toute demande de service de point à point non ferme de court terme. Elle constitue un traitement privilégié en sa faveur.

Dans les faits, quand le Producteur importe, le Transporteur présume qu'il alimente la charge locale. Cependant, le Producteur réalise également des activités d'arbitrage. Afin d'éviter un traitement préférentiel, en l'absence d'information permettant de distinguer en temps réel les importations pour l'alimentation de la charge locale des transactions d'arbitrage, le Producteur doit être traité de la même façon que l'ensemble des autres clients du Transporteur, sans privilège pour ses importations.

Pour la charge locale, la Régie reste sensible aux motifs soumis pour justifier la priorité de niveau 3. Son analyse doit prendre en compte non seulement l'intérêt de la charge locale de sécuriser son approvisionnement patrimonial, mais aussi celui des autres participants au marché d'obtenir un accès non discriminatoire au réseau du Transporteur. Cette philosophie d'accès ouvert et non discriminatoire au réseau est une composante fondamentale de l'ensemble de la structure réglementaire du transport de l'électricité au Québec et en Amérique du Nord.

Dans ce cadre, la Régie retient que la charge locale et le service de point à point ferme de long terme sont prioritaires. En plus, le Distributeur désigne les ressources annuellement et peut aussi désigner, en tout temps, les ressources additionnelles qu'il juge nécessaires à la desserte de ses clients⁵⁶.

Par la nature de ses activités et l'horizon actuel de la planification de ses approvisionnements, le Distributeur peut devoir combler des besoins additionnels à ceux prévus au début ou en cours d'année. La Régie est donc disposée, pour lui accorder un accès au réseau qui tient compte de son rôle et de ses moyens, à maintenir sa priorité de niveau 3 pour les fins de la desserte de la charge locale par des importations directes de court terme.

⁵⁴ Voir l'équivalent, pour les Tarifs et conditions, aux articles 28.4 et 36.3.

⁵⁵ Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, (2001) 133 G.O.2, page 7705.

⁵⁶ Tarifs et conditions, article 36.3.

Le besoin d'une telle priorité pour le Distributeur étant fonction de ses moyens d'approvisionnement, elle pourra être revue au fil de l'évolution du marché québécois.

La Régie n'est toutefois pas convaincue du besoin d'accorder cette priorité au fournisseur du Distributeur qu'est le Producteur pour les fins de l'approvisionnement patrimonial, comme le mentionne BEMI. Après les réservations de long terme, le Transporteur commercialise par le service de point à point de court terme les capacités restantes de son réseau que le Producteur et les autres participants au marché peuvent réserver en respectant les tarifs et les conditions de service habituels, incluant les priorités disponibles⁵⁷.

Bien que le décret patrimonial mentionne que l'électricité fournie par le Producteur au Distributeur peut être « produite ou achetée » par lui, il n'exclut en rien que le Producteur soit assujetti, comme tous les clients, au respect des tarifs et des conditions d'accès non discriminatoire au réseau de transport.

« L'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur ou rappelée par ce dernier en vertu des contrats spéciaux ou des ententes de services comportant des clauses de puissance interruptible en vigueur le 1 janvier 2001. »
(nos soulignés)

La Régie ne peut déduire une priorité d'accès aux interconnexions de cet article 1 du décret patrimonial, sans devoir y ajouter des mots qui n'y sont pas.

La Régie accepte en partie seulement la priorité 3 en mode réception proposée par le Transporteur⁵⁸. Elle la modifie pour ajouter que cette priorité ne peut être exercée que par le Distributeur.

⁵⁷ Le texte des Tarifs et conditions, à ses articles 13.3 et 14.3 prévoit d'ailleurs que le Producteur, tout comme le Distributeur, est assujetti aux tarifs et conditions du service de point à point pour ses ventes à des tiers. Dans l'esprit de la séparation fonctionnelle de Hydro-Québec sous-jacente aux Tarifs et conditions, le Producteur et le Distributeur sont, l'un par rapport à l'autre, des tiers.

⁵⁸ Pièce HQT-5, document 1, page 13.

TABLEAU 4
PRIORITÉ DES INTERCONNEXIONS

Livraisons (exportation)	Réception (importation)
1. Service de point à point long terme (un an et plus) ferme	1. Service pour l'alimentation de la charge locale avec une ressource désignée du Distributeur, ainsi que service de point à point à long terme (un an et plus) ferme
2. Service de point à point de court terme ferme 2.1 Mensuel 2.2 Hebdomadaire 2.3 Quotidien	2. Service de point à point de court terme ferme 2.1 Mensuel 2.2 Hebdomadaire 2.3 Quotidien
3. s.o	3. Service pour l'alimentation de la charge locale avec une ressource non désignée. <u>Cette priorité ne peut être exercée que par le Distributeur.</u>
4. Service de point à point de court terme non ferme 4.1 Mensuel 4.2 Hebdomadaire 4.3 Quotidien 4.4 Horaire	4. Service de point à point de court terme non ferme 4.1 Mensuel 4.2 Hebdomadaire 4.3 Quotidien 4.4 Horaire

6.3 ÉNERGIE D'URGENCE

Le Transporteur propose d'ajouter les articles 1.19.1 et 7A aux Tarifs et conditions pour prévoir les modalités de traitement de l'énergie d'urgence en mode livraison et en mode réception.

Conformément aux pratiques usuelles des services publics et en particulier aux exigences du *North American Reliability Council* (NERC) et du *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC)⁵⁹, le Transporteur doit livrer de l'énergie d'urgence à une zone de réglage voisine, sur demande de cette dernière. À ce titre, il facture la zone de réglage réceptrice selon la formule de prix applicable et paie le fournisseur d'énergie d'urgence.

⁵⁹ *Emergency Operation Criteria*, NPCC document A-3, adopté le 25 janvier 1982, tel que révisé.

De même, en situation d'urgence, le Transporteur demande que lui soit livrée de l'énergie par une zone de réglage voisine. Il paie le prix établi par la zone de réglage voisine et émet une facture au Distributeur qui en a fait la demande et qui doit en acquitter le prix dans les 20 jours suivant sa réception.

Les articles proposés ont pour objectif de faire état de l'obligation du Transporteur d'effectuer ou de recevoir des livraisons d'énergie d'urgence des réseaux voisins conformément à la pratique généralement observée. Bien que le Transporteur ne soit ni celui qui achète, ni celui qui utilise cette énergie d'urgence, mais celui qui la transporte, il doit en assumer la responsabilité à titre d'opérateur de la zone de réglage, garant de sa fiabilité. Modifier une telle pratique ne correspondrait pas à l'esprit des Tarifs et conditions et aux obligations imposées au Transporteur par le NERC et le NPCC.

L'énergie d'urgence est requise pour rétablir la réserve selon les critères du NERC et du NPCC. La Régie est d'avis que le Transporteur est responsable de l'obtention des ressources requises au maintien de la fiabilité du réseau. Comme opérateur de réseau, le Transporteur a la responsabilité de maintenir un niveau de fiabilité qui ne met pas en danger les réseaux voisins et, pour cela, il conclut des conventions d'interconnexion qui stipulent les obligations mutuelles d'assistance des réseaux en cas d'urgence⁶⁰. C'est dans cette perspective d'entraide, à des fins autres que purement commerciales, que doivent être vues la livraison et la réception d'énergie d'urgence. À ce titre, le Transporteur bénéficie de l'électricité d'urgence.

Cette obligation du Transporteur envers les réseaux voisins exige une responsabilité directe qui excède celle du simple mandataire. Cette responsabilité est mieux allouée au Transporteur qu'au fournisseur de l'énergie d'urgence qui, d'une part, se voit contraint de la fournir sur simple ordre du Transporteur et, d'autre part, ne possède aucun lien direct avec son acheteur.

Pour ces raisons, la Régie est d'avis que les articles 1.19.1 et 7A ne sont pas requis et elle en rejette l'ajout aux Tarifs et conditions.

⁶⁰ Par exemple, la Convention d'interconnexion entre NYISO et Hydro-Québec TransÉnergie du 21 octobre 2002, pièce BEMI-8B.

6.4 CONVENTION DE SERVICE DE TRANSPORT DE POINT À POINT

Le Transporteur propose d'introduire une convention de service parapluie unique applicable à tous les services de point à point de court terme, fermes et non fermes. Il modifie, en conséquence, le libellé de l'Appendice B des Tarifs et conditions pour permettre à un client d'effectuer de nombreuses transactions de service de court terme sans signer une convention pour chacune d'elles.

Cette mesure favorise l'efficacité et simplifie les transactions. La Régie accepte la modification du texte de l'Appendice B, telle que soumise par le Transporteur.

6.5 AUTRES

Le Transporteur propose de modifier l'article 1.9 des Tarifs et conditions, ce à quoi l'ACEF de Québec s'oppose au motif qu'Hydro-Québec a l'obligation de desservir la charge locale en priorité.

La Régie ne partage pas les craintes de l'intervenante. La modification n'a pas pour effet d'amoindrir la responsabilité du Transporteur à l'égard du Distributeur. L'obligation du Transporteur de planifier, construire et exploiter le réseau de manière à répondre aux besoins du Distributeur est prévue à l'article 36.2 des Tarifs et conditions. La modification proposée en est une de concordance avec le libellé de la Loi et de la loi constitutive d'Hydro-Québec⁶¹, et la Régie l'accepte.

L'ACEF de Québec demande aussi à la Régie de retirer la référence aux bris ou accidents de machines et de l'équipement à l'article 10.1 des Tarifs et conditions qui traite des cas de force majeure. **La Régie rejette cette demande de modification de l'article 10.1.** L'ACEF de Québec n'a pas démontré le bénéfice pouvant résulter d'un tel amendement puisqu'il est incorrect de prétendre que tous les bris seront considérés comme des cas de force majeure. La Régie comprend plutôt, conformément au droit commun, que le Transporteur doit démontrer que l'événement rencontre les critères de la force majeure, soit un événement extérieur, que celui-ci ne peut prévoir, auquel il ne peut résister et qui a rendu absolument impossible l'exécution de l'obligation.

⁶¹ *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q. c. H-5.

Le Transporteur propose l'ajout d'une clause d'exonération de responsabilité à l'article 10.2 des Tarifs et conditions. **La Régie rejette la proposition du Transporteur.** La preuve ne démontre pas que le Transporteur est exposé à un risque qui nécessite une clause d'exonération complète, notamment en présence de l'article 10.1 relatif aux cas de force majeure.

Le Transporteur propose d'ajouter des dispositions concernant la solvabilité, la gestion du risque et le non paiement aux articles 11.1 à 11.3 des Tarifs et conditions. **La Régie rejette la modification à l'article 11.1 au motif que les moyens prévus au texte actuel sont suffisants pour vérifier adéquatement la solvabilité du client. Les articles 11.2 et 11.3 sont acceptés, sauf en ce qui a trait au deuxième paragraphe de l'article 11.3.** La Régie juge que la compensation avec les affiliés des clients du service de transport constitue une condition de service exorbitante du droit contractuel alors que le Transporteur n'a pas fait la démonstration d'un besoin réel.

7. **RÉTROACTIVITÉ**

Le Transporteur demande à la Régie de l'autoriser à appliquer ses nouveaux tarifs à compter du 1^{er} janvier 2005 pour lui permettre de récupérer l'ensemble du coût total de la prestation du service établi à 2 591,0 M\$. Le Transporteur demande également d'être autorisé à appliquer les modifications aux conditions des services de façon rétroactive à compter du 1^{er} janvier 2005.

Pour disposer de ces demandes, la Régie distingue les tarifs des services de transport, déterminés sur la base du revenu requis, des tarifs des services complémentaires et des conditions des services.

7.1 **RÉTROACTIVITÉ DES TARIFS DES SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

Lors de la Phase 1, le Transporteur demandait que les tarifs existants du service de transport d'électricité soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2005.

Dans sa décision D-2004-253⁶², la Régie a déclaré provisoires, à compter du 1^{er} janvier 2005, les tarifs existants du service de transport. La Régie a jugé prématuré de se prononcer sur l'application rétroactive des tarifs au 1^{er} janvier 2005, sans une connaissance de ceux-ci et de leurs conséquences sur la clientèle du Transporteur. En conséquence, la Régie réservait sa décision sur la demande de rétroactivité à l'issue de la Phase 2.

Conformément à cette décision, le Transporteur réitère sa demande afin que les tarifs génèrent les revenus requis approuvés par la Régie dans sa décision D-2005-63⁶³.

La Régie autorise le Transporteur à appliquer rétroactivement les tarifs pour le service de transport à compter du 1^{er} janvier 2005. L'application rétroactive des tarifs est nécessaire pour permettre au Transporteur de récupérer le revenu requis autorisé par la Régie dans sa décision D-2005-63, incluant le rendement sur la base de tarification. À cet effet, les clients du Transporteur ont été informés, par un avis sur le site OASIS, que ces tarifs étaient susceptibles d'être révisés à compter du 1^{er} janvier 2005.

Cette approbation s'accompagne toutefois d'une mise en garde. La Régie partage la position des intervenants à l'effet que le Transporteur doit prévoir une durée raisonnable pour permettre le traitement de son dossier tarifaire avant la date d'application prévue pour ses tarifs de transport⁶⁴. En l'espèce, le Transporteur a déposé sa demande trois mois avant la date d'application proposée des tarifs, un délai que la Régie pourrait juger insuffisant à l'avenir en l'absence de circonstances exceptionnelles. L'application rétroactive des tarifs doit rester une mesure exceptionnelle pour assurer la sécurité juridique des transactions avec le Transporteur. Il s'agit d'une question d'équité envers les clients du réseau, y compris les clients de la charge locale.

7.2 RÉTROACTIVITÉ DES TARIFS DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES

Le Transporteur demande également l'application rétroactive au 1^{er} janvier 2005 des tarifs des services complémentaires.

⁶² 1^{er} décembre 2004.

⁶³ 15 avril 2005.

⁶⁴ Union Gas Limited, Commission de l'énergie de l'Ontario, décision EB-2005-0449, 13 octobre 2005 : « The Board understands the pressures imposed by the regulatory agenda; however, it is up to Union to resource itself appropriately so that it may achieve its priorities. It is inappropriate to seek to abbreviate the proceeding or justify an index-based approach solely on the basis of timing concerns. » (page 4).

La Régie distingue cette demande de celle portant sur les tarifs de transport et la refuse. Elle autorise l'application des tarifs des services complémentaires à compter de la date de la présente décision.

Les revenus de ces services sont versés à ceux qui les fournissent. Devant cette neutralité financière pour le Transporteur, celui-ci n'a pas présenté une preuve suffisante pour écarter le principe général de la non-rétroactivité.

La preuve du Transporteur n'est appuyée par aucune entente écrite avec son fournisseur de service complémentaire. La demande du Transporteur comprend la création d'un nouveau service et l'application de services existants à une nouvelle clientèle, alors qu'au moment de rendre la décision D-2004-253, de telles modalités n'existaient pas. Aussi, la demande ainsi que la preuve du Transporteur n'ont été déposées que six mois après la décision sur les tarifs provisoires. Il apparaît déraisonnable, dans de telles circonstances, d'imposer rétroactivement des tarifs pour ces services complémentaires à des clients qui n'en ont pas été adéquatement informés au préalable.

Cette décision est conforme au principe selon lequel la Régie fixe, sauf circonstances exceptionnelles, les tarifs du Transporteur de manière prospective. En refusant de faire rétroagir sa décision concernant les services complémentaires, la Régie assure un traitement juste, raisonnable et équitable à l'égard de tous. Elle assure la stabilité juridique des conventions de service liant le Transporteur et ses clients. Elle permet au fournisseur de services complémentaires de recevoir le montant approuvé par la Régie, à charge par le Transporteur de présenter une demande pour toute modification à ces services en temps opportun.

7.3 RÉTROACTIVITÉ DES CONDITIONS DE SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le Transporteur demande enfin l'application rétroactive des modifications proposées aux conditions de service. Cette demande n'a pas été formulée lors du dépôt de la Phase 1. Elle n'est formulée, pour une première fois, qu'en juin 2005.

Le principe général est la non-rétroactivité et la rétroactivité, l'exception. Le Transporteur n'a pas fait la démonstration concluante de la nécessité de la modification rétroactive des conditions de service à compter du 1^{er} janvier 2005. Hormis la mention des attentes de certains clients en regard de la hausse de la contribution du Transporteur aux ajouts au réseau, le Transporteur n'a pas soulevé d'objection substantielle à l'application prospective

des conditions de service. Enfin, le Transporteur n'ayant formulé explicitement une telle demande qu'en juin 2005, cette question n'a pas fait l'objet de la décision D-2004-253 ou même des décisions D-2005-50 et D-2005-63 à l'issue de la Phase 1.

Dans ces circonstances, la Régie déclare les modifications aux conditions de service applicables à compter de la présente décision. À des fins de précision, il doit être compris que les nouvelles dispositions de l'article 12A et de l'Appendice J des Tarifs et conditions sur les ajouts au réseau s'appliquent aux ententes de raccordement conclues à compter de la présente décision.

8. ARTICLE 75

Dans le cadre de l'article 75 de la Loi, la Régie assure le suivi de certaines informations ainsi que de ses décisions. Elle demande au Transporteur d'inclure à ses rapports annuels les informations suivantes :

- le détail de l'énergie injectée au point de raccordement au réseau par chaque nouvelle centrale aux fins du calcul de la garantie financière du client.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE en partie la demande révisée du Transporteur sur la Phase 2 de la cause tarifaire 2005;

APPROUVE la procédure accélérée d'examen des plaintes du Transporteur jointe à la présente décision comme Annexe A;

ORDONNE au Transporteur d'afficher cette procédure accélérée d'examen des plaintes sur son site OASIS;

ADOpte la méthodologie de répartition du coût de service de transport retenue dans la section 3 de la présente décision;

REÇOIT le rapport final du Transporteur sur sa politique transitoire de rabais pour la période du 15 janvier 2003 au 14 janvier 2004 déposé auprès de la Régie comme pièce HQT-2, document 3;

ORDONNE la création d'un groupe de travail sur la politique de rabais conformément aux instructions de la Régie et de lui faire rapport d'ici le 31 octobre 2006;

DEMANDE au Transporteur de déposer, d'ici le 31 octobre 2006, une étude portant sur les coûts minimaux des postes de départ;

FIXE à 2 482 974 000 \$, à l'Appendice H des Tarifs et conditions, le montant payable au Transporteur pour le service d'alimentation de la charge locale;

FIXE les tarifs auxquels l'électricité est transportée par le Transporteur, conformément à l'Annexe B de la présente décision. Ces tarifs entrent en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2005;

FIXE les tarifs auxquels les services complémentaires sont offerts par le Transporteur, conformément à l'Annexe C de la présente décision. Ces tarifs entrent en vigueur à compter de la date de la présente décision;

APPROUVE le texte des Tarifs et conditions de service de transport joint à l'Annexe D de la présente décision, lequel entre en vigueur à compter de la date de la présente décision, sauf les tarifs des services de transport de point à point stipulés à ses annexes 9 et 10 ainsi que les revenus requis du service de transport pour l'alimentation de la charge locale et en réseau intégré stipulé à son Appendice H qui entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2005.

Benoît Pepin
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

Richard Carrier
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par MM. Richard Dagenais et Vital Barbeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIÉ/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Brascan Énergie Marketing Inc. (BEMI) représenté par M^e Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Hydro-Québec représentée par M^e F. Jean Morel et M^e Carolina Rinfret;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Ontario Power Generation (OPG) représentée par M^e Pierre Tourigny;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Hélène Sicard;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin;
- M^e Jean-François Ouimette pour la Régie de l'énergie.

ANNEXE A

PROCÉDURE ACCÉLÉRÉE D'EXAMEN DES PLAINTES

Annexe A (1 page)

B.P. _____

F. T. _____

R.C. _____

**PROCÉDURE ACCÉLÉRÉE D'EXAMEN DES PLAINTES DES CLIENTS DES
SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE EN
MATIÈRE DE REJET D'UNE DEMANDE DE SERVICE DE TRANSPORT**

1. Pour toute question urgente relative au rejet d'une demande de service de transport, dont la date prévue de début du service se situe à l'intérieur d'un délai de quatre-vingt-dix (90) jours, le client est invité à contacter le délégué commercial s'il ne l'a pas encore fait.
2. Si le client a déjà communiqué avec le délégué commercial et qu'aucune entente n'est intervenue, il peut présenter à ce dernier une plainte. Cette plainte doit être déposée par écrit, en précisant les informations nécessaires à la compréhension de sa plainte et en précisant la solution recherchée. Sur demande, le délégué commercial assiste le client dans la formulation de sa plainte.
3. Le délégué commercial enregistre la plainte et recherche, en concertation avec le directeur Commercialisation, des solutions afin d'en arriver à une entente avec le client.
4. Dans les cinq (5) jours ouvrables suivant la réception de la plainte écrite par Hydro-Québec TransÉnergie, le client reçoit une réponse écrite du directeur Commercialisation. Cette réponse informe le client de la position retenue, des motifs appuyant cette position et de son droit de recours à la Régie de l'énergie, si le client est en désaccord avec la décision rendue par Hydro-Québec TransÉnergie.

ANNEXE B

TARIFS DES SERVICES DE TRANSPORT

Annexe B (1 page)

B.P. _____

F. T. _____

R.C. _____

Tarifs des services de transport			
Services de transport			Tarifs
Point à point	Annuel	Ferme	72,90 \$/kW/an
	Mensuel	Ferme	6,08 \$/kW/mois
	Mensuel	Non ferme	6,08 \$/kW/mois
	Hebdomadaire	Ferme	1,40 \$/kW/semaine
	Hebdomadaire	Non ferme	1,40 \$/kW/semaine
	Quotidien	Ferme	0,28 \$/kW/jour
	Quotidien	Non ferme	0,20 \$/kW/jour
	Horaire	Non ferme	8,33 \$/MW/heure
Réseau intégré			0 \$
Alimentation de la charge locale			2 482 974 000 \$

ANNEXE C

TARIFS DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES

Annexe C (1 page)

B.P. _____

F. T. _____

R.C. _____

Tarifs des services complémentaires				
Services complémentaires			Tarifs	
Réglage de tension	Annuel	Ferme	0,38	\$/kW/an
	Mensuel	Ferme	0,03	\$/kW/mois
	Mensuel	Non ferme	0,03	\$/kW/mois
	Hebdomadaire	Ferme	7,25	\$/MW/semaine
	Hebdomadaire	Non ferme	7,25	\$/MW/semaine
	Quotidien	Ferme	1,45	\$/MW/jour
	Quotidien	Non ferme	1,03	\$/MW/jour
Réglage de fréquence	Horaire	Non ferme	0,04	\$/MW/heure
	Annuel	Ferme	0,39	\$/kW/an
	Mensuel	Ferme	0,03	\$/kW/mois
	Mensuel	Non ferme	0,03	\$/kW/mois
	Hebdomadaire	Ferme	7,50	\$/MW/semaine
	Hebdomadaire	Non ferme	7,50	\$/MW/semaine
	Quotidien	Ferme	1,50	\$/MW/jour
Réserve d'exploitation – Service de maintien de réserve tournante	Quotidien	Non ferme	1,07	\$/MW/jour
	Horaire	Non ferme	0,04	\$/MW/heure
	Annuel	Ferme	1,40	\$/kW/an
	Mensuel	Ferme	0,12	\$/kW/mois
	Mensuel	Non ferme	0,12	\$/kW/mois
	Hebdomadaire	Ferme	26,87	\$/MW/semaine
	Hebdomadaire	Non ferme	26,87	\$/MW/semaine
Réserve d'exploitation – Service de maintien de réserve arrêtée	Quotidien	Ferme	5,37	\$/MW/jour
	Quotidien	Non ferme	3,83	\$/MW/jour
	Horaire	Non ferme	0,16	\$/MW/heure
	Annuel		0,70	\$/kW/an
	Mensuel		0,06	\$/kW/mois
	Hebdomadaire		13,43	\$/MW/semaine
	Quotidien	Ferme	2,69	\$/MW/jour
Compensation d'écart de livraison	Quotidien	Non ferme	1,91	\$/MW/jour
	Horaire	Non ferme	0,08	\$/MW/heure
Compensation d'écart de réception	Livraison supérieure à la programmation		11,25	¢/kWh
	Livraison inférieure à la programmation		3,75	¢/kWh
Compensation d'écart de réception	Réception inférieure à la programmation		11,25	¢/kWh
	Réception supérieure à la programmation		3,75	¢/kWh

ANNEXE D

TARIFS ET CONDITIONS

Annexe D (209 pages)

B.P. _____

F. T. _____

R.C. _____

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2006-85

R-3549-2004

18 mai 2006

PRÉSENTS :

M^c Benoît Pepin, LL.M.

M. François Tanguay

M. Richard Carrier, B.Sc. (Écon.), M.A. (Écon.)

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Intervenants

**Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service,
tarifs et conditions de service**

*Demande de rectification de l'Annexe D de la décision
D-2006-66 des conditions des services de transport d'Hydro-
Québec*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Brascan Énergie Marketing Inc. (BEMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Option consommateurs (OC);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

Le 18 avril 2006, la Régie rend la décision D-2006-66 relative à la Phase 2 de la demande tarifaire 2005 d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur). L'Annexe D de cette décision édicte le texte des Tarifs et conditions approuvés par la Régie.

Le 3 mai 2006, le Transporteur demande, en vertu de l'article 38 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹, d'en rectifier 5 points :

N°	Article	Rectification
1	3	Ajout au 1 ^{er} par: ... <i>et (iii) compensation d'écart de réception</i> ... Suppression au 2 ^e par: ... <i>compensation d'écart de réception</i> ...
2	13.7 d)	Remplacer à deux endroits dans cet article: ... <i>annexe 7</i> ... Par: ... <i>annexe 9</i> ...
3	14.5	Remplacer à trois endroits dans cet article: ... <i>annexe 8</i> ... Par: ... <i>annexe 10</i> ...
4	14.5	Ajout: ... <i>d) Le Transporteur n'impose aucun frais aux réservations dont le point de livraison est le point HQT.</i>
5	Appendice J, section B	Ajout de: ... <i>achetés ou</i> ...

Le 4 mai 2006, le RNCREQ émet ses commentaires et le Transporteur y réplique le 5 mai, puis le 12 mai, BEMI transmet ses commentaires auxquels le Transporteur réplique le 16 mai 2006.

2. SERVICE DE COMPENSATION D'ÉCART DE RÉCEPTION

À l'article 3 des Tarifs et conditions, le Transporteur demande d'ajouter à la liste des services complémentaires qu'il est tenu de fournir et que les clients du service de transport de point à point sont tenus d'acquérir, le service Compensation d'écart de réception.

¹ L.R.Q. c. R-6.01.

Cette demande n'a pas été formulée en cours d'audience. Elle n'a donc pas fait l'objet de débat. De plus, le besoin d'imposer à tous les utilisateurs du réseau l'acquisition de ce service auprès du Transporteur n'a pas été présenté. En conséquence, cette demande ne vise pas la rectification d'une erreur de forme visée par l'article 38 de la Loi.

La Régie rejette la demande de rectification de l'article 3 des Tarifs et conditions.

3. FRAIS DE RÉSERVATION EN IMPORTATION

Le Transporteur propose l'ajout suivant à l'article 14.5 des Tarifs et conditions :

« d) Le Transporteur n'impose aucun frais aux réservations dont le point de livraison est le point HQT. »

Selon le RNCREQ, la raison d'être de la non tarification actuelle des importations se fonde, entre autres, sur l'article 36.3 des Tarifs et conditions. Créer une exception au tarif de point à point pour toute importation serait une modification aux Tarifs et conditions, même si, pour le moment, il n'y a pas d'autre importation possible.

Le Transporteur réplique que la rectification demandée vise à assurer que la position de la Régie, aux pages 43 à 45 de sa décision D-2006-66, soit reflétée dans les Tarifs et conditions. Tel que décidé par la Régie, le Transporteur n'accorde plus une priorité d'utilisation des interconnexions aux importations des fournisseurs de la charge locale qui soit supérieure aux services de point à point non fermes, mais il maintient les autres caractéristiques de l'utilisation des interconnexions pour assurer la fiabilité et la sécurité de l'alimentation de la charge locale.

Dans sa décision D-2006-66, la Régie ne formule aucune modification du texte des Tarifs et conditions. Sa décision ne porte que sur l'interprétation du texte proposé par le Transporteur en regard des priorités d'utilisation des interconnexions. Elle ne porte donc aucunement sur la tarification de ces importations.

Le Transporteur propose de clarifier le texte des Tarifs et conditions en vigueur, pour y mentionner explicitement que les importations des fournisseurs pour satisfaire les besoins québécois se font sans frais. La Régie prend acte de l'objectif du Transporteur de maintenir la tarification actuelle des importations et comprend la préoccupation des intervenants. Elle

conclut que la rectification proposée n'est pas appropriée puisque les implications de cette proposition de texte n'ont pas été abordées dans le cadre de l'audience.

En conséquence, la Régie réitère que sa décision D-2006-66 ne vise que les priorités d'utilisation des interconnexions. L'interprétation qu'elle donne des Tarifs et conditions n'a pas pour objet de modifier la tarification des importations. Dans cette mesure, la modification du texte des Tarifs et conditions n'est pas requise avant un examen public et elle rejette la demande de rectification.

4. RÉFÉRENCES AUX ANNEXES

Le Transporteur demande de corriger les références des annexes 7 et 8 aux articles 13.7 d) et 14.5 des Tarifs et conditions. La Régie accepte ces rectifications. Il s'agit d'erreurs de forme dans la documentation soumise par le Transporteur, dont la version électronique ne correspond pas à la version papier examinée par la Régie aux fins de sa décision.

En conséquence, la Régie remplace :

- au paragraphe d) de l'article 13.7, aux feuilles 49 et 50 des Tarifs et conditions, les références à « l'annexe 7 » par celles à « l'annexe 9 »,
- à l'article 14.5, aux feuilles 54 et 55 des Tarifs et conditions, les références à « l'annexe 8 » par celles à « l'annexe 10 ».

5. APPENDICE J, SECTION B DES TARIFS ET CONDITIONS

Le Transporteur demande d'ajouter, au 1^{er} paragraphe de la section B de l'Appendice J les mots « *achetés ou* ».

La Régie accepte la demande du Transporteur. Il s'agit, encore une fois, d'une erreur de forme effectuée par le Transporteur lors de l'envoi du texte des Tarifs et conditions dont la version électronique ne correspond pas à la version écrite étudiée par la Régie.

La Régie ajoute des mots « *achetés ou* » à la dernière phrase du premier paragraphe de la section B de l'appendice J, à la feuille 198 des Tarifs et conditions.

VU ce qui précède;

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande de rectification du Transporteur;

RECTIFIE le texte des Tarifs et conditions à l'Annexe D de la décision D-2006-66, aux articles 13.7 d) et 14.5 ainsi qu'à la section B de l'Appendice J, tel qu'édicte à l'Annexe A de la présente décision.

Benoît Pepin
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

Richard Carrier
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par MM. Richard Dagenais et Vital Barbeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Brascan Énergie Marketing Inc. (BEMI) représenté par M^e Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Hydro-Québec représentée par M^e F. Jean Morel et M^e Carolina Rinfret;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Ontario Power Generation (OPG) représentée par M^e Pierre Tourigny;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Hélène Sicard;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin;
- M^e Jean-François Ouimette pour la Régie de l'énergie.

ANNEXE A

Annexe A (5 pages)

B.P.

F.T.

R.C.

HYDRO-QUÉBEC

Tarifs et conditions des services de transport
Feuille rectifiée n° 49

ferme est réservée par le client du service de transport doit être stipulé dans la convention de service de transport ferme de point à point avec une réservation de capacité correspondante associée à chaque point de réception. Chaque point de livraison où une capacité de transport ferme est réservée par le client du service de transport doit être stipulé dans la convention de service de transport ferme de point à point avec une réservation de capacité correspondante associée à chaque point de livraison. La capacité réservée pour le client du service de transport correspondra au plus élevé des montants suivants :

(1) la somme des réservations de capacité au(x) point(s) de réception ou (2) la somme des réservations de capacité au(x) point(s) de livraison. Le client du service de transport se verra facturer sa capacité réservée conformément à l'annexe 9. Le client du service de transport ne peut pas dépasser sa capacité réservée ferme à chaque point de réception et à chaque point de livraison, sauf stipulation contraire à l'article 22. Advenant qu'un client du service de transport (y compris le Producteur ou le Distributeur pour des ventes à un tiers) dépasse sa capacité réservée ferme à un point de réception ou de livraison, le client du service de transport

HYDRO-QUÉBEC

Tarifs et conditions des services de transport
Feuille rectifiée n° 50

paiera au Transporteur un montant égal à 150 % des frais applicables en vertu de l'annexe 9 pour la capacité excédant la capacité réservée ferme.

- 13.8** **Programmation du service de transport ferme de point à point :** Suite à toute réservation de service de transport, les programmes relatifs au service de transport ferme de point à point du client du service de transport doivent être soumis au Transporteur au plus tard à 13 heures la veille du début du service. Les programmes soumis après 13 heures seront respectés, si possible. Les programmes d'heure en heure de livraison de puissance et d'énergie doivent être présentés par unités de 1 000 kW/heure. Les clients du service de transport dans la zone de service du Transporteur ayant plusieurs demandes de service de transport à un point de réception, chacune étant inférieure à 1 000 kW/heure, peuvent regrouper leurs demandes de service à un point de réception commun en unités de 1 000 kW/heure à des fins de programmation et de facturation. Les changements de programmation seront permis jusqu'à trente (30) minutes avant le début de l'heure suivante à condition que le fournisseur et le receveur s'entendent aussi sur la modification du programme. Le Transporteur fournira à l'exploitant du réseau du fournisseur, des programmes d'heure en heure équivalents à ceux que fournit le receveur (sauf s'ils sont réduits pour des pertes) et doit livrer la

HYDRO-QUÉBEC

Tarifs et conditions des services de transport
Feuille rectifiée n° 54

livraison quelconque, le client du service de transport paiera au Transporteur 150 % des frais applicables conformément à l'annexe 10 pour la capacité qui a excédé la capacité réservée non ferme. Le service de transport non ferme de point à point doit inclure le transport d'énergie sur une base horaire et le transport de la puissance et de l'énergie programmées à court terme sur une base quotidienne, hebdomadaire ou mensuelle mais sans dépasser la réservation d'un mois pour quelque demande, conformément à l'annexe 10.

- a) Le client du service de transport peut acheter un service de transport non ferme pour faire des ventes d'énergie provenant de différents groupes turbine-alternateurs qui se trouvent sur le réseau de transport du Transporteur. Pour un tel achat de service de transport, le point HQT est désigné comme point de réception, sauf si les différents groupes turbine-alternateurs sont situés dans la même centrale électrique, auquel cas ils sont traités comme un point de réception unique.
- b) Le client du service de transport peut acheter un service de transport en désignant le point de livraison ou le point de réception uniquement, pourvu qu'il effectue dans le délai requis les réservations nécessaires pour effectuer les livraisons non fermes de puissance et d'énergie du(des) point(s) de réception au(x) point(s) de

HYDRO-QUÉBEC

Tarifs et conditions des services de transport
Feuille rectifiée n° 55

livraison sur une base non ferme conformément à l'article 22.1, même s'il s'agit d'un service non ferme uniquement.

- c) La capacité réservée pour le client du service de transport correspondra au plus élevé des montants suivants : (1) la somme des réservations de capacité au(x) point(s) de réception ou (2) la somme des réservations de capacité au(x) point(s) de livraison. Le client du service de transport se verra facturer sa capacité réservée conformément à l'annexe 10.

14.6 Programmation du service de transport non ferme de point à point : Suite à toute réservation de service de transport, les programmes pour le service de transport non ferme de point à point doivent être soumis au Transporteur au plus tard à 13 heures la veille du début du service. Les programmes soumis après 13 heures seront respectés, si possible. Les programmes d'heure en heure de livraison d'énergie doivent être présentés par unités de 1 000 kW/heure. Les clients du service de transport dans la zone de réglage du Transporteur ayant plusieurs demandes de service de transport à un point de réception, chacune étant inférieure à 1 000 kW/heure, peuvent regrouper leurs demandes de service à un point commun de réception en unités de 1 000 kW/heure. Les changements de programmation seront permis jusqu'à trente (30) minutes avant le début de

HYDRO-QUÉBEC

Tarifs et conditions des services de transport
Feuille rectifiée n° 198**Section B - Ajouts au réseau pour l'intégration de centrale**

Les ajouts au réseau pour l'intégration d'une nouvelle centrale, ou pour l'accroissement de puissance d'une centrale existante, peuvent être répartis en cinq (5) catégories: le poste de départ, le réseau d'intégration, les modifications au réseau de transport incluant les équipements de télécommunication, les modifications au réseau de distribution et les équipements de mesurage et de télécommunication qui sont achetés ou loués par le Transporteur.

Tous les ajouts au réseau indiqués dans la présente section B sont planifiés, construits, exploités et entretenus par le Transporteur, à l'exception des modifications au réseau de distribution qui sont sous la responsabilité du Distributeur. Le poste de départ est quant à lui sous la responsabilité du propriétaire de la centrale, lorsque celle-ci appartient à une entité autre qu'Hydro-Québec.

Avant de procéder aux ajouts au réseau, le Transporteur et le propriétaire de la centrale doivent convenir d'une Entente de raccordement, conformément aux dispositions de l'article 12A des présentes, dans laquelle sont précisés, notamment, la date prévue de mise en service de la centrale, les coûts remboursables par le propriétaire de la centrale au Transporteur, s'il y a lieu, les garanties financières exigibles pour couvrir le coût prévu des ajouts au réseau effectués par le Transporteur et le Distributeur et les normes techniques applicables à toute centrale raccordée au réseau du Transporteur ou du Distributeur. Les garanties financières remises au Transporteur selon l'Entente de raccordement sont retournées au propriétaire de la centrale à la mise en service de celle-ci, moins tout montant encouru par le Transporteur préalablement à l'abandon ou à un retard important

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-116	R-3669-2008	11 septembre 2008
------------	-------------	-------------------

PRÉSENTS :

Richard Carrier
Lucie Gervais
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision sur les sujets à débattre et les demandes
d'intervention

*Demande relative à la modification des tarifs et conditions
des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er}
janvier 2009*

Intéressés :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

La présente décision porte sur les sujets à débattre, les demandes d'intervention, les budgets prévisionnels et le calendrier d'audience relatifs à la demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1^{er} janvier 2009.

2. HISTORIQUE

Le 29 juillet 2008, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport. Le Transporteur dépose, sous pli confidentiel, trois pièces au dossier.

Le 6 août 2008, la Régie rend la décision procédurale D-2008-100 et l'avis public y prévu paraît le 9 août 2008.

Du 18 au 22 août 2008, la Régie reçoit les demandes d'intervention. Le Transporteur émet ses commentaires sur celles-ci le 28 août 2008. La FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ et S.É./AQLPA transmettent leur réplique le 3 septembre 2008. Ce même jour, l'UMQ dépose une demande d'intervention amendée.

3. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie a reçu les demandes d'intervention de onze intéressés¹ pour le présent dossier.

À la lumière des demandes d'intervention, des commentaires du Transporteur et des répliques des intéressés, la Régie apporte les précisions suivantes quant au traitement de certains sujets à débattre.

¹ ACEF de Québec, AIEQ, AQCIE/CIFQ, EBMI, FCEI, GRAME, OC, RNCREQ, S.É./AQLPA, UC, UMQ.

3.1 PRÉCISIONS SUR CERTAINS SUJETS À DÉBATTRE

La Régie a pris connaissance des diverses demandes des intéressés. Pour des raisons d'efficacité dans le traitement du présent dossier, la Régie a choisi de limiter la portée de certains sujets pour en permettre un examen approprié.

POLITIQUE FINANCIÈRE ET TAUX DE RENDEMENT

Les fondements méthodologiques liés à la détermination du taux de rendement et du coût de la dette ne seront pas inclus dans les sujets à débattre dans la présente audience. La Régie entend se concentrer sur le suivi des exigences contenues dans les décisions D-2008-019² et D-2007-08³.

POLITIQUE DE RABAIS

La Régie entend limiter l'examen de ce thème aux conclusions qu'elle a formulées dans le dernier dossier tarifaire du Transporteur :

« La Régie est ouverte à examiner une proposition ciblée portant sur un projet-pilote de mise à l'encan de quantités limitées en période hors pointe, accessible à tous les clients du Transporteur et à toutes les transactions. Le projet pilote pourrait prévoir, notamment :

- *L'adoption des heures hors pointe des réseaux voisins;*
- *Les modalités détaillées de mise à l'enchère de quantités limitées pour les services non fermes sur une base hebdomadaire ou mensuelle;*
- *La comptabilisation des informations sur les quantités réservées, leur durée, les prix applicables et les revenus qui en découleront »*⁴.

Ainsi, tout autre sujet que l'examen d'un projet pilote de politique de rabais est exclu de la présente audience.

² Dossier R-3640-2007, 15 février 2008, page 83.

³ Dossier R-3605-2006, 20 février 2007, page 52.

⁴ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, 15 février 2008, page 93.

RÉPARTITION DES COÛTS

L'examen de ce thème portera sur l'application de la méthodologie de répartition des coûts retenue par la Régie dans la décision D-2006-66⁵ et les sujets mentionnés dans les conclusions formulées par la Régie dans le dernier dossier tarifaire du Transporteur⁶. Les sujets à débattre au présent dossier porteront ainsi sur :

- la conformité avec la méthodologie de répartition des coûts retenue par la Régie dans la décision D-2006-66⁷;
- la justification de l'hypothèse retenue par le Transporteur pour le facteur d'utilisation du service de point à point de long terme;
- la répartition du coût de l'interconnexion avec l'Ontario;
- le traitement du financement d'ajouts au réseau par des engagements d'achats donnant lieu à des achats de service de point à point de court terme.

COMPTE D'ÉCART DES REVENUS DE POINT À POINT

Concernant le compte d'écart des revenus de point à point, la Régie n'entend pas réexaminer les modalités qui ont fait l'objet d'une décision dans le dossier tarifaire précédent⁸. Seul le suivi de la décision D-2008-019⁹ fera l'objet des sujets à débattre.

POLITIQUE DES AJOUTS

La Régie entend traiter de ce sujet dans le présent dossier. Entre autres, elle inclut à l'ordre du jour de la présente audience les diverses préoccupations qu'elle a émises dans les décisions D-2007-141¹⁰, D-2008-030¹¹, D-2008-073¹² relatives à certains dossiers d'investissement et dans la décision D-2008-019¹³.

⁵ Dossier R-3549-2004, Phase II, 18 avril 2006.

⁶ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, pages 88, 94 et 95.

⁷ Dossier R-3549-2004, Phase II, 18 avril 2006.

⁸ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, 15 février 2008, pages 29 à 31.

⁹ Dossier R-3640-2007, 15 février 2008, pages 30 à 32.

¹⁰ Dossier R-3631-2007, 18 décembre 2007.

¹¹ Dossier R-3646-2007, 7 mars 2008.

¹² Dossier R-3656-2008, 21 mai 2008.

¹³ Dossier R-3640-2007, 15 février 2008.

CONTRIBUTION MAXIMALE DU TRANSPORTEUR POUR LES POSTES DE DÉPART

L'examen des contributions maximales du Transporteur pour les postes de départ se limitera aux suivis de la décision D-2008-036 rendue dans le dossier R-3626-2007 où la Régie s'exprimait comme suit :

« En ce qui concerne les cas où plus d'un palier de transformation est requis, la Régie comprend que le Transporteur entend parfaire ses connaissances relativement aux coûts des projets éoliens d'ici au printemps 2008. La Régie demande, en conséquence, au Transporteur de faire rapport sur les conclusions de son analyse et de sa réflexion en la matière dans son prochain dossier tarifaire.

Enfin, la Régie partage l'avis des intervenants sur l'importance de mettre à jour la Contribution, sur une base régulière. Un examen de l'évolution des coûts sous-jacents doit être effectué et les données devront être rendues disponibles dans le cadre des dossiers tarifaires du Transporteur »¹⁴.

Les sujets à débattre se limiteront donc, d'une part, à la mise à jour de la contribution des postes de départ et, d'autre part, à l'établissement de la contribution maximale du Transporteur dans le cas où plus d'un palier de transformation est requis. Tout débat de fond portant sur la méthode d'établissement de la contribution maximale du Transporteur pour les postes de départ ne nécessitant qu'un seul palier de transformation est exclu de la présente audience.

MARCHÉ HORS QUEBEC ET IMPACT SUR LES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT

Conformément à la décision D-2008-019, les impacts qui découlent des ordonnances 890 et 890A de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) sur la tarification et, le cas échéant, sur la répartition des coûts font partie des sujets à débattre.

Toutefois, concernant le texte des *Tarifs et conditions des services de transport*¹⁵ (Tarifs et conditions), un grand nombre de modifications proposées par le Transporteur sont justifiées par leur conformité à ces ordonnances.

¹⁴ Décision D-2008-036, dossier R-3626-2007, 14 mars 2008, page 13.

¹⁵ Approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2008-045, dossier R-3626-2007, en date du 1^{er} avril 2008.

Comme mentionné dans la décision D-2007-08¹⁶, la Régie s'attend à ce que les propositions de modifications du texte des Tarifs et conditions soient accompagnées d'une preuve suffisamment élaborée pour en comprendre la teneur et la portée.

Dans le cas sous étude, il n'est pas suffisant d'affirmer que la proposition de modifications est en conformité avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC. Le Transporteur doit expliquer en quoi elle est conforme et ce qui justifie son inclusion au texte des Tarifs et conditions.

La Régie considère que la preuve au dossier est insuffisante pour permettre, à l'intérieur du présent calendrier d'audience, un examen adéquat des modifications proposées. Dans les circonstances, la Régie ne retient pas, dans l'immédiat, comme sujet à débattre, les modifications au texte des Tarifs et conditions qui ne sont justifiées que par l'harmonisation avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC.

La Régie communiquera ultérieurement avec les participants pour déterminer le mode procédural le plus approprié pour le traitement de ce sujet.

SUIVI DES REPRÉSENTATIONS ANTÉRIEURES

Enfin, plusieurs intéressés ont l'intention de présenter un suivi de leurs représentations dans les dossiers antérieurs. La Régie considère que ce type d'exercice, le cas échéant, doit, pour être jugé pertinent, être succinct et en lien avec les sujets retenus au présent dossier.

3.2 OPINION SUR LES DEMANDES D'INTERVENTION ET BUDGETS

La Régie juge que tous les demandeurs de statut d'intervenant ont démontré leur intérêt à intervenir dans le présent dossier. Toutefois, la Régie émet les réserves et précisions suivantes.

De manière générale, la Régie observe que le total des frais prévus par les intéressés pour leur intervention dans le présent dossier est élevé. Il totalise plus de 700 000 \$.

À des fins d'efficacité du processus, la Régie invite les intéressés à échanger de sorte que soit favorisé, lorsque possible, le recours à une expertise commune.

¹⁶ Dossier R-3605-2006, 20 février 2007, page 78.

Pour ce qui est de la reconnaissance du statut d'expert, la Régie demande aux intervenants de compléter ou produire, le cas échéant, leur demande de reconnaissance de statut de témoin expert ou d'expert-conseil conformément à l'article 29 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹⁷ (le Règlement). La Régie s'attend, notamment, à ce que la description du mandat confié à l'expert soit suffisamment explicite et précise le lien avec les sujets à débattre. Toute contestation du Transporteur se fera par écrit, dans les délais prévus à l'article 30 du Règlement. À cet effet, les intervenants devront déposer leurs demandes de reconnaissance de statut d'expert au plus tard le **17 octobre 2008 à 12 h**.

GRAMÉ

La Régie partage la position du Transporteur à l'effet que les sujets énumérés par le GRAMÉ aux paragraphes 8 et 9 de sa demande, dont l'étude des investissements demandés par le Transporteur et des besoins d'investissements en pérennité des actifs, relèvent du dossier R-3670-2008. Ces sujets ne constituent pas des sujets à débattre au présent dossier.

En ce qui concerne le développement d'expertises en télécommunications, la Régie entend limiter le débat à l'examen de la conformité de la proposition du Transporteur avec l'exigence de la décision D-2008-019¹⁸.

Enfin, la Régie partage également le point de vue du Transporteur à l'effet que l'examen des mesures d'efficacité du groupe Technologie déborde largement l'intérêt du GRAMÉ. La Régie invite ce dernier à cibler, comme évoqué dans sa réplique, ses propositions à cet égard sur les sujets directement en lien avec son intérêt.

RNCREQ

En ce qui concerne la proposition de l'intervenant d'aborder la tarification du service horaire pendant les heures de pointe et hors pointe, la Régie n'entend pas reprendre, dans le présent dossier, le débat concernant la structure des tarifs de court terme. Elle est cependant ouverte à faire l'examen d'une proposition de projet pilote de politique de rabais qui s'appliquerait à la structure des tarifs existants.

¹⁷ (2006) 138 G.O. II, 2279.

¹⁸ Dossier R-3640-2007, 15 février 2008, page 70.

S.É./AQLPA

Compte tenu des thèmes admissibles que S.É./AQLPA entend aborder, la Régie considère excessif le montant des frais prévus. Elle se questionne sur la pertinence de trois expertises au dossier. Elle demande à l'intéressé de tenir compte des remarques qui suivent.

Bien que la prévision de la demande constitue un élément inhérent à un dossier tarifaire, la méthodologie de la prévision et les modalités du compte d'écart ont déjà fait l'objet de décisions antérieures.

Quant à la répartition du coût de service entre la charge locale et la charge de point à point, la Régie est d'opinion que S.É./AQLPA n'a pas démontré, dans sa demande d'intervention, un intérêt suffisant à cet égard.

Concernant le sujet relié au coût différentiel des pertes de transport associées au choix entre des variantes d'ajouts au réseau, l'intervenant n'a pas convaincu la Régie d'un lien suffisant entre cet enjeu et son intérêt. De plus, le fait qu'il ait été un intervenant dans le dossier R-3646-2007 ne saurait justifier, à lui seul, son intérêt à intervenir sur le sujet retenu au présent dossier.

Concernant la contribution maximale du Transporteur pour le remboursement des postes de départ, la Régie décrit à la section précédente les sujets à débattre. Elle demande donc à l'intervenant de s'y conformer.

3.3 CONFIDENTIALITÉ

Le Transporteur demande le traitement confidentiel des pièces suivantes :

- HQT-3, document 1.1 Rapport du groupe Accenture sur l'évolution de la maintenance;
- HQT-9, document 1.2 Schéma unifilaire du réseau et schémas d'écoulement de puissance;
- HQT-10, document 8.1 Schéma unifilaire joint normalement à une entente de raccordement concernant les projets de moins de 25 M\$.

Deux affirmations solennelles sont produites. L'une concerne la pièce HQT-3, document 1.1 et l'autre les pièces HQT-9, document 1.2 et HQT-10, document 8.1.

L'ACEF de Québec demande à la Régie de consulter, aux conditions que celle-ci jugera raisonnables et justes, les pièces HQT-9, document 1.2 et HQT-10, document 8.1. L'intervenante souhaite aussi pouvoir consulter la pièce HQT-3, document 1.1 ou, à tout le moins, disposer d'une version abrégée présentant objectivement l'état de la maintenance chez le Transporteur.

Le Transporteur soumet que, dans l'éventualité où la Régie accueille sa demande de traitement confidentiel, il permettrait, à certaines conditions, aux intervenants qui en feront la demande, d'accéder aux documents confidentiels en signant une entente de confidentialité et de non-divulgence avec le Transporteur selon les modalités établies dans les dossiers R-3592-2005, R-3606-2006, R-3631-2007, R-3640-2007 et R-3646-2007.

La Régie invite les intervenants à transmettre, le cas échéant, leurs commentaires sur les demandes de traitement confidentiel soumises, au plus tard le **16 septembre 2008 à 12 h**. Le Transporteur aura jusqu'au **18 septembre à 12 h** pour y répondre.

3.4 CALENDRIER D'AUDIENCE

La Régie informe les participants de l'échéancier suivant :

ÉCHÉANCES	ÉTAPES DU PROCESSUS
25 septembre 2008, 12 h	Demandes de renseignements au Transporteur
14 octobre 2008, 12 h	Réponses du Transporteur aux demandes de renseignements
29 octobre 2008, 12 h	Preuve des intervenants
11 novembre 2008, 12 h	Demandes de renseignements aux intervenants
18 novembre 2008, 12 h	Réponses des intervenants aux demandes de renseignements
24 novembre 2008, 9 h	Début de l'audience

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCORDE le statut d'intervenant à ACEF de Québec, AIEQ, AQCIE/CIFQ, EBMI, FCEI, GRAME, OC, RNCREQ, S.É./AQLPA, UC et UMQ avec les précisions énoncées à la présente décision;

FIXE le calendrier prévu à la section 3.4 de la présente décision.

Richard Carrier
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M^e Sébastien Leblond;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Pierre Legault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.