

**RÉPONSES AUX QUESTIONS DU RNCREQ**

---

**R-3401-98**  
**DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS DU RNCREQ**  
**AUPRÈS D'HYDRO-QUÉBEC**

**1. Questions adressées à M. Jacques Régis**

**Question 1.** Contexte : “ Afin de mieux déployer les ressources en fonction des caractéristiques et des besoins du marché international, Hydro-Québec confie dorénavant à ses unités d'affaires le soin de promouvoir et de gérer les investissements internationaux, qu'il s'agisse d'investissements liés à production, au transport, à la distribution de l'électricité ou à la construction d'ouvrages. ” (HQT-2, doc. 1, p. 12)

**Q1.1** Est-ce qu'il s'agit des responsabilités autrefois à la charge de la filiale Hydro-Québec International ?

**R1.1** **Oui.**

**Q1.2** Est-ce que les montants remboursés à TransÉnergie par ses filiales et par ses autres activités non réglementées pour le temps investi par ses employés sont précisés dans la preuve en chef d'Hydro-Québec ? Si oui :

**R1.2** **Oui.**

**Q1.2.1** Veuillez indiquer à quel endroit dans la preuve ?

**R1.2.1** **Ces renseignements sont clarifiés dans notre réponse faite à la question 25 de la Régie.**

**Q1.2.2** Veuillez fournir une ventilation détaillée de ces montants.

**R1.2.2** **Ces renseignements sont clarifiés dans notre réponse faite à la question 25 de la Régie.**

**Q1.3** Est-ce que TransÉnergie est rémunéré pour ces efforts sur la base du salaire de ses effectifs, ou sur la base de la valeur marchande de leurs services (ex. comparable aux autres consultants) ?

**R1.3** **TransÉnergie facture au coût complet les différents services rendus par ses employés à**

**des activités non règlementées. Par cette méthode, les activités non règlementées absorbent la totalité des frais qui leur reviennent.**

**Q1.3.1** Si TransÉnergie est rémunéré pour ces efforts sur la base du salaire de ses effectifs (pro rata), veuillez expliquer en quoi cela ne représente pas une subvention à l'activité non règlementée ?

**R1.3.1 TransÉnergie facture au coût complet les différents services rendus par ses employés à des activités non règlementées. Par cette méthode, les activités non règlementées absorbent la totalité des frais qui leur reviennent.**

**Question 2.** Contexte : Les projets de sécurisation du réseau et de développement de notre capacité de transport se sont poursuivis avec l'amorce d'un projet de construction d'une interconnexion stratégique de 1 250 MW avec l'Ontario, dont la mise en service est prévue à la fin de 2002. Les démarches d'obtention des permis nécessaires à la réalisation de ce projet sont maintenant engagées. " (HQT-2, doc. 1, p. 10)

**Q2.1** Veuillez préciser les démarches qui ont déjà été prises à l'égard de l'obtention des permis nécessaires à la réalisation de ce projet de construction.

**R2.1 L'ensemble des permis requis est décrit à la réponse 2-02 D) fournie au groupe STOP-Stratégies Énergétiques.**

**Précisons par ailleurs qu'Hydro-Québec a soumis son rapport d'avant-projet en septembre 1999 au ministre de l'Environnement du Québec en vertu de l'article 31.1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* en vue d'obtenir les autorisations gouvernementales nécessaires à la réalisation du projet d'interconnexion avec l'Ontario.**

**Q2.2** Veuillez préciser si la construction est prévue de commencer durant l'année de base 2000 ou l'année de témoin 2001.

**R2.2 Le début de la construction du poste de l'Outaouais est planifié pour décembre 2000.**

**Q2.3** Est-ce que les informations mentionnées dans la 8.2 Question 73 ci-dessus ont été rendues publiques à l'égard de ce projet ?

**R2.3 Le rapport d'avant-projet déposé en septembre 1999 auprès du ministre de l'Environnement du Québec contient les informations mentionnées à la question 73 à l'exception de l'impact sur les tarifs. Ce rapport a été rendu public le 1er février 2000.**

**Q2.3.1** Si oui, veuillez déposer une copie des documents pertinents.

**R2.3.1 Le rapport peut être obtenu auprès du ministère de l'Environnement du Québec. Par ailleurs, Hydro-Québec ne croit pas pertinent de déposer ce rapport dans le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q2.3.2** Sinon, veuillez déposer ces informations.

**R2.3.2 N/A**

**Q2.4** Est-ce que le public intéressé a déjà eu l'occasion de se faire entendre sur la justification et le bien-fondé de ce projet ?

**R2.4 Oui, le public intéressé a déjà eu l'occasion de se faire entendre sur la justification du projet en 1998 lors des séances d'information et de consultation présidé par monsieur André Harvey, président du BAPE et ce, lors de nombreuses rencontres pendant les études d'avant-projet ou encore, lors de l'audience publique tenue par le BAPE au printemps 2000.**

**Q2.4.1** Si oui, quand et dans quel contexte ?

**R2.4.1 Voir réponse à la question 2.4 précédente.**

**Q2.4.2** Sinon, aurait-il l'occasion de se faire entendre à ce sujet ?  
Quand et comment ?

**R2.4.2 N/A**

**Question 3.** Contexte : “ TransÉnergie entend réaliser, durant l'année 2000, une série de projets pour *Développer les axes de transit* et ce, tant en croissance qu'en pérennité du réseau. À cet égard, je vous réfère aux remarques que je fais plus avant dans mon témoignage, notamment en ce qui concerne les projets liés au renforcement du réseau de transport. ” (HQT-2, doc. 1, p. 17)

**Q3.1** Veuillez préciser les projets qui seront réalisés pour “ *Développer les axes de transit* ” ?

**R3.1) L'ensemble des projets pour l'année témoin 2001 est énuméré à la pièce HQT-7, document 4, annexe 1 déjà déposée. Ces projets sont requis à la fois pour optimiser les corridors existants et développer les axes de transit.**

**Q3.2** Pour chacun, veuillez répondre aux questions suivantes :

**Q3.2.1** Veuillez préciser les démarches qui ont déjà été prises à l'égard de l'obtention des permis nécessaires à la réalisation de ce projet de construction.

**R3.2.1 Boucles centre-ville de Montréal et Montérégie:**

**Voir réponses aux questions 2-03A)B)D) de STOP-Stratégie Énergétiques.**

**Boucle Québec - Mauricie:**

**Obtention décret 108-98 - 28 janvier 1998**

**Obtention décret 777-99 - 23 juin 1999**

**Boucle centre-ville de Québec:**

**Obtention certificat d'autorisation  
environnementale - 7 avril 2000**

**Obtention décret 892-2000 - 13 juillet 2000**

**Q3.2.2** Quand Hydro-Québec prévoit-elle obtenir les autorisations ?

**R3.2.2** Boucles centre-ville de Montréal et Montérégie:

Voir réponses aux questions 2-03A)B)D) de  
STOP-Stratégies Énergétiques.

Boucles Québec - Mauricie et centre-ville de Québec:

Hydro-Québec a déjà obtenu toutes les autorisations requises pour la réalisation de ces projets.

**Q3.2.3** Quand Hydro-Québec prévoit-elle débiter la construction ?

**R3.2.3** Boucles centre-ville de Montréal et Montérégie:

Voir réponses aux questions 2-03A)B)D) de STOP-Stratégies Énergétiques.

Boucle Québec - Mauricie:

Le projet est terminé depuis juillet 2000.

Boucle Montérégie:

La construction a débuté le 14 juillet 2000.

**Q3.2.4** Quand Hydro-Québec prévoit-elle la mise en service ?

**R3.2.4** Boucles centre-ville de Montréal et Montérégie:

Voir réponses aux questions 2-03A)B)D) de STOP-Stratégies Énergétiques.

Boucle Québec - Mauricie:

Le projet est terminé depuis juillet 2000.

Boucle centre-ville de Québec:

La mise en service est prévue en décembre 2000. La réalisation de projets connexes de

---

moins envergure s'échelonne jusqu'en décembre 2002.

**Q3.3.5** Est-ce que les informations mentionnées dans la 8.2 Question 73 ci-dessus ont été rendues publiques à l'égard de ce projet ? Si oui, veuillez déposer une copie des documents pertinents? Sinon, veuillez fournir ces informations.

**R3.2.5 Boucle centre-ville de Montréal:**

Oui, en ce qui a trait à la description et à la justification du projet, les solutions alternatives et le coût du projet. Ces informations sont contenues au rapport d'avant-projet intitulé "Boucle du centre-ville de Montréal" déposé auprès du ministère de l'environnement au printemps 1998. Hydro-Québec est d'avis que le dépôt de ce document dans le cadre de la présente cause tarifaire n'est pas requis.

**Boucle Montérégie:**

Oui, en ce qui a trait à la description et à la justification du projet, les solutions alternatives et le coût du projet. Ces informations sont contenues au rapport d'avant-projet intitulé "Lignes de raccordement du réseau à 120 kV au poste de la Montérégie" déposé auprès du ministère de l'environnement et rendu public le 11 avril 2000. Hydro-Québec est d'avis que le dépôt de ce document dans le cadre de la présente cause tarifaire n'est pas requis.

**Boucle Québec - Mauricie:**

Oui, en ce qui a trait à la description et la justification du projet, les solutions de rechange et le coût du projet. Des explications verbales supportées par le matériel cartographique décrivant ce projet ont été données aux publics concernés.

**Boucle centre-ville de Québec:**

Oui, en ce qui a trait à la description et la justification du projet, les solutions de rechange et le coût du projet. Ces informations sont contenues au rapport d'étude d'avant-projet déposé au ministère de l'environnement en février 2000 et intitulé "Renforcement du réseau de transport d'électricité de la Communauté urbaine de Québec, ligne à 230 kV Laurentides-Québec et La Suète-Québec". Hydro-Québec est d'avis que le dépôt de ce document dans le cadre de la présente cause tarifaire n'est pas requis.

**Q3.2.6** Est-ce que le public intéressé a déjà eu l'occasion de se faire entendre sur la justification et le bien-fondé de ce projet ? Si oui, quand et dans quel contexte ? Sinon, quand aurait-il l'occasion de se faire entendre à ce sujet ?

**R3.2.6** Oui.

Plus particulièrement quant à la boucle montérégienne, le public intéressé et/ou concerné a déjà eu l'occasion de se faire entendre sur la justification du projet et le bien-fondé du projet à de nombreuses reprises : d'abord lors des séances publiques tenues du 18 août au 5 octobre 1998 par un Comité d'information et de consultation publiques présidé par M. Jean-Claude Blanchette ; puis, lors de nombreuses rencontres pendant les études d'avant-projet ; enfin, lors de la séance d'information tenue par le BAPE le 2 mai 2000 et

---

**lors de la 1<sup>ère</sup> partie des audiences publiques  
tenues par le BAPE les 28-29-30 août 2000.**

**Question 4.** Contexte : “ Même si le réseau de transport d'Hydro-Québec répond bien à la demande actuelle, il faut poursuivre l'optimisation des corridors existants. Ces projets permettront de contrôler adéquatement la congestion du réseau en période d'affluence sans toutefois compromettre la fiabilité de notre réseau. ” (HQT-2, doc. 1, p. 21)

**Q4.1** Veuillez préciser les projets qui seront réalisés pour “ optimiser les corridors existants ”.

**R4.1** Il s'agit des projets déjà décrits en réponse à votre question 3.1 précédente.

**Q4.1.1** Veuillez préciser les démarches qui ont déjà été prises à l'égard de l'obtention des permis nécessaires à la réalisation de ce projet de construction.

**R4.1.1** Voir réponse à la question 3.2.1 précédente.

**Q4.1.2** Quand Hydro-Québec prévoit-elle obtenir les autorisations ?

**R4.1.2** Voir réponse à la question 3.2.2 précédente.

**Q4.1.3** Quand Hydro-Québec prévoit-elle débiter la construction ?

**R4.1.3** Voir réponse à la question 3.2.3 précédente.

**Q4.1.4** Quand Hydro-Québec prévoit-elle la mise en service ?

**R4.1.4** Voir réponse à la question 3.2.4 précédente.

**Q4.1.5** Est-ce que les informations mentionnées dans la 8.2 Question 73 ci-dessus ont été rendues publiques à l'égard de ce projet ? Si oui, veuillez déposer une copie de ou des document(s) pertinents. Sinon, veuillez fournir ces informations ?

**R4.1.5** Voir réponse à la question 3.2 précédente.

**Q4.1.6** Est-ce que le public intéressé a déjà eu l'occasion de se faire entendre sur la justification et le bien-fondé de ce projet ? Si oui, quand et dans quel contexte ? Sinon, quand aurait-il l'occasion de se faire entendre à ce sujet ?

**R4.1.6** Voir réponse à la question 3.2 précédente.

**Q4.2** Veuillez expliquer en quoi cette optimisation “ des corridors existants ” est cohérente avec la nouvelle orientation “ d'utiliser des corridors géographiquement distincts pour éviter qu'un même phénomène climatique affecte toutes les lignes ”.

**R4.2** Voir réponse à la question 2-01F) de STOP-Stratégies énergétiques.

**Question 5.** Contexte : “ En 2001, nous continuerons notre vigie eu égard à l'évolution du contexte du transport en Amérique du nord suite, entre autres, aux audiences de la *FERC* et plus particulièrement sur la création d'organisations de transport régionales (*Regional Transmission Organization* ou *RTO*). ” (HQT-2, doc. 1, p. 21)

**Q5.1** Est-ce que la “vigie” exercé par TransÉnergie aux audiences de la *FERC* va jusqu'au point d'y participer activement, par exemple en déposant des mémoires, des commentaires, etc. ?

**R5.1** Le 23 août 1999, TransÉnergie a déposé un mémoire dans le cadre du Notice of proposed rulemaking (NOPR) de la *FERC* concernant les Organisations de transport régional (RTO).

**Q5.2** Si oui, veuillez lister tout document déposé par TransÉnergie à la *FERC*, et le rendre disponible sur demande ?.

**R5.2** Voir réponse à la question 5.1 précédente.

**Q5.3** Pourquoi la preuve en chef d'Hydro-Québec ne traite-t-elle pas de la conformité ou pas d'Hydro-Québec avec les conditions décrites dans l'ordonnance 2000 de la *FERC* ?

**R5.3 N'étant pas situé aux États-Unis, le réseau de TransÉnergie n'est pas sujet à la juridiction de la FERC. Voir réponse à la question STOP-SÉ-2-08 de l'intervenant STOP.**

**Q5.4** Dans la mesure où il appert qu'Hydro-Québec n'est pas en conformité avec les conditions décrites dans l'ordonnance 2000 et des ordonnances subséquentes, la société d'État a-t-elle l'intention de modifier ses structures pour s'en conformer ?

**R5.4 Hydro-Québec n'a pas examiné cette question hypothétique.**

**Q5.5** Le cas échéant, quand a-t-elle l'intention de soumettre ces intentions à la Régie, et/ou à consulter le public intéressé ?

**R5.5 N/A**

**Question 6.** Contexte : “ Afin d'assurer cette séparation fonctionnelle et administrative, nous avons entrepris les démarches suivantes au sein de l'entreprise:

- Création d'un Comité directeur transport indépendant;

**Q6.1** Est-ce que ce comité inclut des personnes ayant également des responsabilités sur des activités marchandes et de production?

**R6.1 Ce comité a été dissous le 28 août 2000 suite à des changements à la Haute direction d'Hydro-Québec.**

**Q6.2** Si oui, veuillez les nommer et indiquer leurs fonctions par rapport à ces activités ?

- “ . Concentration des employés de TransÉnergie dans des locaux situés hors du siège social d'Hydro-Québec; ”

**R6.2 N/A**

**Q6.3** Est-ce que *tous* les employés de TransÉnergie travaillent dans des locaux situés hors du siège social d'Hydro-Québec ?

**R6.3 Oui.**

**Q6.3.1** Sinon, veuillez préciser le nombre d'employés de TransÉnergie qui travaillent au siège social d'Hydro-Québec ainsi que leurs fonctions ?

**R6.3.1 N/A**

- “ . Mise en vigueur de l'Énoncé de politique et normes de conduite en ce qui concerne la relation d'affaires entre Hydro-Québec et ses sociétés affiliées visant à assurer un accès non discriminatoire au réseau de transport ainsi qu'à toute information pertinente concernant le réseau de transport; ”

**Q6.4** Il appert du doc. HQT-2, doc. 5 que la révision de ce document n'est pas encore terminée.

**Q6.4.1** Veuillez déposer la version du document qui était en vigueur le 15 août 2000, ainsi que le document révisé ?

**R6.4.1 Voir la pièce HQT-2, document 5.**

**Question 7.** Contexte : Organigramme corporatif de TransÉnergie HQ Inc., HQT-2, doc. 4.1, p. 1.

**Q7.1** TransÉnergie HQ Inc. est-elle contrôlée par Hydro-Québec ou par TransÉnergie?

**R7.1 Par Hydro-Québec.**

**Q7.2** Est-ce, pour les fins de l'application des normes de conduite, TransÉnergie HQ Inc. est traitée comme un affilié marchand d'Hydro-Québec ou comme un affilié du transporteur ?

**R7.2 TransÉnergie HQ inc. est une société affiliée d'Hydro-Québec mais n'est pas une société affiliée qui participe aux activités de marchés de gros au sens des normes de conduite.**

**Q7.3** Veuillez préciser les limitations de transfert d'information entre TransÉnergie HQ Us Inc. et Hydro-Québec, d'une part, et TransÉnergie, de l'autre ?

**R7.3** Les règles prévues aux articles 3) et 4) de la section intitulée Règles régissant la conduite des employés du chapitre II des Normes de conduite régissent les relations entre Hydro-Québec et sa société affiliée TransÉnergie HQ inc.

**Question 8.** Contexte : “ Pour ce faire, nous avons l'intention optimiser les stratégies d'exploitation du réseau en améliorant, entre autres, le plan de disponibilités des équipements de transport en axant notre priorité, bien évidemment, sur la desserte de la clientèle québécoise. ” (HQT-2, doc. 1, p. 16)

“ Le principal client de TransÉnergie est le distributeur, c'est-à-dire Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité qui dessert la charge locale québécoise. À cet égard, la charge locale bénéficie d'une priorité d'accès au réseau de transport. ” (HQT-3, doc. 1, p. 7)

**Q8.1** Veuillez expliquer comment TransÉnergie peut donner priorité sur la desserte de la clientèle québécoise, étant donné les paragraphes 13.2 et 13.6 du *Contrat*?

**R8.1** Voir réponse à la question 91.1 de la Régie.

**Question 9.** Contexte : “ Finalement, il peut se produire des situations où une entité juridique affiliée à TransÉnergie ou à Hydro-Québec — par exemple Connexim, s.c. — lui fournit, sans exclusivité ni restriction, des biens ou des services aux mêmes conditions qu'elle le fait à d'autres entreprises n'ayant aucun lien avec l'entreprise réglementée, ceci dans le cours normal de ses affaires. Dans ces situations, il est normal que cette filiale ou société affiliée facture à des prix de marché les services qu'elle rend et, ce, à tous ses clients. ” (HQT-1, doc. 1, p. 12)

**Q9.1** Veuillez expliquer la nature de l'affiliation entre Connexim, Hydro-Québec et TransÉnergie ?

**R9.1** Connexim est une société en commandite dont Hydro-Québec est un commanditaire. En termes de livraison des services aux clients de la DPTI, Connexim est considérée comme un fournisseur de celle-ci. TransÉnergie est une division d'Hydro-Québec qui utilise des services fournis et facturés par la DPTI. Il n'existe aucune

---

**affiliation directe entre TransÉnergie et Connexim.**

**Q9.2** Veuillez décrire les services fournis par Connexim à Hydro-Québec et à TransÉnergie ?

**R9.2** Dans le contexte de notre réponse à votre question 9.1, Connexim fournit à la DPTI la gestion déléguée de :

- La téléphonie administrative
- La téléphonie des postes et centrales
- Les télécopieurs
- Les interurbains
- Les circuits du réseau de services.

**Q9.3** Est-ce que l'affiliation entre Hydro-Québec et Connexim permet à ce dernier de faire appel, directement ou indirectement, à certains actifs construits par ou pour la société d'État pour fournir des services ? Si oui :

**R9.3** Oui.

**Q9.3.1** Veuillez décrire lesquelles ?

**R9.3.1** L'ensemble des actifs du réseau de télécommunications d'Hydro-Québec est disponible à Connexim pour rendre des services uniquement à Hydro-Québec.

**Q9.3.2** Est-ce que TransÉnergie ou son antécédent le département de transport d'Hydro-Québec était impliqué d'une façon ou d'une autre dans la planification, la construction, la gestion ou l'entretien de ces actifs ?

**R9.3.2** Oui. Voir réponse à votre question 111.1.

**Q9.3.3** Est-ce que ces actifs dépendent d'une façon ou d'une autre des actifs de TransÉnergie ?

**R9.3.3** Oui, par pragmatisme. À titre d'exemple, les pylônes des lignes de transport électrique de

---

**grande puissance servent également de support aux câbles de garde à fibre optique (CGFO).**

**Q9.3.4** Veuillez décrire la nature de l'arrangement donnant à Connexim le droit d'utiliser ces actifs (vente, cession, bail, ou autre).

**R9.3.4** Il existe trois situations distinctes :

- 1. Les actifs qui ont été vendus à Connexim (p. ex., auto-commutateurs, aiguilleurs et concentrateurs) et dont Connexim peut disposer au même titre que tout autre actif lui appartenant, lui servent à nous rendre des services à l'intérieur desquels elle nous facture l'utilisation des actifs.**
- 2. Les actifs appartenant à Hydro-Québec et gérés par Connexim (p. ex., aiguilleurs et concentrateurs des postes et centrales) servent entièrement à des fins hydroquébécoises. Connexim nous facture pour la gestion de ces actifs.**
- 3. Les actifs appartenant à, et gérés par, Hydro-Québec, principalement des éléments d'infrastructure du réseau de télécommunications, servent aussi à des services gérés par Connexim, uniquement pour Hydro-Québec.**

**Q9.3.5** Le prix en échange auquel Connexim a obtenu le droit de faire appel à ces actifs se base-t-il sur leur coût complet ? Si oui, veuillez expliquer en détail comment ce montant a été calculé, en fournissant toute étude ou évaluation faite par ou pour Hydro-Québec ou par ou pour une de ses filiales. Sinon, veuillez préciser sur quelle base ce prix a été déterminé (valeur marchande, etc.), ainsi que des documents précisant et justifiant ces prix.

**R9.3.5** Les actifs vendus à Connexim (réponse à votre question 9.3.4, catégorie 1) l'ont été à des prix calculés selon la méthode suivante :

**Évaluation du prix d'achat des actifs ;**

1. Ajout de 30 % de la valeur des actifs pour les frais d'installation, les frais d'ingénierie et les frais généraux ;
2. Ajout de 3,5 % de la valeur totale des actifs (prix d'achat plus le 30 % précité) pour les frais de financement capitalisés ;
3. Soustraction de l'amortissement cumulé à la date de signature du contrat.

Quant aux actifs appartenant toujours à Hydro-Québec (réponse à votre question 9.3.4, catégories 2 et 3), ils sont disponibles à Connexim sans frais pour rendre des services uniquement à Hydro-Québec.

**Q9.4** Dans quel poste comptable de TransÉnergie et/ou d'Hydro-Québec les services facturés par Connexim se trouvent-ils ?

**R9.4** Les services facturés par Connexim ne se retrouvent pas directement dans les charges de TransÉnergie puisque Connexim est traitée comme un fournisseur de la DPTI pour les fins de la facturation aux clients.

À la DPTI, les montants facturés par Connexim se retrouvent dans les charges primaires.

**Q9.4.1** Veuillez produire des comptes détaillés indiquant les paiements à Connexim pour l'année historique, l'année de base et l'année projetée ?

**R9.4.1** Le tableau suivant présente les montants facturés par Connexim (excluant les taxes) à Hydro-Québec :

Mois	Montant facturé
Janvier 1999	5 275 000 \$
Février 1999	5 275 000 \$
Mars 1999	5 275 000 \$

Avril 1999	5 275 000 \$
Mai 1999	5 275 000 \$
Juin 1999	5 275 000 \$
Juillet 1999	5 275 000 \$
Août 1999	5 275 000 \$
Septembre 1999	5 275 000 \$
Octobre 1999	5 275 000 \$
Novembre 1999	5 275 000 \$
Décembre 1999	5 275 000 \$
Ajustement de volume 1999	1 200 000 \$
<b>Total 1999</b>	<b>64 500 000 \$</b>
Janvier 2000	5 025 000 \$
Février 2000	5 025 000 \$
Mars 2000	5 025 000 \$
Avril 2000	5 025 000 \$
Mai 2000	5 025 000 \$
Juin 2000	5 025 000 \$
Juillet 2000	5 025 000 \$
Août 2000	5 025 000 \$
Septembre 2000	5 025 000 \$
Octobre 2000 (Prévisionnel)	5 025 000 \$
Novembre 2000	5 025 000 \$
Décembre 2000	5 025 000 \$
Parquet de courtage (8	432 301 \$
Ajustement de volume 2000	À déterminer
<b>Total 2000 (prévisionnel)</b>	<b>60 732 301 \$</b>
Janvier 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$
Février 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$
Mars 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$
Avril 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$
Mai 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$
Juin 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$
Juillet 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$
Août 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$
Septembre 2001	4 166 666 \$
Octobre 2001 (Prévisionnel)	4 166 666 \$

<sup>1</sup> Le parquet de courtage, un nouveau service, a été implanté au mois de mai 2000.

Novembre	2001	4 166 666 \$
Décembre	2001	4 166 666 \$
Ajustement volume 2001		À déterminer
Parquet de courtage		648 452 \$
<b>Total 2001 (prévisionnel)</b>		<b>50 648 542 \$</b>

**Les ajustements de facture en fonction des volumes se font à la fin de l'année.**

## 2. Questions adressées à M. Daniel Vallant

**Question 10.** Contexte : “ Le réseau de transport d'Hydro-Québec, ... sert à acheminer des quantités massives d'électricité sur de longues distances. Il peut absorber simultanément la puissance maximale susceptible d'être produite par toutes les centrales d'Hydro-Québec aux moments de forte demande, particulièrement en période de pointe. ” (HQT-3, doc. 1, p. 9)

**Q10.1** Étant donné que la capacité de production du réseau d'Hydro-Québec excède la charge à la pointe du distributeur, veuillez préciser si le réseau de transport a été construit pour répondre à la demande maximale de la charge locale, ou pour pouvoir absorber simultanément la puissance maximale pouvant d'être produite par toutes les centrales d'Hydro-Québec ?

**R10.1** Le réseau de transport d'Hydro-Québec est conçu pour répondre à la prévision de la demande maximale de la charge locale et pour transporter la puissance maximale coïncidente des centrales lors de pointes extrêmes.

En raison des aléas qui peuvent affecter la disponibilité des équipements de production et/ou la demande prévue, le parc de production doit posséder une certaine réserve. Une partie de cette réserve, soit la réserve synchrone de stabilité, correspond à 1000 MW et est normalement répartie uniformément sur les centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec. C'est cette hypothèse qui est retenue lors des études conceptuelles de réseau qui visent à garantir le comportement du réseau et la

continuité de service lorsque le réseau est soumis aux événements les plus courants. Par ailleurs, pour parer à des situations de pointe extrême, on s'assure que le réseau aura la capacité de transiter la puissance maximale coïncidente des centrales, permettant ainsi à la réserve synchronisée de contribuer à cette pointe extrême. Pour accéder à cette capacité maximale, TransÉnergie devra cependant se placer en condition d'urgence et seulement une partie des critères serait alors respectée. Le fait de ne plus disposer de réserve synchronisée sur le réseau implique qu'advenant un événement provoquant une perte de production, la continuité de service ne pourrait être assurée à toute la clientèle. Il s'agit donc d'une provision de capacité de transport qui n'est utilisable que lorsque la clientèle est susceptible d'être affectée. Cette capacité ne peut ainsi être utilisée à des fins commerciales.

**Question 11.** Contexte : “ La liaison Radisson-Nicolet a été planifiée pour répondre aux besoins internes du Québec tout en permettant de tirer profit des occasions d'affaires sur les marchés américains. ... La nécessité d'utiliser cette ligne pour satisfaire les besoins québécois, plus particulièrement à la pointe d'hiver, a conduit à l'installation, au poste Nicolet, d'équipements de conversion du courant continu au courant alternatif afin de rendre possible, au moment opportun, le rapatriement de l'énergie de la centrale LG-2-A sur notre réseau. ” (HQT-3, doc. 1, p. 16)

- Q11.1** Veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque fois que les équipements de conversion au poste Nicolet ont été utilisés pour rapatrier l'énergie de la centrale LG-2-A sur notre réseau dans les années 1998 à 2000,
- a) la date,
  - b) la durée,
  - c) la quantité d'énergie rapatriée, en MW et en MWh.

**R11.1** Les dates, durées et quantités de puissance et d'énergie transitées en 1999 et 2000 au poste Nicolet pour le rapatriement de l'énergie de la centrale LG2A sur le réseau de TransÉnergie

apparaissent au tableau suivant.

En 1999, un maximum de près de 1500 MW a été rapatrié au mois de janvier. Le total rapatrié pour 1999 a été de 128 500 MWh.

En 2000, un maximum de près de 1500 MW a été rapatrié au mois de janvier. Le total rapatrié jusqu'à la fin juillet 2000 a été de presque 197 000 MWh.

Il est à noter que le profil d'utilisation de la ligne Radisson-Nicolet reflète le statut d'équipement de pointe de la centrale LG2A et son rôle pour assurer la réserve énergétique, tel que plus amplement expliqué à la pièce HQT-3, document 1.

TRANSIT DE PUISSANCE DE LG2A VERS LES CONVERTISSEURS DE  
NICOLET

1999			2000		
<i>LG2A a Nic</i>	<i>MWH</i>	<i>MW</i>	<i>LG2A a Nic</i>	<i>MWH</i>	<i>MW</i>
19990102	5326	722	20000101	200	200
19990104	2348	394	20000113	2229	645
19990105	7692	762	20000114	10128	934
19990106	7389	445	20000115	8069	422
19990107	7049	695	20000116	3431	430
19990108	4282	692	20000117	20312	1481
19990111	5896	593	20000118	21884	1484
19990112	7145	794	20000119	15247	1483
19990113	13775	1478	20000120	1079	587
19990114	27750	1487	20000121	4534	588
19990115	13221	1185	20000122	22844	1184
19990116	12046	1189	20000123	23908	1382
19990223	412	214	20000127	3878	946
19990225	5027	469	20000128	5829	1179
19990308	894	302	20000129	2417	636
19990310	1748	504	20000130	2871	630
19990517	993	199	20000202	637	320
19990522	593	199	20000203	4649	333
19990824	1466	431	20000204	2969	784
19990901	618	206	20000205	7500	791
19991109	1498	501	20000208	2172	907
19991112	970	299	20000210	1138	436
19991231	403	203	20000212	1899	348
			20000217	1704	564
			20000218	1462	540
			20000429	709	204
			20000430	1191	199
			20000502	3201	301
			20000503	2413	204
			20000504	3184	201
			20000505	4803	204
			20000506	4821	204
			20000507	1999	201
			20000528	620	208
			20000603	812	271
<b>Total</b>	<b>128 541</b>			<b>196 743</b>	

**Question 12.** Contexte : “ Signalons enfin que les installations à courant continu des postes Nicolet et Des Cantons peuvent servir à importer de l’énergie en provenance des réseaux de la Nouvelle-Angleterre, ce qui améliore à la fois la flexibilité d’exploitation du réseau de transport et la sécurité d’approvisionnement en électricité des besoins du Québec. ” (HQT-3, doc. 1, p. 16)

- Q12.1** Veuillez fournir un tableau indiquant, pour chacune des fois, les équipements de conversion aux postes Nicolet et Des Cantons qui ont été utilisés pour importer de l’énergie en provenance des réseaux de la Nouvelle-Angleterre dans les années 1998 à 2000,
- d) la date,
  - e) la durée,
  - f) la quantité d’énergie rapatriée, en MW et en MWh.

**R12.1** **Aucune situation d’urgence n’a justifié l’importation d’énergie à Nicolet et des Cantons à partir de la Nouvelle Angleterre ces dernières années. Le rapatriement à Nicolet a été suffisant jusqu’à présent pour répondre aux situations requises.**

**Question 13.** Contexte : “ On y constate que d’une part, les équipements de transport mis en place sont suffisants pour rencontrer la demande et que d’autre part, seuls les investissements nécessaires ont été faits au fil des ans pour assurer cette desserte. ” (HQT-3, doc. 1, p. 24)

- Q13.1** Est-ce qu’Hydro-Québec prétend que les investissements dans la ligne à courant continu Radisson-Nicolet-Des Cantons ont été entrepris uniquement pour assurer la desserte de la demande québécoise ?

**R13.1 Non**

- Q13.1.1** Si oui, veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec aurait choisi d’utiliser le courant continu pour desservir la demande québécoise ?

**R13.1.1 S/O**

**Q13.1.2** Veuillez estimer la différence entre le coût de construction de cette ligne et ce qu'il aurait coûté de le faire à courant alternatif ?

**R13.1.2** Puisque la ligne répondait notamment à un double objectif de transporter la puissance pour la clientèle interne et de réaliser un transit aux marchés voisins, une ligne à courant alternatif n'aurait pu satisfaire toutes les caractéristiques demandées.

TransÉnergie évalue à environ 15% le coût additionnel d'avoir retenu la technologie à courant continu par rapport à la technologie courant alternatif.

**Q13.2** Veuillez déposer à l'appui de cette réponse :

a) la résolution du C.A. d'Hydro-Québec autorisant la construction de cette ligne, ainsi que tout document joint à laquelle cette résolution fait référence,

**R13.2a) Voir notre réponse à votre question 28.1.1.**

b) copie du décret autorisant sa construction, ainsi que tout document joint à laquelle cette résolution fait référence,

**R13.2b) Voir notre réponse à votre question 28.1.1.**

c) Pour chaque interconnexion (dont la nouvelle interconnexion avec l'Ontario) ainsi que pour les boucles Outaouaise et Montérégienne, veuillez déposer toute preuve qu'Hydro-Québec juge nécessaire pour démontrer que la desserte de la charge locale les justifie à 100 %.

**R13.2c) Pour les interconnexions, voir réponse à votre question 28.1 et réponses aux questions 2-02 et 2-03 de Stop - Stratégies Énergétiques. Voir également la pièce HQT-2, document 2.2.1.**

**Question 14.** Contexte : “ Pour ce faire, nous avons l'intention optimiser les stratégies d'exploitation du réseau en améliorant, entre autres, le plan de disponibilités des équipements de transport en axant notre priorité, bien évidemment, sur la desserte de la clientèle québécoise. ” (HQT-2, doc. 1, p. 16)

“ Le principal client de TransÉnergie est le distributeur, c'est-à-dire Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité qui dessert la charge locale québécoise. À cet égard, la charge locale bénéficie d'une priorité d'accès au réseau de transport. ” (HQT-3, doc. 1, p. 7)

**Q14.1** Veuillez expliquer comment TransÉnergie peut donner priorité sur la desserte de la clientèle québécoise, étant donné les paragraphes 13.2 et 13.6 du *Contrat*?

**R14.1** Voir réponse à la question 8 précédente.

**Question 15.** Contexte : “ Un autre principe directeur exige du planificateur du réseau de transport de voir à ce que les solutions de réseau qu'il recommande soient toujours acceptables sur les plans économique et environnemental. Ces deux aspects, ... sont d'une très grande importance et peuvent remettre en cause la réalisation d'un projet. ” (HQT-3, doc. 1, p. 34)

**Q15.1** Veuillez fournir quelques exemples des situations où des projets de transport ont été remis en cause pour des raisons environnementales ?

**R15.1** 2 exemples vous sont fournis:

a) La liaison à courant continu Radisson-Nicolet-DesCantons traverse le fleuve St-Laurent dans un tunnel (Lotbinière-Grondines). Initialement, une traversée aérienne était prévue.

b) Les projets combinés de la 12<sup>ième</sup> ligne, le poste des Appalaches ainsi que de la ligne Lévis-Appalches-DesCantons ont permis de reporter le besoin d'une ligne additionnelle à 735 kV traversant le fleuve St-Laurent.

**Question 16.** Contexte : “ ... Les solutions de réseau retenues doivent toujours représenter le meilleur choix des points de vue technique, économique et environnemental à la fois [sic]. En d'autres termes, la faisabilité technique, économique et environnementale doit être établie avant que TransÉnergie n'aille de l'avant avec un projet. ” (HQT-3, doc. 1, p. 34)

**Q16.1** Est-ce qu'il faut également démontrer qu'il n'existe pas de solutions constituant un meilleur choix sur les plans technique, économique et environnemental avant que TransÉnergie n'aille de l'avant avec un projet, même si ces solutions implique des investissements en production ou en efficacité énergétique au lieu d'en transport?

**R16.1** Trois situations peuvent se présenter.

- 1. TransÉnergie doit apporter une addition ou une modification à son réseau pour ses propres besoins (par exemple pour améliorer la fiabilité du réseau) et aucune autre solution de rechange (efficacité énergétique, production décentralisée, etc.) n'est possible. Ces projets sont traités conformément aux dispositions pertinentes de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (voir la pièce HQT-1, Document 1, p. 24, ligne 16 à p. 25, ligne 9).**
- 2. TransÉnergie doit apporter une addition ou une modification à son réseau pour répondre aux besoins d'un producteur, pour des ventes à un client qui n'est pas le distributeur. Ces projets sont traités conformément aux dispositions pertinentes de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (voir la pièce HQT-1, Document 1, p. 24, ligne 16 à p. 25, ligne 9).**
- 3. TransÉnergie doit apporter une addition ou une modification à son réseau pour répondre aux besoins du distributeur. Dans cette éventualité, c'est le distributeur qui aura fait ce choix d'un investissement en transport (par exemple sécuriser l'alimentation d'un**

poste par bouclage, augmenter la capacité d'un poste, raccorder une nouvelle centrale suite à un contrat d'approvisionnement), plutôt qu'un investissement en efficacité énergétique ou en production décentralisée. Une telle décision du distributeur constituera l'aboutissement d'un processus entrepris en conformité des dispositions pertinentes des articles 72. et 73. de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Les parties intéressées peuvent se faire entendre conformément aux dispositions pertinentes de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

**Q16.1.1** Si oui, à quel moment, dans quel contexte et sur la base desquelles informations une telle décision se prend-t-elle ?

**R16.1.1** Voir réponse à la question 16.1 précédente.

**Q16.1.2** Comment le public intéressé peut-il se faire entendre à ce sujet ?

**R16.1.2** Voir réponse à la question 16.1 précédente.

**Question 17.** Le schéma B sur la page 35 (HQT-3, doc. 1) démontre comment l'ajout d'une ligne A-C, formant une boucle, peut sécuriser l'alimentation du poste C.

**Q17.1** Est-ce l'ajout d'un équipement de production près de C pourrait-il contribuer à la sécuriser ? Si oui, où dans sa procédure de planification TransÉnergie peut-elle identifier de telles situations ?

**R17.1** Voir réponse à la question 16.1 précédente.

**Q17.2** Étant donné la séparation fonctionnelle entre TransÉnergie et le restant d'Hydro-Québec, comment peut TransÉnergie favoriser la mise en place des solutions à moindre coût social lorsqu'il ne s'agit pas des équipements de transport ?

**R17.2** Voir réponse à la question 16.1 précédente.

**Question 18.** Contexte : “ [Le verglas] a fourni l’occasion à TransÉnergie de revoir l’approche conceptuelle de son réseau, non vis-à-vis de la performance électrique des équipements, laquelle s’est avérée conforme aux plus récents critères de conception élaborés et implantés, mais plutôt de leur adaptation aux aléas climatiques du territoire.

“ Cette nouvelle approche est davantage axée sur la topologie même des infrastructures du réseau. Ainsi, afin d’améliorer la sécurité d’alimentation de façon durable dans les régions touchées, nous avons retenu deux grandes orientations: (i) diversifier les sources d’alimentation en électricité et (ii) utiliser des corridors géographiquement distincts pour éviter qu’un même phénomène climatique affecte toutes les lignes. ” (HQT-3, doc. 1, p. 32)

**Q18.1** Veuillez lister et déposer les pages couverts des documents dans lesquels ces conclusions se trouvent, et les rendre disponible sur demande.

**R18.1** Le Comité d’experts mandaté par le Conseil d’administration d’Hydro-Québec suite à la tempête de verglas de 1998 (Comité Warren) ainsi que la Commission scientifique et technique chargée d’analyser les événements relatifs à la tempête de verglas (Commission Nicolet) ont entériné les stratégies mises de l’avant par TransÉnergie notamment pour le renforcement et la diversification de l’alimentation des grands centres de consommation affectées par la tempête de verglas de janvier 1998.

**Q18.1.1** Est-ce que TransÉnergie propose d’ajouter des lignes pour créer un deuxième corridor ou les chemins existants sont limités à un seul corridor ?

**R18.1.1** Les options possibles seront évaluées au mérite, cas par cas.

**Q18.1.2** Est-ce que TransÉnergie propose, pour les ajouts au réseau de transport, de bâtir deux lignes sur deux corridors distincts au lieu d’une seule ?

**R18.1.2** Pas nécessairement.

**Q18.1.3** Est-ce que le choix d'utiliser des corridors géographiquement distincts au lieu d'un seul corridor ne risque pas d'augmenter les coûts économiques et environnementaux du service de transport ? Veuillez expliquer en détail comment cette approche est consistante avec le développement durable?

**R18.1.3** Le choix d'utiliser des corridors géographiquement distincts doit être fait avec diligence selon la pertinence de la problématique en cause. À la suite du verglas de janvier 1998, Hydro-Québec se devait de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour éviter que les conséquences d'un tel verglas ne se reproduisent.

Une notion de sécurité d'alimentation a été introduite dans la conception et la planification du réseau pour faire face à des événements climatiques d'importance. Cette approche fait appel à une approche plus topologique de la répartition des infrastructures de transport sur le territoire. Les projets de bouclage lancés en 1998 s'inscrivent dans cette démarche d'accroître la sécurité d'alimentation.

Le choix d'utiliser des corridors géographiquement distincts risque d'augmenter le coût du service de transport. En contrepartie et par souci d'une comparaison équitable, il faudrait quantifier les avantages que procure l'augmentation de la sécurité obtenue. Une approche parcimonieuse dictera le choix de la meilleure solution tant sur les plans technique et environnementale qu'à l'égard des publics concernés.

Finalement, cette approche est tout à fait consistante avec le développement durable puisqu'elle procure une sécurité d'alimentation additionnelle pour les populations actuelles ainsi que pour les générations futures.

**Q18.1.4** Comment TransÉnergie propose-t-elle de déterminer quel niveau de coûts additionnels (économiques et environnementaux) il est approprié d'engager pour se conformer à cette nouvelle orientation ?

**R18.1.4** Chaque situation devra être étudiée et les recommandations qui émaneront de ces études devront être approuvées par les autorités compétentes, dont la Régie de l'énergie.

**Question 19.** Contexte : “ Les critères relatifs au comportement du réseau de transport d'Hydro-Québec sont contenus dans deux documents à caractère très technique: *Les critères de conception du réseau de transport principal* et *Guide d'application des critères de planification du réseau de répartition.* ” (HQT-3, doc. 1, p. 28)

**Q19.1** Veuillez déposer copies de ces deux documents ?

**R19.1** Voir réponse à la question 26 du CERQ.

**Question 20.** “ ... la très grande majorité des équipements sont en place afin d'assurer la desserte de la pointe annuelle. Seuls certains postes (identifiés en ombragé) pourraient faire l'objet d'une congestion mais des moyens correctifs, tels des investissements ou des stratégies d'exploitation, sont prévus pour y pallier. ” (p. 26)

“ TransÉnergie ne prévoit pas de congestion sur son réseau de transport à court terme pour l'ensemble du territoire qu'elle dessert. En effet, la très grande majorité des équipements sont en place afin d'assurer la desserte de la pointe annuelle. Seuls certains postes (identifiés en ombragé) non stratégiques pourraient faire l'objet d'une congestion mais des moyens correctifs, tels des investissements ou des stratégies d'exploitation, sont déjà prévus pour y pallier. ” (HQT-3, doc. 2, p. 3)

**Q20.1** Veuillez préciser tous les investissements déjà planifiés pour contrôler ou pallier la congestion sur le réseau ?

**R20.1**

<u>Poste</u>	<u>Projet</u>	<u>MES</u>	<u>Coût K\$</u>
Bout-de-l'île 315-120 kV	Ajout transformation	11/2000	1820
Kipawa 120-25 kV	Ajout transformation	01/2002	2900
Port-Alfred 161-25 kV	Ajout transformation	10/2000	500
Saraguay 315-120 kV	Ajout transformation	09/2002	11700
Valcourt 49-25kV	Ajout transformation	10/2003	2900
Waswanipi 44-13,8kV	Ajout transformation	11/2000	1000

Pour les autres postes, des stratégies d'exploitation sont prévues pour pallier à leur congestion, tel que plus amplement expliqué à la pièce HQT-3, document, page 26.

**Q20.2** Pour chacun, veuillez préciser les démarches qui ont déjà été prises à l'égard de l'obtention des permis nécessaires à la réalisation de ces projets ?

**R20.2** **Aucun permis n'est requis pour ces projets.**

**Question 21.** “ Compte tenu de l'ensemble de ces prévisions de ventes d'électricité au Québec, le taux de croissance annuel moyen prévu de 2001 à 2010 pour la charge locale du transporteur est de 1,4 %, et ce tant pour l'énergie annuelle que pour la puissance à la pointe annuelle (d'hiver) et à la pointe d'été. Selon cette prévision, la pointe annuelle passera de 31 726 MW en 2001 à 35 989 MW en 2010. Ce taux signifie une croissance annuelle moyenne de 2,5 TWh au niveau de l'énergie et de respectivement 474 MW et 282 MW au niveau des pointes d'hiver et d'été. ” (HQT-4, doc. 2, p. 15)

Contexte : “ ... TransÉnergie ne prévoit pas de congestion sur son réseau de transport à court terme. Tous les investissements ou modes d'exploitation du réseau nécessaires au contrôle de cette congestion sont déjà planifiés. ” (HQT-3, doc. 1, p. 24)

**Q21.1** Est-ce que TransÉnergie prévoit une congestion sur son réseau de transport à moyen ou à long terme ?

**R21.1 Non, des additions et des modifications sont apportées au réseau de transport au fur et à mesure que se concrétise un besoin d'augmenter ou d'améliorer la capacité de transport. Les solutions envisagées pour éviter la congestion prennent habituellement la forme de celles présentées à la pièce HQT-3, Document 2 - Annexe 2.**

**Q21.2** Sinon, quels sont les facteurs qui ont mené TransÉnergie à suréquiper son réseau au point où elle aurait une capacité additionnelle sur un horizon de dix ans ?

**R21.2 TransÉnergie n'a pas suréquiper son réseau, tel que plus amplement démontré notamment à la pièce HQT-3, document 1, aux pages 24 à 26.**

**Q21.3** Si oui :

**Q21.3.1** Dans quel(s) corridor(s), aux quels postes ou autour de quel(s) centre(s) de consommation prévoit-elle de congestion, et sur quel horizon de temps ?

**R21.3.1 N/A**

**Q21.3.2** Quels sont les solutions envisagées par TransÉnergie pour répondre à ces besoins ?

**R21.3.2 N/A**

**Q21.4** Est-ce que TransÉnergie s'est concertée avec les autres unités d'Hydro-Québec pour comparer ces solutions avec celles se basant sur l'offre ou sur la demande d'électricité, pour déterminer la solution au moindre coût social, tenant compte de l'intérêt public et des préoccupations économiques, sociales et environnementales ?

**R21.4 Oui, TransÉnergie se consulte avec le distributeur, le cas échéant, pour déterminer la solution la moins coûteuse.**

**Q21.4.1** Le cas échéant, veuillez décrire la périodicité et les modalités de cette concertation, et déposer toute documentation y étant reliée.

**R21.4.1 Au besoin, dans le cadre des opérations courantes.**

**Q21.5** Est-ce qu'Hydro-Québec se considère obligée de combler les besoins énergétiques au moindre coût social, tenant compte de l'intérêt public et des préoccupations économiques, sociales et environnementales, et ce dans une perspective de développement durable ?

**R21.5 La présente question ne constitue pas une demande de renseignements, d'informations supplémentaires ou de précisions sur la preuve déposée par la demanderesse mais une demande d'opinion ne visant que l'argumentation éventuelle des parties sur les obligations légales, sociales ou réglementaires de la demanderesse, s'il y a lieu.**

**Nonobstant ce qui précède, Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente audience et qu'elle devrait être traitée, s'il y a lieu, dans le cadre de la cause tarifaire du distributeur.**

**Q21.5.1** Le cas échéant, veuillez décrire les démarches prise par Hydro-Québec à cet égard, et déposer toute documentation pertinente ?

**R21.5.1 Voir la réponse à la question 21.5 précédente.**

**Question 22.** Contexte : “ [L']éventualité [la plus grande pour Hydro-Québec] représente la compensation d'une perte de production consécutive à la défaillance d'un transformateur de 1 000 MW situé à Churchill Falls. ” (HQT-10, doc. 1, p. 58)

**Q22.1** Veuillez préciser l'estimation utilisée par Hydro-Québec de la probabilité de répétition d'un verglas majeur ?

**R22.1 Les données actuellement disponibles permettent d'identifier des régions plus**

sensibles au verglas. De manière générale, les scientifiques et météorologues constatent actuellement une tendance à l'accroissement des phénomènes climatiques extrêmes.

**Q22.2** Si le risque d'un autre verglas est suffisant pour justifier les nouvelles orientations précisées dans le témoignage de M. Daniel Vallant (HQT-3, doc. 1, p. 32), veuillez expliquer en quoi la perte de production consécutive à la défaillance d'un transformateur de 1 000 MW situé à Churchill Falls représente l'éventualité la plus grande pour Hydro-Québec ?

**R22.2** La perte de production de 1000 MW à Churchill sert à fixer la réserve d'exploitation requise à une exploitation fiable du réseau de transport d'Hydro-Québec, conformément aux normes édictées par le NERC et le NPCC. Tel que plus amplement expliqué à la pièce HQT-3, document 1, ces normes permettent de fixer les performances électriques du réseau.

Le risque associé au verglas ou aux autres incidents climatiques majeurs est d'un autre ordre et affecte plutôt la sécurité d'alimentation. La sécurité d'alimentation repose sur des méthodes de gestion du risque et fait appel à une approche axée davantage sur la topologie des infrastructures du réseau, tel qu'il appert de la réponse fournie à la question 2-01-F de STOP-Stratégies Énergétiques.

### 3. Questions adressées à M. Robert Benoît

**Question 23.** Contexte : " *TransÉnergie U.S. Ltd* . Cette filiale voit au développement de projets de transport aux États-Unis et en Australie. Ces projets sont principalement basés sur le concept de "ligne marchande" ... " (HQT-4, doc. 1, p. 21-22)

**Q23.1** Veuillez expliquer en détail ce concept ?

**R23.1** Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.

**Q23.2** Qui porte le risque dans le cas où les revenus d'utilisation ne couvrent pas les coûts fixes ?

**R23.2 L'actionnaire, le gouvernement du Québec.**

**Q23.3** Qui porte le risque pour les coûts de développement advenant le cas où ces projets ne sont pas éventuellement autorisés ?

**R23.3 L'actionnaire, le gouvernement du Québec.**

**Q23.4** Veuillez nommer tous les projets en cours, en indiquant pour chacun le montant global de l'investissement prévu ainsi que le montant qui devra être investi avant d'obtenir les autorisations ?

**R23.4 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q23.5** Veuillez pour chacun lister toutes les différentes autorisations requises, ainsi que les délais d'obtention prévus ?

**R23.5 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q23.6** Dans le cas du projet reliant le Connecticut et le Long Island, est-ce que la réalisation de ce projet permettra à Hydro-Québec d'augmenter ses exportations vers les États-Unis ? Le cas échéant, quel est l'intérêt de ce projet pour Hydro-Québec ?

**R23.6 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Question 24.** Contexte : “ La direction Commercialisation doit également voir à la mise en valeur et à l'optimisation de produits et services non réglementés pouvant être développés par TransÉnergie ou via des filiales sans coût additionnel pour sa clientèle réglementée. ” (HQT-4, doc. 1, p. 3)

**Q24.1** Veuillez expliquer comment Hydro-Québec prévoit gérer le conflit d'intérêt inhérent relié au fait qu'elle aurait confié au

même groupe la commercialisation des services réglementés et non réglementés ?

**R24.1 Hydro-Québec ne voit pas de conflit d'intérêt entre ces deux fonctions.**

**Q24.2** Comment est-ce que les charges de la direction Commercialisation sont-elles traitées pour refléter cette double mission ?

**R24.2 Voir réponse à la question 25 de la Régie.**

**Q24.3** Veuillez déposer des comptes détaillés des charges reliées aux activités de cette direction ?

**R24.3 Voir réponse à la question 25 de la Régie.**

#### **4. Questions adressées à M. Yves Nadeau**

**Question 25.** Contexte : “ Entre 2001 et 2010, nous prévoyons que les ventes d'électricité au Québec passeront de 156,7 TWh à 175,9 TWh ce qui représente une croissance totale 19,2 TWh et un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %. ” (HQT-4, doc. 2, p. 13)

**Q25.1** Est-ce que les prévisions dans le tableau à la page 13 sont avant ou après des interventions en efficacité énergétique ?

**R25.1 Dans le tableau de la page 13, les prévisions sont après les interventions en économie d'énergie.**

**Q25.1.1** Si avant, par combien TransÉnergie estime-t-elle que ces besoins pourront être réduits par des programmes d'efficacité énergétique ?

**R25.1.1 N/A**

**Q25.1.2** Si après, veuillez préciser l'apport prévu de l'efficacité énergétique pour chaque catégorie et pour chaque année ?

**R25.1.2 Voir tableau suivant.**

Catégories d'usage	Prévision d'économie d'énergie (scénario moyen - revue d'avril 2000) en GWh								
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Total - Domestique et agricole	513	515	514	507	501	490	451	418	400
Total - Général et institutionnel	603	575	555	528	503	488	474	463	455
Total - Industriel	1 180	1 168	1 171	1 167	1 161	1 150	1 142	1 130	1 119
Total - Autres	196	195	191	187	183	179	174	170	166
<b>Grand total</b>	<b>2 492</b>	<b>2 453</b>	<b>2 431</b>	<b>2 390</b>	<b>2 348</b>	<b>2 306</b>	<b>2 242</b>	<b>2 182</b>	<b>2 139</b>

Le tableau ci-haut des économies d'énergie présente les impacts des programmes d'économies d'énergie déployés par Hydro-Québec au cours de la dernière décennie et pris en compte dans la prévision de la demande d'électricité. En outre, la prévision de la demande d'électricité incorpore l'impact des économies d'énergie tendancielle, soit celles réalisées par les clients d'Hydro-Québec sans interventions de sa part.

**Question 26.** Contexte : “ La prévision à long terme des ventes d'électricité au Québec en énergie (TWh) et des besoins du réseau au Québec en énergie (TWh) et en puissance (MW) est revue une fois par année. La prévision pour les années de court terme (année courante et deux années suivantes) est revue deux fois par année. (HQT-4, doc. 2, p. 10)

**Q26.1** Est-ce que TransÉnergie a accès à ces prévisions d'Hydro-Québec ?

**R26.1** Oui, TransÉnergie a accès aux révisions de prévision d'Hydro-Québec.

**Q26.1.1** Si oui, veuillez déposer une copie de la prévision la plus récente ?

**R26.1.1** La régie dispose de la prévision la plus récente (tableau de la page 13).

**Q26.1.2** Sinon, veuillez expliquer les motifs pour lesquels elle est y refusée l'accès ?

**R26.1.2** N/A

**Question 27.** Contexte : “ L'ensemble des prévisions énergétiques retenues par Hydro-Québec reflète une évolution de la demande d'électricité considérée comme la plus probable. Toutefois, les prévisions de ces intrants et de leurs impacts sur les prévisions de la demande d'électricité, sont entachées d'une certaine incertitude. ” (HQT-4, doc. 2, p. 11)

**Q27.1** Est-ce qu'Hydro-Québec fait toujours des scénarios de la croissance de la demande autre que le “ scénario moyen ” ?

**R27.1** Oui, Hydro-Québec effectue d'autres scénarios de demande d'électricité.

**Q27.1.1** Fait-elle des scénarios fort, moyen et faible ?

**R27.1.1** Oui, pour la prévision à long terme, elle réalise les scénarios fort, moyen et faible.

**Q27.1.2** Fait-elle d'autres scénarios également ?

**R27.1.2** Non.

**Q27.1.3** Veuillez produire des tableaux similaires à celui à la page 13, basés sur chacun des scénarios alternatifs étudiés par Hydro-Québec ?

**R27.1.3** TransÉnergie tient compte du scénario moyen présenté en réponse à la question 16.1 de la Régie.

## 5. Questions adressées à M. Albert Chéhadé

### 5.1 Principes

**Question 28.** Contexte : “ En vertu de ses obligations, le transporteur doit répondre de façon fiable aux besoins de la charge locale. La planification de même que l'exploitation du réseau de transport sont effectuées pour répondre à cette exigence. Ainsi, le réseau comprend tous les actifs de transport reliés à la fiabilité et à la sécurité d'approvisionnement du réseau. Ceci inclut notamment les interconnexions, même en l'absence d'exportation. Les dépenses et les investissements étant engagés pour la charge locale, il va de soi que la

responsabilité ultime d'assumer le coût du service de transport appartient aux clients de charge locale qui bénéficient de l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec." (HQT-10, doc. 1, p. 9)

**Q28.1** Est-ce que, selon Hydro-Québec, la seule raison ayant menée à la construction de toutes les interconnexions a été pour augmenter la fiabilité et à la sécurité d'approvisionnement du réseau ?

**R28.1** Hydro-Québec n'a jamais prétendu que " la seule raison ayant mené à la construction de toutes les interconnexions a été pour augmenter la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement du réseau " ; la possibilité d'exporter de l'électricité a de tout temps été un élément important de la justification de la construction des interconnexions.

Certaines de nos interconnexions sont en exploitation depuis les années 1910-1930. La majorité de celles-ci peuvent fonctionner aussi bien en mode import qu'en mode export.

L'interconnexion avec Terre-Neuve est actuellement exploitée uniquement en mode import, pour acheminer sur le réseau d'Hydro-Québec l'énergie provenant de la centrale des Churchill Falls. Elle est donc totalement utile à l'alimentation de la charge locale. Par ailleurs, les interconnexions avec les réseaux voisins situés sur le territoire québécois, les plus importants étant Alcan et Maclaren, servent régulièrement à des échanges de puissance et d'énergie essentiels à la sécurité des approvisionnements pour la charge locale.

Avec les réseaux des États voisins, les interconnexions importantes les plus récentes sont :

Matapedia-Eel River, 1971-1972 ;

Madawaska-Edmunston, 1984-1985 ;

Châteauguay-Massena, 1978-1980 ;

**Bedford-Highgate, 1985 ;**

**RMCC phase II, 1991**

**Ontario-Outaouais (temporaire), 1998.**

**Ontario-Outaouais (permanente), en cours d'autorisation au moment d'écrire ces lignes.**

**Toutes ces interconnexions peuvent servir à l'importation d'électricité. Par exemple, les interconnexions avec le Nouveau-Brunswick sont essentielles à l'acheminement de la puissance (400 MW) qu'Hydro-Québec achète d'Énergie Nouveau-Brunswick pour sécuriser les besoins de la charge locale pendant la pointe hivernale. Ainsi, non seulement la construction des interconnexions était justifiée économiquement par les exportations qu'Hydro-Québec peut faire vers le Nouveau-Brunswick mais, par surcroît, Hydro-Québec peut se dispenser d'avoir dans son parc de production un équipement de pointe de 400 MW, considérablement plus coûteux que les interconnexions.**

**Les documents joints en réponse à la question 28.1.1 ci-après démontrent éloquemment que la construction des interconnexions a été, dans la majorité des cas, justifiée en partie par les besoins de la charge locale. En outre, comme nous l'expliquons la construction de certaines de ces interconnexions a pu éviter des investissements importants en production.**

**Parmi les nombreux avantages qu'offrent les interconnexions, citons les exemples suivants tirés des documents joints aux présentes :**

- alimentation de la Gaspésie par le Nouveau-Brunswick en cas d'une défaillance de transport dans la région de Lévis ;**

- alimentation d'urgence en provenance de l'Ontario ou de l'État de New York, par le poste Châteauguay ;
- diminution de la réserve requise ;
- économie d'une turbine à gaz de 1000 MW grâce à l'interconnexion avec l'État de New York ;
- souplesse d'exploitation qui améliore la fiabilité et la sécurité du réseau ;
- importation d'énergie lors de faible hydraulité ;
- importation de puissance en pointe ; etc.

Notons en outre que les besoins en équipements pour les exportations ont souvent été comblés en devançant la construction d'équipements qui étaient de toute façon requis pour la deserte de la charge locale. C'est le cas de la ligne RNDC, qui était nécessaire pour amener dans le sud du Québec l'énergie du complexe La Grande. Sa mise en service a été devancée d'environ 2 ans, ce qui a entraîné des économies appréciables sur le coût de construction, tout en générant des revenus appréciables grâce aux ventes ainsi réalisées sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre.

**Voir également la pièce HQT-3, document 1.**

**Q28.1.1** Veuillez fournir des documents (ex. résolutions du C.A. d'Hydro-Québec, demandes d'autorisation auprès du Conseil des ministres) pour justifier la réponse ?

**R28.1.1** Voir les pièces HQT-13, documents 1.1, 1.3 et 1.4 et HQT-2, document 2.2.1.

**Q28.1.2** Sinon, veuillez préciser, pour chaque interconnexion, les autres motifs invoqués lors de la demande d'autorisation ?

**R28.1.2** Voir réponse à la question 28.1 précédente.

**Q28.2** Le cas échéant, pour chaque interconnexion veuillez estimer l'importance relative de chacun de ces motifs par rapport à celui de la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement.

**R28.2** On ne peut mesurer l'importance de la fiabilité et de la sécurité d'approvisionnement en comparant la quantité d'énergie exportée et importée. En effet, chaque kWh importé est lié à la fiabilité et à la sécurité d'approvisionnement, ce qui n'est pas le cas des kWh exportés.

De plus, cette contribution des interconnexions à la fiabilité et à la sécurité des approvisionnements des Québécois s'exprime également en partage de réserve et en MW, avantages qui ne sont pas captés par les mesures présentées en 28.2.1 et 28.2.2.

**Q28.2.1** Pour chaque interconnexion, veuillez fournir le nombre de MWh exporté en 1998, 1999 et 2000 ?

**R28.2.1** Nombre de GWh aux fins de transit en mode livraison par interconnexion pour 1998, 1999 et 2000.

#### Mode livraison (GWh)

Interconnexions	Churchill Falls	Alcan	Ontario	Maclaren	New York	Nouvelle-Angleterre	Nouveau-Brunswick
Année 1998	0	2 568	1 116	256	2 787	10 009	1 912
Année 1999	0	2 664	1 670	128	5 191	10 905	3 331
Année 2000 *	0	1 362	799	11	4 721	6 765	1 191

- Du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin seulement en 2000.

**Q28.2.2** Pour chaque interconnexion, veuillez fournir le nombre de MWh importé en 1998, 1999 et 2000 ?

**R28.2.2** Nombre de GWh aux fins de transit en mode réception par interconnexion pour 1998, 1999 et 2000.

**Mode réception (GWh)**

Interconnexions	Churchill Falls	Alcan	Ontario	Maclaren	New York	Nouvelle-Angleterre	Nouveau-Brunswick
Année 1998	34 384	2 759	594	311	1 449	24	622
Année 1999	31 709	4 203	905	375	1 144	1	807
Année 2000 *	17 698	1 976	814	251	21	2	16

\* Du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin seulement en 2000.

**Q28.3** Pour chaque chemin de transport utilisé pour les ventes de point à point (ex. de Radisson à RNDC-NEPEX, de Châteauguay à la frontière de l'État de New-York, de Montréal à Bedford/Highgate ainsi que de Churchill et de Manic à Montréal), veuillez préciser :

- d) les actifs (du liste détaillée HQT-7, doc. 3.1) impliqués,
- e) leurs valeurs au livres,
- f) le débit moyen (dans chaque direction, le cas échéant) en 1998, 1999 et 2000,
- g) le débit moyen (dans chaque direction, le cas échéant) en 1998, 1999 et 2000 aux fins des transits de point à point.

**R28.3d) Le système comptable utilisé par Hydro-Québec ne permet pas d'isoler les actifs associés aux interconnexions ou même aux différents chemins d'interconnexions présentés sur le système OASIS. De ce fait, certains types d'équipements peuvent desservir d'autres composantes que seulement des interconnexions et la portion interconnexion peut desservir plus d'un chemin d'interconnexion, ce qui rend donc difficile l'appariement entre les différents actifs et les chemins d'interconnexions.**

Pour les fins d'informations en matière d'allocation des coûts de transport par fonction, nous avons réalisé un premier exercice de séparation des équipements servant aux interconnexions du reste du réseau de

transport. Toutefois, nous ne sommes pas en mesure d'aller au deuxième niveau qui nous permettrait de séparer les actifs par chemins d'interconnexions.

Pour une liste des principales composantes des différents liens d'interconnexions, veuillez vous référer à la question #13.1 de la Régie de l'énergie.

R28.3e) Voir réponse en d).

L'estimation de la valeur nette des différents liens d'interconnexions est de 1 420 M\$, telle que présentée à la pièce HQT-10, document 2, page 3, ligne 12.

R28.3f) Débit horaire moyen en MWh aux fins de transit en mode livraison par chemin d'interconnexion pour 1998, 1999 et 2000.

Interconnexion	CFalls	Alcan	Ontario						Maclaren		New York		Nouvelle-Angleterre			NB *
			CFalls	ALCA	DYMO	OTTO	CHNO	CHAT	MAHO	LAW	MAFA	MATI	CRT	MASS	HIGH	
Année 1998	0	293	7	0	5	19	0	97	0	29	69	249	152	946	45	218
Année 1999	0	304	5	0	6	48	0	132	0	15	111	481	169	1 039	36	380
Année 2000**	0	312	13	0	9	48	0	114	0	3	156	925	176	1 334	38	273

\* NB = Nouveau-Brunswick

\*\* Moyenne du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin seulement en 2000

**Légende pour le tableau précédent :**

Interconnexion	Chemin
Churchill Falls	. Churchill Falls (CFalls)
Alcan	. Alcan (ALCA)
Ontario	. Dymond (DYMO) . Otto-Holden (OTTO) . Chenaux (CHNO) . Chats Falls (CHAT) . Hawthorne (MAHO) . St. Lawrence (LAW)
Maclaren	. High Falls (MAFA)

	. Maclaren (MATI)
New York	. Boundary (CRT) . Massena (MASS)
Nouvelle-Angleterre	. Highgate (HIGH) . Comerford / Sandy Pond (NE) . Derby (DER)
Nouveau-Brunswick	. Eel River / Edmunston / Saint-André (NB)

**R28.3g) Débit horaire moyen en MWh aux fins de transit  
en mode réception par chemin d'interconnexion  
pour 1998, 1999 et 2000.**

Interconnexions	CFalls	Alcan	Ontario						Maclaren		New York		Nouvelle-Angleterre			NB *
	CFalls	ALCA	DYMO	OTTO	CHNO	CHAT	MAHO	LAW	MAFA	MATI	CRT	MASS	HIGH	NE	DER	NB
Année 1998	3 925	315	0	26	0	7	0	35	24	12	0	165	3	0	0	71
Année 1999	3 620	480	0	17	0	14	0	72	30	13	0	131	0	0	0	92
Année 2000**	4 052	452	0	14	0	20	0	153	38	20	0	5	0	1	0	4

\* NB = Nouveau-Brunswick

\*\* Moyenne du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin seulement en 2000

**Légende pour le tableau précédent :**

Interconnexion	Chemin
Churchill Falls	. Churchill Falls (CFalls)
Alcan	. Alcan (ALCA)
Ontario	. Dymond (DYMO) . Otto-Holden (OTTO) . Chenaux (CHNO) . Chats Falls (CHAT) . Hawthorne (MAHO) . St. Lawrence (LAW)
Maclaren	. High Falls (MAFA) . Maclaren (MATI)
New York	. Boundary (CRT) . Massena (MASS)
Nouvelle-Angleterre	. Highgate (HIGH) . Comerford / Sandy Pond (NE) . Derby (DER)
Nouveau-Brunswick	. Eel River / Edmunston / Saint-André (NB)

**Question 29.** Contexte : “ Toutefois, TransÉnergie peut par la commercialisation des excédents de capacité réduire la part du coût de service assumée par les clients de charge locale. Par conséquent, le coût que la charge locale aura véritablement à supporter est directement relié à la quantité d’excédents que TransÉnergie aura réussie à commercialiser. ” (HQT-10, doc. 1 p. 9)

**Q29.1** Est-ce ce coût dépend seulement de la quantité d’excédents que TransÉnergie aura réussie à commercialiser, ou dépend-il également du *prix* auquel cela se fait ?

**R29.1** Il dépend également du prix auquel cela se fait.

**Question 30.** Contexte : “ Si des coûts devaient être associés à la composante énergie, ils devraient correspondre aux coûts variables associés à l’utilisation du réseau de transport, c’est-à-dire les coûts additionnels que le transporteur doit assumer pour effectuer une transaction supplémentaire. Ces coûts représentent une très faible proportion des charges d’exploitation du transporteur : ils pourraient correspondre, par exemple, à la rémunération des employés du Centre de Conduite du Réseau et de OASIS qui réalisent les transactions. ” (HQT-10, doc. 1, p. 13)

**Q30.1** Est-ce que les salaires des employés du Centre de Conduite du Réseau et de OASIS varient avec le nombre de transactions qu’ils effectuent ?

**R30.1** Voir réponse à la question 30.2 du RNCREQ.

**Q30.2** Sinon, en quoi leur rémunération pourrait représenter les coûts additionnels que le transporteur doit assumer pour effectuer une transaction supplémentaire ?

**R30.2** Leur rémunération pourrait constituer des coûts additionnels lorsque la charge de travail augmente et nécessite l’embauche de nouveaux effectifs ou la réalisation d’heures supplémentaires de travail.

**Mais cette éventualité est très théorique et c’est pourquoi Hydro-Québec suggère que le coût**

**variable d'une transaction additionnelle est pratiquement nul.**

**Question 31.** Contexte : “ Comme il peut y avoir des fluctuations relativement importantes des transactions de court terme, il est proposé d'établir à chaque année une prévision de ces revenus selon la moyenne des revenus réalisés au cours des années antérieures et selon une période suffisamment longue pour être représentative. Cette méthode, basée sur l'historique, permet de capter les tendances dans l'évolution des ventes à court terme tout en minimisant l'impact des conditions changeantes reliées aux prix de l'énergie sur les marchés externes. ” (HQT-10, doc. 1, p. 15-16)

**Q31.1** Veuillez expliquer en quoi cette approche est conforme aux principes de l'année témoin projetée tels que présentés dans la preuve d'Hydro-Québec dans le dossier R-3405-98 ainsi qu'avec la décision D-99-120.

**R31.1** **L'établissement des revenus des ventes à court terme pour l'année 2001 est tout à fait conforme aux principes de l'année témoin projetée puisqu'il s'appuie sur une prévision. Cette prévision correspond à la moyenne des revenus réalisés au cours des années antérieures.**

**Q31.2** Veuillez préciser si, pour les causes tarifaires à venir, Hydro-Québec propose d'utiliser toujours le moyen des données historiques depuis 1997, ou un “ moyen roulant ” (*rolling average*) sur quatre ans ?

**R31.2** **La méthode définitive reste à être déterminée. Hydro-Québec entend toutefois considérer une période suffisamment longue pour être représentative afin de capter les tendances dans l'évolution des ventes à court terme tout en minimisant l'impact des conditions changeantes sur les marchés externes. En 2001, toutes les données historiques disponibles ont été considérées pour la prévision des revenus associés aux ventes à court terme.**

**Q31.3** Pourquoi ne serait-il pas préférable de prévoir les revenus du service court terme sur la base d'une prévision des

---

capacités qui seront réservées par Hydro-Québec et sur les rabais qu'offrira TransÉnergie ?

**R31.3 Les services de transport de court terme de point à point sont offerts afin d'optimiser l'utilisation du réseau de transport et ainsi, réduire les coûts assumés par les clients de long terme. Hydro-Québec considère qu'il est préférable de prévoir les revenus qui sont l'objectif à atteindre plutôt que les capacités réservées de court terme puisque ces dernières subissent d'importantes fluctuations d'année en année en fonction des capacités disponibles en production et en transport de même que du niveau des prix sur le marché. Il est ainsi préférable de prévoir directement la variable qui influence les revenus assumés par les utilisateurs des services de long terme.**

**Q31.4** Veuillez produire un tableau similaire à celui sur la page 16 indiquant les capacités réservées à court terme pour chaque année, ainsi que le prix moyen obtenu par MW par heure ?

**R31.4 Se référer à la réponse de la question 57 de la Régie.**

**Q31.5** Est-ce que le Groupe Production d'Hydro-Québec fait des prévisions de ses ventes à court terme en exportation pour l'année à venir ?

**R31.5 En raison de la séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec effectuée le 1<sup>er</sup> mai 1997, TransÉnergie n'a pas accès aux prévisions effectuées par le groupe Production pour leur planification stratégique des exportations à court terme, pas plus qu'elle n'a accès aux prévisions des autres utilisateurs potentiels. Aucune modalité du *Contrat du service de transport* actuellement en vigueur n'oblige le client du service de point à point à fournir au transporteur une prévision concernant ses réservations pour la prochaine année. Toutefois, Hydro-Québec propose**

**d'introduire un préavis de 60 jours pour la reconduction des contrats fermes.**

**Q31.6** Si oui, est-ce que TransÉnergie a accès à ces prévisions ?

**R31.6** **Se référer à la réponse 31.5.**

**Q31.6.1** Sinon, veuillez préciser pour quels motifs l'accès y est refusé ?

**R31.6.1** **Se référer à la réponse 31.5.**

**Q31.7** Veuillez fournir une estimation des capacités qui seront réservée (court terme) pour l'année témoin 2001, ainsi que les revenus qui en découleront ?

**R31.7** **Tel que mentionné à la réponse 31.3, aucune prévision des capacités qui seront réservées à court terme n'est effectuée. Hydro-Québec prévoit cependant pour l'année 2001 des revenus des ventes à court terme de 11,2 M\$ (incluant des pertes de 5,2 %).**

## **5.2 Tarifs de point à point**

**Question 32.** Contexte : Selon le tableau à la page 16 de HQT-10, doc. 1, les revenus de TransÉnergie des ventes à court terme se sont augmenté de 3,7 M\$ en 1998 à 22,4 M\$ en 1999, pour ensuite descendre encore une fois à 4,9 M\$ dans les premiers six mois de 2000.

**Q32.1** Veuillez expliquer ces variations et fournir des chiffres et des documents à l'appui ?

**R32.1** **La hausse des revenus des transits à court terme de 1998 à 1999 s'explique par une hausse des ventes d'électricité d'Hydro-Québec sur les marchés externes. Ainsi, avec un niveau relativement semblable de réservations annuelles en 1998 et en 1999, Hydro-Québec a dû réserver un niveau plus important de capacités de court terme en 1999 pour faire face à ses obligations sur les marchés.**

Les revenus des ventes à court terme ont ensuite diminué en 2000 dû à l'utilisation plus importante de réservations annuelles par Hydro-Québec, celles-ci passant de 2 904 MW en 1999 à 4 000 MW en 2000 (en excluant les pertes) (voir la pièce HQT-10, document 1, page 20, ligne 1).

Dans la réponse à la question 57.1 de la Régie de l'énergie, Hydro-Québec présente sur une base mensuelle les revenus des ventes à court terme depuis 1997.

**Q32.2** Veuillez fournir, pour chacune des années 1997, 1998, 1999 et 2000 :

a) la somme des capacités réservées pour le service de point à point au tarif horaire, journalier, hebdomadaire et mensuel (en MW-heure, MW-jour, etc.), et

**R32.2a) Les capacités réservées pour les services de point à point de court terme (horaire, journalier, hebdomadaire et mensuel) sont présentées à la réponse de la question 57.1 de la Régie.**

b) le prix moyen obtenu pour chaque catégorie tarifaire.

**R32.2b) Les prix unitaires moyens pour les services de point à point de court terme sont présentés à la réponse de la question 60.1 de la Régie.**

**Q32.3** Dans la mesure où ces variations s'expliquent par les rabais consentis par TransÉnergie, veuillez expliquer en détail la relation entre les rabais consentis et les revenus ?

**R32.3 Ces variations ne s'expliquent pas par les rabais consentis.**

Voir réponse à la question 32.1 du RNCREQ .

**Question 33.** Contexte : “ Ainsi, pour l’année 2001, les revenus des ventes à court terme sont estimés à 11 M\$. Les revenus requis résiduels aux fins du calcul des tarifs correspondent alors à 2 674 M\$. ” (HQT-10, doc. 1, p. 16)

**Q33.1** Veuillez fournir les chiffres correspondant pour les années 1998, 1999 et 2000 ?

**R33.1** Le tableau suivant présente le calcul des revenus requis résiduels pour les années 1999 et 2000.

Établissement des revenus requis résiduels		
	1999	2000
Revenus requis totaux (M\$)	2 592 <sup>(1)</sup>	2 624 <sup>(2)</sup>
- Ventes à court terme (M\$)	(22)	(10) <sup>(3)</sup>
= Revenus requis résiduels (M\$)	2 570	2 614

(1) Établi à partir d’une base de tarification de 14 419 M\$, d’un taux de capitalisation de 30 %, d’un coût de la dette de 9,97 % et d’un rendement sur l’avoir propre de 10,6 %.

(2) Établi à partir d’une base de tarification de 14 346 M\$, d’un taux de capitalisation de 30 %, d’un coût de la dette de 9,98 % et d’un rendement sur l’avoir propre de 10,6 %.

(3) Montant estimé pour l’année 2000 en se basant sur des revenus réels de 4,9 M\$ (incluant pertes) au 30 juin 2000.

**Question 34.** Contexte : “ Hydro-Québec est actuellement le principal utilisateur des services de transport de point à point et les transits contractés par Hydro-Québec sont tous des transits d’exportation (“ wheel-out ”). ” (HQT-10, doc. 1, p. 19)

**Q34.1** Est-ce qu’Hydro-Québec utilise également les services de point à point pour ses importations faisant partie d’une transaction achat-vente ? Sinon, pourquoi ?

**R34.1** Il n’est pas nécessaire d’utiliser le service de transport de point à point pour les achats d’électricité qu’Hydro-Québec effectue sur les marchés externes.

**En effet, les interconnexions avec les réseaux voisins sont désignées comme ressources en réseau pour la desserte de la charge locale, conformément aux dispositions applicables des**

**Tarifs et conditions.** Le coût du transport pour l'importation de cette énergie est compris à même le coût du transport attribuable à la charge locale, il n'y a donc pas de frais additionnels pour cela.

Par ailleurs, même si le producteur — ou tout autre client du service de transport — devait utiliser le service de transport de point à point pour les importations d'électricité, il pourrait le faire sans frais additionnels — s'il détient déjà une réservation pour du service de transport ferme de point à point pour fins d'exportation — conformément aux dispositions de l'article 22.1 des *Tarifs et conditions*. En vertu de celles-ci, tout client du service de transport qui détient une réservation pour du transport ferme du point A vers le point B peut, sans frais additionnels, changer les points de livraison et de réception, en les inversant. Il détient maintenant une réservation pour du transport — non ferme, cependant — du point B vers le point A, que le transporteur honorera en fonction des disponibilités.

En outre, dans le cas d'une transaction où l'achat et la vente sont tous deux effectués sur les marchés externes (par exemple un client du service de transport achète de l'énergie en Ontario pour la revendre dans l'État de New York, en transitant sur le réseau d'Hydro-Québec) le service de transport de point à point en est un de transit interrégion pour lequel le client paie un tarif unique ; il ne paie pas une fois pour le transit d'importation et une autre fois pour le transit d'exportation.

Ces explications sont de plus pleinement justifiées sur le plan économique. En effet, d'une part, le fait d'importer de l'énergie, à quelque fin que ce soit, ne sollicite pas davantage le réseau et, partant, n'entraîne pas de dépenses additionnelles. Il n'est donc pas justifié d'imposer des frais pour le transport à

l'importation. D'autre part, l'arbitrage que peuvent effectuer les clients du service de transport d'Hydro-Québec, grâce à des opérations d'achats-reventes, génère des revenus — pour du service de transport de point à point — qui réduisent d'autant le coût de transport devant être assumé par les clients de la charge locale. Plus le coût du transport serait élevé, moins cet arbitrage serait rentable et, à la limite, il deviendrait impraticable, a fortiori s'il fallait payer le transport deux fois.

**Q34.2** Si oui, veuillez fournir les capacités réservées et les montants facturés pour 1998, 1999 et 2000 ?

**R34.2** Voir réponse à la question 34.1 précédente.

**Question 35.** Contexte : “ Dans le cadre de ses transits vers les marchés externes, Hydro-Québec réserve sur une base annuelle et mensuelle des capacités fermes de transport de point à point. Ces capacités lui sont nécessaires entre autres pour faire face à ses obligations contractuelles avec des clients externes. ” (HQT-10, doc. 1, p. 19)

**Q35.1** Veuillez fournir un tableau indiquant pour chacune de ces obligations contractuelles la date où la réservation a été faite pour les années 1999, 2000 et 2001, le terme (mensuel ou annuel) et le prix payé pour le service de transport ?

**R35.1** Voir pièce HQT-4, document 4.

**Question 36.** Contexte : “ Hydro-Québec propose que la prévision des réservations annuelles de point à point soit établie à chaque année en fonction de la moyenne des années antérieures, tout comme pour la prévision des revenus des ventes à court terme. ” (HQT-10, doc. 1, p. 19)

**Q36.1** Pourquoi ne serait-il pas préférable de prévoir les revenus du service à long terme sur la base d'une prévision des capacités qui seront réservées par Hydro-Québec et sur les tarifs de TransÉnergie ?

- R36.1** L'approche avancée à la présente question est celle proposée par Hydro-Québec. Les pointes annuelles prévues pour la charge locale et les clients en réseau intégré de même que les réservations prévues pour le service de point à point annuel servent à établir le tarif annuel. La prévision des revenus du service de long terme correspond à la prévision des réservations annuelles, multipliée par le tarif annuel (HQT-10, document 1, page 29, lignes 17 à 19).
- Q36.2** Veuillez produire un tableau similaire à celui sur la page 20 indiquant les capacités réservées à long terme pour chaque année, ainsi que le prix moyen obtenu par MW par mois ?
- R36.2** Les réservations de long terme pour 1997, 1998, 1999 et 2000 sont déjà présentées dans le tableau de la page 20. Seule la colonne " *Total* " présente des données prévisionnelles, les autres sont constituées de données historiques. Pour ce qui est du prix moyen obtenu par MW par mois, le prix mensuel associé au tarif annuel applicable depuis le 1<sup>er</sup> mai 1997 est 1/12 de 71,09 \$/kW-an.
- Q36.3** Veuillez fournir une explication de l'augmentation importante des revenus réalisés en 2000 par rapport aux années antérieures, chiffres à l'appui ?
- R36.3** La croissance des revenus annuels associés au service de point à point de long terme en 2000 est attribuable à une augmentation des réservations de long terme. Les conventions de service en vigueur en 2000 sont présentées à la pièce HQT-4, document 3.
- Q36.4** Veuillez fournir une estimation des capacités qui seront réservée (long terme) pour l'année témoin 2001, ainsi que les revenus qui en découleront ?
- R36.4** La prévision des capacités réservées de long terme correspond à 3 844 MW (incluant des pertes de 5,2 %). Cette prévision est présentée à la pièce HQT-10, document 1, pages 19-20. Les

revenus associés à cette prévision s'établissent à 289 M\$ (HQT-10, document 1, page 29, lignes 17-19).

**Question 37.** Contexte : Le tableau à la page 21 (HQT-10, doc. 1) présente les besoins prévus en 2001 pour la charge locale, le service en réseau intégré et le service de point à point, ainsi que leur somme arithmétique.

**Q37.1** Veuillez expliquer comment il est approprié d'additionner la charge locale et le besoin estimé de service de point à point, sans avoir démontré que l'utilisation du service de point à point se concentre à la pointe annuelle ou qu'il utilise les mêmes parcours que ceux utilisés pour desservir la pointe locale ?

**R37.1** La détermination des besoins de transport prévus pour 2001 a pour objectif d'établir la base de facturation (35 570 MW) qui servira au calcul du tarif de transport annuel. Cet exercice consiste à déterminer le nombre de MW sur lesquels sont partagés les revenus requis de transport.

De cette façon, la facture totale du transport sera répartie en fonction d'une part, de la prévision des besoins pour les clients de la charge locale et ceux du service en réseau intégré et d'autre part, des réservations annuelles des clients du service de point à point de long terme peu importe s'ils utilisent ou non les mêmes parcours que ceux de la charge locale.

De plus, l'addition des réservations annuelles de point à point aux besoins de la charge locale est équitable et plus appropriée puisque :

- une réservation de point à point autorise son détenteur à utiliser toute la capacité (prévue à la réservation), en tout temps et à sa discrétion. On ne peut présumer qu'il ne le fera pas.

- cette méthode est avantageuse pour la charge locale puisqu'elle contribue à réduire sa facture de transport via un tarif de transport annuel plus petit.

**Q37.2** Veuillez fournir, pour les années 1998, 1999 et 2000, les charges en service de point à point ferme et non ferme réellement transitées au moment de la pointe du réseau ?

**R37.2** TransÉnergie ne mesure pas séparément le transit du service de point à point ferme par rapport à la portion non ferme. Cette répartition n'est donc pas disponible en termes de puissance réellement transitée.

Le tableau suivant présente, pour l'ensemble du service de point à point, la puissance transitée au moment de la pointe du réseau des années 1998 à 2000. Ces valeurs excluent les pertes de transport.

Date de la pointe du réseau	Service de point à point ferme et non ferme (MW)
31-déc-1998 à 17h	2 760
14-janv-1999 à 18h	1 666
19-janv-2000 à 8h	1 924

**Question 38.** Contexte : Selon le tableau à la page 22 (HQT-10, doc. 1), la facturation selon le contrat actuel pour la charge locale s'élève à 2 218 M\$, soit le montant spécifié à l'Appendice H du *Contrat* (2 260 M\$) moins les 42 M\$ reçu d'Ontario Hydro et de CRT.

**Q38.1** Veuillez préciser, pour chaque mois des années 1997, 1998, 1999 et 2000, toutes les composantes de la facturation pour le service en réseau intégré selon l'art. 34 du *Contrat*, soit :

**Q38.1.1** la charge en réseau mensuelle du Groupe services énergétiques,

**R38.1.1** Comme la charge locale n'était que le seul client du transporteur à bénéficier d'un service en réseau intégré de 1997 à 2000, sa facture était égale à 100 % des revenus requis identifiés à l'appendice H du *Contrat de transport*. À chaque mois, la charge locale s'est donc vue facturer un douzième (1/12) de ce montant. Par facturation interne, le *Groupe Services énergétiques* a également remboursé sur une base annuelle un montant de 42 M\$ à la charge locale pour les contrats avec *Ontario Hydro* et *Cedar Rapids Transmission (CRT)* qui avaient été considérés comme clauses grand-père lors de l'établissement des tarifs de 1997.

La facturation de la charge locale par le transporteur n'a donc pas nécessité l'identification de la charge en réseau mensuelle.

**Q38.1.2** la pointe mensuelle du réseau de transport,

**R38.1.2** Voir réponse à la question 38.1.1.

**Q38.1.3** l'utilisation de pointe coïncidente de tous les clients du service de transport ferme de point à point,

**R38.1.3** Voir réponse à la question 38.1.1.

**Q38.1.4** la capacité réservée de tous les clients du service de transport ferme de point à point,

**R38.1.4** Voir réponse à la question 38.1.1.

**Q38.1.5** la charge mensuelle du réseau de transport, et

**R38.1.5** Voir réponse à la question 38.1.1.

**Q38.1.6** le ratio de charge du Groupe services énergétiques.

**R38.1.6** Voir réponse à la question 38.1.1.

**Q38.2** Veuillez indiquer le montant précis que TransÉnergie a facturé le Groupe services énergétiques chaque mois pour le service en réseau intégré pour les années 1997, 1998, 1999 et 2000, documents à l'appui ?

**R38.2** Tel qu'énoncé en réponse à la question 38.1.1, les factures mensuelles du Groupe Services énergétiques pour les années 1997 à 2000 s'élèvent à 188 333 333,33 \$, soit 1/12 de 2 260 M \$. Une facture type payée au transporteur est présentée comme pièce HQT-4, document 5.

**Question 39.** Contexte : “ Le tarif du service point à point mensuel est déterminé par le rapport entre les revenus requis résiduels de 2 674 M\$ et la somme des capacités maximales appelées mensuelles de transport prévues pour l'année 2001, soit 333 210 MW. Le tarif du service point à point mensuel est déterminé par le rapport entre les revenus requis résiduels de 2 674 M\$ et la somme des capacités maximales appelées mensuelles de transport prévues pour l'année 2001, soit 333 210 MW. ” (HQT-10, doc. 1, p. 25)

**Q39.1** Veuillez expliquer en détail comment le chiffre de 333 210 MW a été obtenu ?

**R39.1** Le chiffre de 333 210 MW correspond à la somme des douze pointes mensuelles de transport prévues pour 2001 pour la charge locale, des douze pointes mensuelles de transport prévues pour 2001 pour le service en réseau intégré et des capacités réservées pour le service de point à point annuel sur une base mensuelle. Lorsqu'on réfère au tableau de la pièce HQT-10, document 1, page 21, ligne 5, le chiffre de 333 210 MW correspond à la somme des 12 chiffres mensuels inscrits à la colonne “ Total ”.

**Q39.2** Veuillez fournir le chiffre correspondant ainsi que sa dérivation pour les années 1998, 1999 et 2000 ?

**R39.2** Les tableaux qui suivent présentent la somme des pointes mensuelles de transport réelles des clients de charge locale et des clients du réseau intégré et des réservations de long terme (incluant pertes) des clients du service de point à point pour les années 1998, 1999 et 2000. En raison de l'arrondissement à l'unité, les totaux présentés dans les tableaux suivants peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments.

**Besoins de transport (MW) - Année 1998**

Mois	Charge locale	Service en réseau intégré	Service de point à point	Total
Janvier	27 132	0	2 894	30 026
Février	26 536	0	2 894	29 430
Mars	26 756	0	2 894	29 650
Avril	21 794	0	2 894	24 689
Mai	17 020	0	2 894	19 914
Juin	17 237	0	2 894	20 131
Juillet	16 529	0	2 894	19 423
Août	17 217	0	2 894	20 112
Septembre	17 138	0	2 894	20 032
Octobre	19 024	0	3 108	22 132
Novembre	22 204	0	3 108	25 313
Décembre	27 882	0	3 108	30 990
<b>Total</b>	<b>256 468</b>	<b>0</b>	<b>35 374</b>	<b>291 843</b>

**Besoins de transport (MW) - Année 1999**

Mois	Charge locale	Service en réseau intégré	Service de point à point	Total
Janvier	30 897	0	3 108	34 005
Février	27 263	0	3 108	30 372
Mars	25 425	0	3 162	28 586
Avril	21 237	0	3 173	24 410
Mai	17 820	0	3 173	20 993
Juin	17 977	0	3 173	21 150
Juillet	17 812	0	3 173	20 985
Août	17 766	0	3 173	20 939
Septembre	18 200	0	3 173	21 372
Octobre	21 173	0	2 959	24 131
Novembre	24 554	0	2 959	27 513
Décembre	27 555	0	2 959	30 514
<b>Total</b>	<b>267 680</b>	<b>0</b>	<b>37 290</b>	<b>304 969</b>

**Besoins de transport (MW) - Année 2000**

Mois	Charge locale <sup>1</sup>	Service en réseau intégré	Service de point à point <sup>2</sup>	Total
Janvier	30 562	0	3 980	34 543
Février	28 406	0	3 980	32 386
Mars	24 965	0	3 975	28 940
Avril	22 909	0	3 964	26 873
Mai	19 463	0	3 964	23 427
Juin	17 774	0	4 499	22 273
Juillet	17 872	0	4 499	22 372
Août	17 849	0	4 499	22 348
Septembre	18 462	0	4 499	22 961
Octobre	21 152	0	4 499	25 651
Novembre	25 293	0	4 499	29 793
Décembre	29 491	0	4 499	33 991
<b>Total</b>	<b>274 197</b>	<b>0</b>	<b>51 360</b>	<b>325 557</b>

<sup>1</sup> Données réelles de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

<sup>2</sup> Les données pour les mois de juillet à décembre 2000 sont des projections faites sur la base des informations du dernier mois disponible (juin 2000)

**Question 40.** Contexte : Comparaison avec les tarifs existants (HQT-10, doc. 1, annexe 2)

**Q40.1** Veuillez expliquer pourquoi le tarif mensuel n'augmente que par 1 cent (0,1 %), lorsque le tarif annuel augmente par 5,7% ?

**R40.1** Pour un même niveau des revenus requis de transport, la croissance prévue des besoins de transport mensuels est plus grande que la croissance prévue des besoins de transport annuels.

**Question 41.** Contexte : “ Le tarif quotidien est obtenu en divisant le tarif mensuel (8,02 \$/kW-mois) par le nombre de jours ouvrables du mois, soit 20 jours. Le tarif quotidien est de 0,40 \$/kW-jour. ” (HQT-10, doc. 1, p. 25)

**Q41.1** Veuillez expliquer pourquoi, pour obtenir le tarif quotidien, le tarif mensuel est divisé par le nombre de jours ouvrables du mois, au lieu du nombre de jours dans le mois ?

**R41.1** Voir la réponse donnée à la question 72.1 de la Régie de l'énergie.

### 5.3 Rabais

**Question 42.** Contexte : “ Dès que le prix payé pour une réservation de transport excède le coût marginal de court terme, c'est-à-dire les coûts variables de transport qui sont quasiment nuls, les clients de point à point contribuent aux frais fixes. Dans cette optique, vendre même à prix réduit est préférable à ne pas vendre. L'ensemble des clients de transport a donc intérêt à ce qu'une telle politique de rabais soit appliquée puisqu'il est fort probable que les transits de court terme ne seraient pas effectués en leur absence. ” (HQT-10, doc. 1, p. 28)

**Q42.1** Veuillez expliquer en détail, chiffres à l'appui, les raisons qui mènent Hydro-Québec à croire qu'il est fort probable que les transits de court terme ne seraient pas effectués en l'absence des rabais ?

R42.1 Lorsque les prix court terme (temps réel) dans les marchés qui entourent le réseau de TransÉnergie sont relativement bas, le prix du transport peut faire en sorte que des transactions ne soient pas rentables. Cela vaut pour tous les clients de TransÉnergie, pas seulement pour le client Hydro-Québec. L'offre de rabais par TransÉnergie sur le prix du transport peut faire en sorte que des transactions lors de ces périodes de faiblesse relative des prix puissent quand même se réaliser, permettant ainsi à TransÉnergie d'optimiser l'utilisation de son réseau et de générer des revenus bénéficiant à l'ensemble de la clientèle. Par contre, pendant les périodes où les prix de l'électricité sont relativement élevés, il est inutile pour TransÉnergie d'offrir des rabais, son réseau étant alors fortement sollicité.

Par exemple, la période nocturne représente habituellement une période de faible prix à cause de la diminution de la demande dans tous les réseaux avoisinants. Typiquement, les prix en Nouvelle-Angleterre et dans l'état de New York sont alors d'environ 15\$US/MWh, soit environ 22\$Can/MWh. Si le tarif de transport maximal était maintenu, soit actuellement 16,69\$Can/MWh, cela supposerait que le client du transport ne peut envisager qu'un revenu de moins de 6\$Can/MWh pour sa transaction. À notre connaissance, il existe bien peu, voire aucune source de production capable de satisfaire à un tel marché. L'offre du transport à 6\$/MWh par exemple permet un revenu de 16\$Can/MWh, ce qui n'est pas très élevé, mais ce qui peut permettre à certaines transactions de se réaliser. Les chiffres que nous donnons ici ne le sont qu'à titre d'exemple. Les prix court terme de l'énergie varient constamment et le transporteur réagit par ses rabais au mieux de sa connaissance et selon son expérience des marchés et de leur réaction aux rabais offerts. Ces derniers ne sont donc pas établis en

fonction d'une formule préconçue. Ils sont établis commercialement en fonction des réactions des clients du transport.

**Q42.1.1** Est-ce que cela implique que les ventes d'Hydro-Québec en exportation ne seraient pas rentables si elles devaient assumer leur part des revenus requis résiduels ? Veuillez préciser ?

**R42.1.1** À ce jour, la majorité des ventes à l'exportation du Groupe Production Hydro-Québec ont été faites en utilisant les services point-à-point de long terme, pour lesquels aucun rabais n'est offert. Ainsi, par exemple pour l'année 2000, le Groupe Production Hydro-Québec s'est engagé pour un montant de 304,3M\$ en service point-à-point annuel, assumant ainsi une importante partie des revenus requis de TransÉnergie. Par ailleurs, TransÉnergie ne dispose d'aucune information lui permettant de déterminer la rentabilité des ventes à l'exportation d'Hydro-Québec, ou d'aucun autre de ses clients du service de transport.

**Question 43.** Contexte : “ Lorsque le transporteur offre un rabais sur un chemin de transport, c'est-à-dire d'un point de réception à un point de livraison, il offre actuellement le même rabais pour la même période sur tous les chemins ne faisant pas l'objet de contraintes. Hydro-Québec propose que dorénavant, les rabais ne soient offerts que sur les chemins non contraints menant au même point de livraison sur le réseau. Le transporteur pourra néanmoins offrir des rabais différents sur des chemins menant à différents points de livraison. Ceci permet de maintenir l'achalandage sans affecter la compétitivité sur l'ensemble du réseau. Ainsi, un chemin fortement sollicité pourrait ne nécessiter aucun rabais alors que d'importants rabais peuvent être offerts sur un autre chemin. ” (HQT-10, doc. 1, p. 28)

**Q43.1** Veuillez fournir des tableaux et des graphiques (fichier format Excel) indiquant le taux d'utilisation de chaque interconnexion à chaque heure des années 1998, 1999 et 2000 ?

**R43.1** Compte tenu que cette question implique la production et l'analyse de plus de 100 000

données, Hydro-Québec croit inopportun de faire suite à cette demande.

**Q43.2** Veuillez fournir des tableaux et des graphiques (fichier format Excel) indiquant le pourcentage de rabais offert par TransÉnergie à chaque heure des années 1998, 1999 et 2000 ?

**R43.2** Voir réponse à la question 60.1 de la Régie.

**Q43.3** Veuillez indiquer sur quels chemins et à quelles heures Hydro-Québec aurait offert des rabais différents de ceux qu'elle a réellement offert si la politique proposée aurait été adoptée en 1998, 1999 et 2000 ?

**R43.3** La possibilité d'offrir des rabais différents sur chacun des chemins permet de disposer d'une flexibilité supplémentaire pour s'adapter aux conditions prévalant sur chacun des marchés voisins du réseau de TransÉnergie. Une telle possibilité permet un ajustement plus précis afin d'augmenter l'utilisation du réseau et de générer plus de revenus des services de transport point à point de court terme.

Par exemple, un client du transport qui désire rejoindre le marché de l'état de New York par le réseau de TransÉnergie peut utiliser directement le chemin HQT-NY ou employer des chemins alternatifs par la Nouvelle-Angleterre (HQT-NE) ou le Nouveau-Brunswick (HQT-NB) qui supposent cependant qu'il devra par la suite utiliser d'autres services de transport. Si la demande de modification proposée aux Tarifs et Conditions était acceptée par la Régie, TransÉnergie pourrait moduler les tarifs offerts sur chacun de ces chemins afin de susciter une utilisation maximale de son réseau en pratiquant un prix plus élevé sur le chemin direct qui est le plus utilisé et en diminuant son tarif sur les chemins alternatifs qui sont moins fréquemment utilisés. Dans la situation actuelle, elle doit offrir le même prix sur tous les chemins

simultanément, ce qui ne permet pas d'optimiser de cette façon l'utilisation du réseau.

#### 5.4 Tarifs

**Question 44.** Contexte : “ La part du ratio de charge telle que définie dans le contrat actuel est calculée sur une base de douze mois rotatifs. Elle correspond au rapport entre d'une part, la charge en réseau mensuelle du client coïncidente avec la pointe mensuelle du réseau de transport et d'autre part, la pointe mensuelle du réseau du transporteur moins l'utilisation de la pointe coïncidente de tous les clients de point à point ferme plus la capacité réservée de tous les clients de point à point ferme. Il est nécessaire de modifier cette définition puisqu'elle ne permet pas de récupérer la totalité des revenus requis résiduels nets spécifiés à l'appendice H. En considérant les capacités de point à point au dénominateur, la somme de toutes les parts du ratio de charge des clients en réseau intégré n'atteint jamais 100 %.” (HQT-10, doc. 1, p. 30)

**Q44.1** Pourquoi TransÉnergie devra-t-elle obtenir le paiement de 100 % de ses revenus requis des clients en réseau intégré, si elle facture également pour des réservations de point à point ?

**R44.1** Les revenus requis résiduels de transport ont été établis à 2 674 M\$ pour l'année 2001. Le calcul du tarif de transport annuel et la répartition des revenus requis qui en découlent, permettra à TransÉnergie de récupérer la totalité des 2 674 M\$ prévus dont 289 M\$ auprès des clients du service de point à point de long terme.

La différence (2 674 M\$ - 289 M\$ = 2 385 M\$) sera inscrite à l'appendice H des *Tarifs et conditions* afin d'être récupérée à 100 % auprès des clients de la charge locale et du service en réseau intégré.

Cependant, la formule du contrat de transport actuel, qui établit la part du ratio de charge, a été écrite de façon telle qu'il n'est pas possible de récupérer 100 % du montant apparaissant à l'Appendice H. En fait, la charge mensuelle totale prévue au dénominateur de cette équation

(article 34.3) est supérieure à la somme des charges mensuelles de tous les clients de la charge locale et du service en réseau intégré parce qu'elle inclut les réservations de point à point.

Par exemple, si la charge locale était composée de deux clients en réseau intégré (A et B) et que l'on appliquait les formules prévues au contrat actuel, le transporteur aurait un manque à gagner de 258 M\$. Voir l'exemple ci-joint.

Afin de corriger cette situation, il est donc proposé que la part du ratio de charge corresponde au rapport entre l'appel de puissance maximal annuel prévu du client en réseau intégré et la somme de l'appel de puissance maximal annuel prévu de la charge locale et de l'appel de puissance maximal annuel prévu pour chacun des clients du service en réseau intégré.

<b>Exemple d'application de la formule actuelle</b>			
	Part du ratio de charge (%)	MW	Revenus requis (M\$)
Revenus requis inscrits à l'appendice H			<b>2 385</b>
Charge mensuelle prévue à l'article 34.3 du contrat actuel (31 726 + 3 844)		<b>35 570</b>	
Service de point à point annuel	10,8 %	3 844	
Client A en réseau intégré	2,8 %	1 000	67
Client B en réseau intégré	86,4 %	30 726	2 060
<b>Total</b>	<b>89,2 %</b>	<b>31 726</b>	<b>2 127</b>
Manque à gagner			- 258

**Q44.2** Veuillez fournir la facturation pour le service à réseau intégré, calculs à l'appui, selon la formule en vigueur ainsi

que selon celle qui est proposée, pour chaque mois des années 1998, 1999 et 2000.

**R44.2** Depuis 1997, le distributeur (HQ) a été le seul client à représenter la charge locale et le service en réseau intégré. Il a donc assumé la totalité du 2 260 M\$ prévus à l'appendice H à l'exception des 42 M\$ attribués aux contrats avec Ontario Hydro et CRT (voir la réponse donnée à la question 71 de la Régie de l'énergie pour plus de détails). Ainsi, aucune perte associée à l'application de la formule du contrat actuel n'a été enregistrée depuis 1997.

**Question 45.** Contexte : “ L'appel de puissance maximal annuel prévu pour chacun des clients du service en réseau intégré est utilisé compte tenu de la très forte coïncidence entre le profil de charge de ces clients et celui de la charge locale. ” (HQT-10, doc. 1, p. 30-31)

**Q45.1** Veuillez expliquer le sens de cette affirmation, compte tenu du fait que TransÉnergie n'a aucun client en réseau intégré ?

**R45.1** Il est vrai qu'aucun client ne souscrit présentement au service de réseau intégré. Néanmoins, ce sont les réseaux municipaux et la coopérative régionale d'électricité St-Jean-Baptiste de Rouville, dont le profil de charge est fortement coïncident avec celui de la charge locale, qui sont les clients les plus susceptibles de souscrire au service de réseau intégré.

**Question 46.** Contexte : Selon le tableau à la page 32 (HQT-10, doc. 1), la facture pour la charge locale est établie en enlevant des revenus requis résiduels le montant prévu du service de point à point annuel (289 M\$).

**Q46.1** S'il arrive que, pour l'année 2001, les revenus du service de point à point (court terme et long terme) excèdent les montants prévus, est-ce que les excédents seraient retournés aux clients de la charge locale dans l'année suivante ?

**R46.1** Le risque associé à la non réalisation des prévisions des réservations pour le service de point à point de long terme et des revenus des ventes à court terme est assumé par le transporteur et est pris en compte dans le taux de rendement soumis à la Régie. Ainsi, tout déficit ou excédent sera reflété dans le taux de rendement du transporteur.

**Q46.2** Sinon, veuillez expliquer pourquoi de tels montants ne devraient pas être retournés aux clients de la charge locale ?

**R46.2** Voir réponse à la question 46.1 du RNCREQ.

**Q46.3** Est-ce qu'une telle surcharge serait également possible avec la formule de facturation en vigueur en vertu de l'art. 34 du règl. 659 ? Veuillez préciser ?

**R46.3** Non. En vertu de la facturation en vigueur, les montants qui sont facturés aux clients du service en réseau intégré sont fonction de leur part des coûts indiqués à l'appendice H du Contrat de transport. Ce montant est fixé en début d'année et les revenus récupérés des clients du service en réseau intégré ne peuvent pas l'excéder.

**Question 47.** Contexte : “ [L]e tarif timbre-poste proposé permet de gérer la congestion si elle se présente sur une partie du réseau. Le traitement de la congestion se fait alors au moyen de la réduction des rabais affichés sur les services de point à point de court terme ... ” (HQT-10, doc. 1, p. 34)

**Q47.1** Étant donné que les rabais sont supposés d'être accordé seulement lorsque le réseau est sous-utilisé, veuillez expliquer en quoi Hydro-Québec pourrait utiliser la réduction des rabais pour gérer la congestion une fois qu'elle se présente ?

**R47.1** S'il y a congestion sur une partie du réseau, le transporteur ne donnera pas de rabais ou donnera des rabais moindres sur les services de

court terme sur cette partie du réseau même s'il en offre sur des chemins ne menant pas au même point de livraison. Le fait d'appliquer les prix maxima aux services de court terme peut permettre de diminuer l'achalandage sur une partie du réseau en rendant certaines transactions non rentables.

**Question 48.** Contexte : “ Dans l'éventualité où le réseau d'Hydro-Québec serait davantage sollicité en raison d'un accroissement significatif du nombre d'acteurs sur les marchés de gros québécois et voisins, le tarif de transport proposé pourrait être adapté pour tenir compte de façon explicite de la congestion occasionnée par l'augmentation du transit sur le réseau. En effet, une tarification basée sur les coûts marginaux de court terme, c'est-à-dire le coût de la nouvelle répartition, pourrait alors être appliquée au-delà du tarif de transport de type timbre-poste afin d'éliminer le problème de congestion. Ce type de tarif combiné est actuellement utilisé dans les réseaux de transport faisant face à des problèmes significatifs de congestion. ” (HQT-10, doc. 1, p. 35)

**Q48.1** Veuillez expliquer comment le coût de la nouvelle répartition serait calculé dans le réseau d'Hydro-Québec ?

**R48.1** Il est prématuré d'examiner cette question étant donné qu'actuellement, Hydro-Québec planifie son réseau de manière à éviter la congestion et qu'une tarification de la congestion n'est pas prévue à court terme. Par conséquent, Hydro-Québec n'a aucune position à formuler à cet égard pour l'instant.

**Q48.2** Est-ce que, dans sa demande de service en réseau intégré, le Groupe services énergétiques a précisé, pour chaque ressource en réseau, le coût de production variable approximatif (\$/MWh) pour les calculs de nouvelle répartition, tel que requis à l'art. 29.2 du *Contrat* ? Si oui, veuillez fournir ces informations ?

**R48.2** Non. Le transporteur ne possède pas cette information. Il dispose cependant d'un ordonnancement des moyens à appliquer dans le cas où des procédures de nouvelle répartition devraient être mises en oeuvre.

**Q48.3** Sinon, comment TransÉnergie pourrait-elle évaluer le coût de la nouvelle répartition ?

**R48.3** Voir réponse à la question 48.2 du RNCREQ.

**Question 49.** Contexte : “ Compte tenu du contexte actuel où le nombre de clients du transporteur est limité, du fait qu’une répartition efficace de la production est effectuée par l’opérateur du réseau de transport ... ” (HQT-10, doc. 1, p. 35)

**Q49.1** Veuillez expliquer en détail les rôles et responsabilités de l’opérateur du réseau de transport dans la répartition des unités de production, par rapport au rôle du producteur Hydro-Québec ?

**R49.1** Le producteur est responsable de la gestion des centrales. Il assume lui-même le rôle de la planification et de réalisation de la maintenance, d’élaboration des priorités de production et de la réalisation des manoeuvres effectuées localement.

Les répartiteurs au Centre de contrôle du réseau (CCR) assument les responsabilités d'assurer l'équilibre offre-demande, de maintenir les réserves de production nécessaires, de contrôler les transits, la tension, la fréquence et les échanges avec les réseaux voisins. Pour assumer ce rôle de sécurité du réseau, ils ont l'autorité de demander au producteur des démarrages de groupes alternateurs, des hausses et baisses de consignes de production en fonction des contraintes énumérées précédemment. Ce rôle est clairement défini dans les politiques du NERC.

De plus, le Groupe Production a confié à Trans Énergie, la responsabilité d'établir et de réaliser le programme détaillé de production par centrale. Ainsi lorsque le répartiteur du CCR a besoin de hausser la puissance sur la Côte-Nord, il spécifie aussi à quelle centrale la production doit être haussée en respectant les priorités de production qui lui sont fournies par

le Groupe Production. Cette façon de faire, permet du même coup d'assurer la sécurité du réseau et de gérer la production de façon optimale. Le Producteur fait un suivi quotidien de la production réalisée en fonction des priorités qu'il a identifiées.

### **5.5 Traitement des ajouts de capacité de transport**

**Q50.1** Contexte : “ Il est proposé que les coûts d’investissement associés aux améliorations du réseau global soient intégrés à la base de tarification du transporteur puisqu’elles procurent des bénéfices à l’ensemble des clients de transport. S’il est plus économique de solutionner des contraintes de capacité par une nouvelle répartition des ressources du transporteur plutôt que par une amélioration du réseau, le transporteur en assumera la totalité des coûts en autant que celle-ci soit bénéfique à l’ensemble des usagers du réseau de transport. ”

**Q1.1.1** Veuillez préciser quelles sont les “ ressources du transporteur ”.

**R1.1.1** Les ressources du transporteur visées sont les ressources à la disposition du transporteur, c’est-à-dire la production en réseau, les achats de production et les moyens de gestion tels que le programme de puissance interruptible.

**Q1.1.2** Veuillez préciser comment les coûts reliés à une nouvelle répartition seront fixés.

**R1.1.2** Le cas échéant, les coûts reliés à une nouvelle répartition devraient être établis à partir des coûts de production variables des sites de production mis à contribution.

## 5.6 Conditions de sortie et de retour

**Q1.1** Contexte : “ Si un réseau municipal décidait de se prévaloir de son droit de s'alimenter d'un autre fournisseur, outre les *Tarifs et conditions*, plusieurs aspects de sa relation avec Hydro-Québec devraient être revus à ce moment-là et soumis à la Régie pour approbation, notamment : ... ” (HQT-10, doc. 1, p. 46)

**Q1.1.1** Est-ce que ces conditions seraient enclenchés dès qu'un réseau municipal achète un seul kilowattheure d'un fournisseur autre qu'Hydro-Québec ? Sinon, veuillez préciser les situations où la détermination de ces conditions deviendrait nécessaire.

**R1.1.1** **Les conditions applicables aux réseaux municipaux qui décident de s'approvisionner d'un autre fournisseur seront traitées lors de la cause tarifaire du distributeur. Si un cas concret survient avant la cause du distributeur, Hydro-Québec se présenterait à la Régie pour approbation des modalités qu'elle appliquera.**

## 5.7 Service d'énergie involontaire

**Question 50.** Contexte : “ Le prix horaire de l'énergie utilisé jusque là [est le] prix horaire de la tarification en temps réel (TTR) ... ” (HQT-10, doc. 1, p. 54)

**Q50.1** Veuillez fournir un tableau et un graphique (fichier format Excel) indiquant les prix de la TTR pour les années 1998, 1999 et 2000, ainsi qu'une description de la façon dont elle est calculée.

**R50.1** **Tel que spécifié à l'article 192 du Règlement tarifaire n 663, le prix horaire de l'énergie est déterminé en tenant compte de la centrale hydraulique prévue à la marge, de l'évolution de la demande d'électricité, de l'hydraulicité ainsi que du taux de remplissage des réservoirs, des opportunités et des prix d'achat ou de vente d'électricité sur les marchés internes et**

externes, des pertes de transport et d'une marge bénéficiaire. Toutefois, lorsque le distributeur prévoit recourir à des centrales non hydrauliques et non nucléaires ou à des moyens de gestion tels que le programme de puissance interruptible et les achats de puissance des réseaux voisins, le prix horaire de l'énergie est déterminé en tenant compte du coût variable d'exploitation et d'entretien de la dernière centrale ou du dernier moyen de gestion mis à contribution pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande et d'une marge bénéficiaire.

Voir pièce HQT-10, document 1.6.

**Question 51.** Contexte : “ Le changement proposé, vise plutôt à introduire un tarif dissuasif afin d’inciter le client à respecter ses engagements. Le tarif proposé correspond aux coûts variables de fonctionnement d’un équipement de pointe, soit le prix de l’énergie associée à la puissance interruptible de 6,94 ¢/kWh, tel que présenté dans l’article 212 du Règlement 663 d’Hydro-Québec, majoré de 50 %.

“ Ce tarif de 10,41 ¢/kWh, s’applique à toute quantité d’énergie livrée par le transporteur supérieure à la quantité programmée.

“ Dans cette optique, et en vue de minimiser les écarts, il sera accordé un crédit de 1,28 ¢/kWh sur toute quantité d’énergie livrée par le transporteur inférieure à la quantité programmée. Ce crédit est égal à 50 % du coût de fourniture, réduit des pertes de distribution et de transport.” (HQT-10, doc. 1, p. 55)

**Q51.1** Veuillez expliquer en détail les implications de cette charge pour un producteur d’énergie intermittente (ex. un producteur éolien) :

**Q51.1.1** au Québec qui dessert une charge à l’extérieur du Québec, et

**R51.1.1** Pour le service complémentaire d’énergie involontaire : il n’y a aucune implication pour un producteur d’énergie intermittente qui dessert une charge à l’extérieur de la zone de contrôle

---

du transporteur, ou qui fait du transit d'exportation.

**Q51.1.2** à l'extérieur du Québec, qui dessert une charge au Québec.

**R51.1.2** Dans le cas d'un transit d'importation, où c'est le cas d'une charge se trouvant dans la zone de contrôle du transporteur qui est desservi par un producteur d'énergie intermittente se situant à l'extérieur de la zone de contrôle du transporteur, les implications sont celles décrites dans le HQT-10, document 1, point 5.4.

1. Si la charge consomme la quantité exacte d'énergie qui a été programmée par le client du transport : il n'y a aucun frais pour ce service.
2. Si la charge consomme moins d'énergie (écart de plus de 1,5 % ou 2 MW) que la quantité programmée, le client aura un crédit de 1,28 ¢ pour chaque kWh.
3. Si la charge consomme moins d'énergie (écart de moins de 1,5 % ou 2 MW) que la quantité programmée, le client n'a aucun frais s'il comble les écarts horaires constatés dans le délai de 30 jours. Autrement, l'écart résiduel sera payé au prix présenté soit au point 2 ci-dessus, soit au point 5 ci-dessous.
4. Si la charge consomme plus d'énergie (écart de moins de 1,5 % ou 2 MW) que la quantité programmée, le client n'a aucun frais s'il comble les écarts horaires constatés dans le délai de 30 jours. Autrement, l'écart résiduel sera payé au prix présenté soit au point 2 ci-dessus, soit au point 5 ci-dessous.
5. Si la charge consomme plus d'énergie (écart de plus de 1,5 % ou 2 MW) que la quantité programmée, le client paiera 10,41 ¢ pour chaque kWh.

**5.8 Utilisation du réseau du transport**

**Q1.1.** Contexte : Au tableau à la page 62 (HQT-10, doc. 1), aucune quantité d'énergie à être transitée en 2001 n'est fournie, cela étant une " quantité variant en fonction des opportunités commerciales, des contrats, des disponibilités et des prix sur les différents marchés. "

**Q1.1.1** Est-ce que cela implique que, dans la planification stratégique d'Hydro-Québec, aucune prévision n'est faite des exportations à court terme pour l'année à venir ?

**R1.1.1 Non.**

**Q1.1.2** Si de telles prévisions sont établies par Hydro-Québec, est-ce que TransÉnergie y a accès ? Sinon, veuillez expliquer pour quels motifs TransÉnergie est refusé l'accès à ces prévisions.

**R1.1.2 Voir réponse aux questions 31.5 et 31.6 du RNCREQ.**

**Q1.2** Contexte : " À titre indicatif, les ventes d'Hydro-Québec sur les marchés à l'exportation à l'exception des ventes internationales ont été de 15 242 GWh en 1997, de 18 466 GWh en 1998 et de 22 700 GWh en 1999. "

**Q1.2.1** Veuillez expliquer le sens de l'expression " à l'exception des ventes internationales " .

**R1.2.1** L'expression " à l'exception des ventes internationales " indique que les ventes à l'extérieur du Québec qui n'utilisent pas le réseau de transport de TransÉnergie sont exclues. Ces ventes ont été effectuées par l'intermédiaire des participations d'Hydro-Québec au Panama et au Costa Rica, ainsi que par les filiales HQUS et *Marketing d'énergie H.Q.* sans utiliser le réseau de TransÉnergie.

**Q1.2.2** Est-ce que ces ventes incluent celles faites en vertu des réservations de transit de long terme? Le cas échéant, veuillez fournir une ventilation détaillée de ces chiffres entre le court et le long terme.

**R1.2.2** Ces ventes incluent celles faites en vertu des réservations de transit effectuées sur le réseau de TransÉnergie. La répartition de l'énergie transitée au niveau du service de point à point de long terme et de court terme n'est pas disponible.

## 6. Questions addressed to Dr. Ren Orans

**Question 52.** Context : " FERC does not require native load to be served under the *Pro Forma* tariff. " (HQT-10, doc. 4, p. 4)

**Q52.1** Does the FERC have jurisdiction to require native load to be served under the *Pro Forma* tariff ?

**R52.1** La réponse à cette question provient du Dr. Ren Orans :

**No. FERC has no jurisdiction over the native load transmission tariffs, nor any other transmission tariffs, in use in Québec. However, to gain access to US wholesale electricity markets, FERC requires market participants, be they Canadian or American, to offer comparable access. Demonstrating comparable access requires that Hydro Québec use FERC's Pro Forma tariff as a basis for its transmission tariff and rates.**

**Q52.2** If not, what is the significance of the affirmation that FERC does not require native load to be served under the *Pro Forma* tariff?

**R52.2** La réponse à cette question provient du Dr. Ren Orans :

**The significance of the fact that native load does not have to be served under the Pro Forma tariff**

is that Hydro-Québec does not have to use the wholesale Network service tariff in order to serve its retail domestic loads that are currently served under bundled service rates.

**Question 53.** Context : “ ... Point-to-Point service is typically used for imports, exports and other third party wheeling transactions.” (HQT-10, doc. 4, p. 4)

**Q53.1** Under what circumstances is point-to-point service used for imports?

**R53.1** La réponse à cette question provient du Dr. Ren Orans :

Point-to-point service is used for imports, and other transactions, when there is a single point of delivery and a single point of receipt for the transaction and the buyer chooses not to include the import transaction under its designated network service resources.

## 7. Questions addressed to Mr. Roland Priddle

**Question 54.** Context : “ My experience, observation and understanding of “regulatory policies” followed by other Canadian tribunals suggest that the Régie’s decision(s) in the present case will have an enduring impact on Hydro-Québec’s rate design. It would not be an exaggeration to assert that it will profoundly affect the development of Québec’s electricity industry, its energy sector and, through that, the economy of the province at large.” (HQT-10, doc. 5, p. 5)

**Q54.1** Please elaborate on the ways that you believe the present case will affect the development of Québec’s electricity industry, its energy sector and the economy of the province at large.

**R54.1** The logic supporting the evidence cited is as follows:

1. The Régie de l'énergie is a respected regulatory institution, within and outside

Québec. Its members are experienced and knowledgeable. I am therefore confident that the Régie's decision in the present case will be taken very carefully. In taking its decision, the Régie will no doubt be conscious of the importance of the principle of regulatory stability. I therefore expect a decision that will be designed to endure. In this general context, I noted in my evidence that the principles of the National Energy Board's 1973 decision in respect of TransCanada's rates are with us 27 years later.

2. I understand that electricity transmission rates are an important component of the costs of electricity supply by Hydro-Québec, larger as a proportion than those of many other North American suppliers. I also understand, from my experience in regard to pipelines, that alternative approaches to rate design can result in large differences in the tolls applicable to the transmission service between two points. By "alternative approaches", I mean mileage-rates, zoned rates or postage stamp rates.
3. If the Régie is allowed by its statute to exercise a choice among these alternative approaches, the different choices could have a very important effect on the economic attractiveness of various sources of electricity generation to meet Québec's future needs. This is what leads me to make the comment that the Régie's decision will profoundly affect the development of Québec's electricity industry, meaning in terms of the type (thermal, hydro, possibly nuclear) and location (near or distant from load centres) of new generation and the amount of transmission capacity required to serve that generation.
4. The electricity sector is the dominant source of energy for stationary uses in the Province.

Therefore, factors that affect the electricity industry will profoundly affect Québec's energy sector, in terms of the types and sources of energy forms used and the related investment requirements, inside and outside the Province.

5. It is my impression , based on my reading knowledge of the Québec economy and energy sector, that investment in the energy sector (for example in the Baie James hydro development) has historically been an important factor in the Québec economy as a whole. It is also my impression that the structure of the energy sector can have an important influence on ongoing economic performance in terms, for example, of energy pricing (contrast for example the level and behaviour of electricity rates in Québec in year 2000 with those in jurisdictions that are heavily dependent on oil or gas fired thermal generation). These are my reasons for saying that the Régie's decision in the present case will profoundly affect the economy of the Province at large.

**Question 55.** Among the justifications for the Board's Order in the case GH-5-89, you cite the following two:

“6. When the new facilities are completed, they will become an integral part of TransCanada's pipeline system and will not be associated with or dedicated to any individual shippers' gas.

**Q55.1** With respect to reason 6, if the new facilities were needed to connect a supplier's fields to the existing pipeline system, and thus would not be of use to anyone but that shipper, would this argument still apply?

**R55.1** The situation of new facilities being needed to connect the fields of only one supplier to the existing pipeline system, is an unusual one. This is because it is rare for there to be only one producer of natural gas in a given producing

area. More usually, there will be several producers and therefore several users of the pipeline that is hypothecated here.

Even in the case of a pipeline built to serve only one new supplier, the creation of these new facilities would be some value for other customers of the system because their existence would enhance the total system reliability, for example in the event of a supply failure affecting another part of the system.

**Question 56.** Context : “ The general practice in Canada, as well as in the U.S.A., [in regard to postage stamp tolls for gas transmission] is in principle to charge tolls on a volume (e.g. cubic metre)-distance (e.g. kilometre) basis for the receipt and delivery points between which the gas travels, but to charge those tolls on an average basis in large geographic toll zones. ” (HQT-10, doc. 5, p. 12)

**Q56.1** Your testimony is thus that, while postage stamp tolls have been adopted on many occasions, the general practice in both the Canada and the U.S. is instead to apply zonal tolls?

**R56.1** My evidence is that the general practice in Canada and in the U.S. is effectively to charge tolls on an average basis in large geographical toll zones. As an example, the main part of the province of Québec is grouped with the main part of Ontario to form the Eastern zone for which the same toll is applied regardless of the distance of haul within that zone.

Furthermore, my evidence draws attention to the fact that two large new pipelines, Alliance (now forecast to be in service November 2000) and Maritimes and Northeast (in service early 2000) have postage stamp tolling structures. In the case of Alliance, I note that there is a surcharge for transportation of gas on one lateral pipeline.

**Question 57.** Context : “ The effect is to create a series of large *de facto* postage stamp zones within which the rate or price of transportation services for gas shipped from outside the zone is the same.” (HQT-10, doc. 5, p. 13)

**Q57.1** Thus, for domestic tolls, the area served by the pipeline is divided into zones, with a separate postage-stamp rate applying within each zone?

**R57.1** Yes. It would be more complete to add in 57.1, after the words "within each zone" the words "in respect of deliveries of gas from outside that zone".

**As mentioned at 56.1 for the Eastern zone comprised of the provinces of Québec and Ontario, the same rate is applied regardless of the distance of haul within that zone.**

**Question 58.** Context : “ TransCanada's export tolls are designed on a point-to-point basis. This means that a specific rate is calculated from each receipt point to each export delivery point, for example from Empress, Alberta to Sabrevois, Québec. ...

“ In its decision, the Board concluded that the existing point-to-point methodology for exports remained appropriate. It noted that the toll methodology allocated the cost of service between export and domestic traffic as well as between domestic toll zones on a point-to-point basis (the point-to-point calculation for domestic toll zones, I would note, is based on the geographical load centre of the toll zone, that is the point within a toll zone that represents the weighted average of all deliveries in that zone.)

[According to the dissenting opinion of A.D.Hunt from that decision,] if all export tolls were converted to the corresponding domestic zone rates, this "...might influence decisions respecting export projects". Point-to-point export tolls of course increase as gas is shipped further east on TransCanada's system. Therefore export tolls at Sabrevois, Québec are higher than those at Niagara Falls, Ontario. If exports were to pay the same domestic zone rate at both points, this would have the effect of providing "free" transportation over a distance of some 400 kilometres. I believe that Mr.Hunt's analysis in this respect is correct and that he has identified a concern of the Board in deciding against the use of domestic

zone tolls for exports, even though that concern was not expressed by the majority. ” (HQT-10, doc. 5, p. 16-17)

**Q58.1** Do you have this same concern regarding the use of a single postage-stamp tariff for Hydro-Québec’s exports? If not, why not?

**R58.1** I do not have sufficient knowledge of the geography of electricity flows within the Hydro-Québec system to be able to say whether or not I would have the same concern that I attributed to the National Energy Board in the portion of my evidence that you have cited. However, looking at the map *Installations de transport d’énergie au Québec*, it is easy to conclude that the distance in Québec between the load centre of the domestic charge and the export points is minimal and does not warrant in my view the same concern.

The circumstances of that concern in relation to TransCanada's tolls were, as stated in the evidence you cited, that some actual and potential export points (in Québec for example) involved transmission of gas hundreds of kilometers further than the average length of haul of gas to the domestic toll zone load centre.

**Question 59.** Context: “ The essential reason for the pipeline to propose, the Joint Agreement parties to accept, the Joint Review Panel to recommend and the NEB to approve postage stamp tolling [for the M&NPP project] is the integrated nature of the whole pipeline project. Without the construction and operation of the whole line, including the capacity dedicated to export (initially about 50 %), it would not be possible to supply any gas to any one delivery point in Canada, regardless how close that point was to the receipt point of the gas from offshore. ” (HQT-10, doc. 5, p. 19)

**Q59.1** If the export components were designed and built separately from those used to serve delivery points in Canada, would it still have necessary been appropriate to apply the same postage stamp tolling for export as well as for domestic service?

**R59.1** This is a hypothetical question, because the export and domestic components of the Maritimes and Northeast project could not have been built separately. The demand of both the export and the domestic market is needed to support the economics of the project.

Putting aside the hypothetical nature of the question, I believe the answer to the question is "yes".

The gas market in the Maritime provinces is I believe such that a market close to the location that the Sable gas comes onshore (example: Cape Breton) could not be served unless distant domestic markets were also served (example: Saint John NB). This is a good reason for the pipeline proponent to apply for and the regulator to approve, postage stamp tolls.

Similarly, a separately constructed export pipeline for Sable gas would have to be built all the way to the international boundary in order to achieve its market. With no delivery points between the location that the gas comes onshore and the international boundary, a single postage stamp toll would apply.

**Question 60.** Context : “ From 1989, the demand/commodity postage stamp [for NGTL] was applied to intra-Alberta service as well. However, that postage stamp was effectively about half of the rate applied to export service. This reflected the fact that the average distance traveled by gas to be delivered within the province is about half of that for export delivery. ” (HQT-10, doc. 5, p. 23)

**Q60.1** Please explain why you think it would be inappropriate to apply this logic to Hydro-Québec and thus to charge a higher toll for export service than for domestic service.

**R60.1** As mentioned in my testimony, Alberta is the only province applying such a concept.

I think that in Québec, because of the integrated electric transmission system, the legislator was

well advised to provide in the law the concept of a uniform rate.

**Question 61.** Context : “ Québec, Gaz du Québec and Gaz Metropolitan Inc. ("GMI") in relation to RH-1-72, all argued vigorously and eventually successfully in favour of combining TransCanada's then-existing Central and Eastern zones into a large new Eastern zone, with consequent cost benefits for Québec customers. ” (HQT-10, doc. 5, p. 23-24)

”Le Gouvernement du Québec has in the case of TransCanada for nearly 30 years, and without any exception, consistently supported such concepts as an undivided rate base, the roll-in of essentially all incremental costs to that rate base, the Eastern zone postage stamp and the inclusion of TQM's costs in TransCanada's under TBO.” (HQT-10, doc. 5, p. 30)

**Q61.1** Has the Government of Québec on any occasion, to your knowledge, supported these concepts in contexts where they would create negative cost impacts for Québec customers?

**R61.1** In the GH-5-89 case, TransCanada estimated that the addition of the proposed export-oriented facilities would result in an increase in the Eastern Zone firm service toll of approximately \$0.10 per GJ or just over 10% as a result of applying the "roll-in" approach. This is the toll paid by all shippers of gas to Québec. The cost impact on Québec customers was therefore negative. The Procureur général du Québec was represented throughout the hearing, by as many as three counsel, and made no objection to the roll-in approach or to the resulting increase or to the approval of the facilities that gave rise to it, none of which were located in Québec. The Plaidoirie du Procureur général du Québec, Me Trudel, is clearly supportive of the application by TransCanada: he argues vigorously against all of the propositions made by opponents of the roll-in and of the construction of new facilities (Plaidoirie pages 12993-13014).

**Question 62.** Context : “ ... the Board has resisted all attempts to treat export service in a fundamentally different manner than domestic service is treated, in terms for instance of toll design or cost allocation.” (HQT-10, doc. 5, p. 29)

**Q62.1** However, is it not so that is has nevertheless accepted to allocate costs between exports and domestic service (rather than applying a single postage stamp toll to both), and that it has also accepted the use of zonal rates for domestic service and point-to-point rates for export service?

**R62.1** Yes. But allow me to elaborate as follows.

The cost allocation method between exports and domestic service is essentially the same, namely the volume-distance methodology referred to in response to Question 14.

The results of this cost allocation in terms of tolls is different for domestic than for export service, because each export point is treated as a "zone" whereas tolls for each domestic toll zone are calculated as an average based on the distance from the receipt point to the load centre of the domestic zone. This matter is also dealt with in response to Question 14.

**Question 63.** Context : “ The Board has openly acknowledged and discussed issues of cross subsidization arising from some aspects of TransCanada's toll design and has consistently found that these are outweighed by other considerations, including markets and political ones.” (HQT-10, doc. 5, p. 30)

**Q63.1** Please describe the political considerations that have been found to outweigh cross-subsidization issues.

**R63.1** The fundamental decision that had the effect of extending cross-subsidization of deliveries in Québec at the expense of deliveries in southern Ontario was the National Energy Board's May 1973 decision in RH-1-72 ordering TransCanada to combine the Central and Eastern zones in one large new Eastern Zone that exists today.

The Board concluded that "it is appropriate to combine the present Central and Eastern zones into a new Eastern zone whose characteristics will be in keeping with the geographic and economic factors of the area served".

I believe that the Board was here referring to the policy need not to divide by an important difference in gas transmission tolls the economic heartland of Central Canada, namely the Québec, Montréal, Toronto, Windsor "corridor". By implication, the cross subsidization inherent in the large new zone was justified on these grounds of geography and economics.

**Q63.2** Would you urge the Régie to openly acknowledge and discuss issues of cross-subsidization that may arise from Hydro-Québec's proposed tariff, even if considerable effort is required to identify such cross-subsidization?

**R63.2** I am not in a position to "urge" the Régie. I confidently expect that it will provide sufficient analysis and reasoning for its ultimate decisions in this case to be fully understood.

**Q63.2.1** If not, why not?

**R63.2.1** Not applicable.

**Question 64.** Context : " In this regard, I note that the Loi sur la Régie de l'énergie requires that, when the Régie fixes an electricity transmission tariff, it must "maintenir l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité". This requirement appears to me, as a former energy regulator, to constrain the Régie much more than do the laws applicable to its sister tribunals and to dictate the acceptance by the Régie of a postage stamp rate of some kind." (HQT-10, doc. 5, p. 31)

**Q64.1** Are you familiar with any other situation in the U.S. or Canada where a legislator has constrained the choices of an energy regulator in a similar fashion? If so, please describe in detail.

**R64.1** No. However, it is necessary for me to add that there are some 60 energy regulatory tribunals in the United States and Canada. I have examined the statutes governing only a very few of them. I cannot therefore exclude that there are others where the legislature has constrained the choices of the regulatory entities that it has created.

**Q64.2** In suggesting that this requirement dictates the acceptance by the Régie of a postage stamp rate “of some kind,” you seem to suggest that the Régie nevertheless has a certain *marge de manoeuvre*. Please describe in detail the range of options among which, in your view, the Régie could choose without violating this legislative requirement.

**R64.2** I did not mean to suggest that the Régie has any “marge de manoeuvre”. I do not know whether or not it has.

## 8. Questions adressées à Hydro-Québec

### 8.1 *Présentation globale*

**Question 65.** Contexte : “ Hydro-Québec est en désaccord avec cette position de la Régie [D-99-120] aux motifs que sa loi constitutive prévoit clairement, au chapitre IV, “un système positif d’approbation en matière de réglementation des tarifs” au sens de la décision Bell Canada c. Canada ... et qu’elle ne lui accorde aucun pouvoir de rendre des ordonnances fixant des tarifs avec effet rétroactif. ” (HQT-1, doc. 1, p. 22)

**Q65.1** Étant donné qu’Hydro-Québec n’a pas demandé la rectification ni la révision de la décision D-99-120, veuillez expliquer en quoi cette question n’est pas chose jugée ?

**R65.1** La décision D-99-120 de la Régie ne statuait pas sur la fermeture des livres comme tel mais seulement sur l’adoption de l’année témoin projetée comme un des principes réglementaires à retenir pour l’établissement des tarifs de transport d’électricité. D’ailleurs, la Régie précisait elle-même, à la page 13 de sa décision, qu’elle jugeait “prématuré le débat

entourant le choix des divers outils réglementaires nécessaires, notamment l'exigence d'effectuer une fermeture réglementaire des livres, compte tenu que le présent dossier ne portait pas sur cette question". De plus, bien que la stabilité des décisions soit généralement souhaitée, la règle du "*stare decisis*" ne s'applique pas à un organisme de régulation économique comme la Régie de l'énergie et tout banc subséquent de la Régie, n'étant pas lié par les décisions antérieures de l'organisme, doit rendre sa décision en fonction de la preuve qui lui a été soumise, des arguments que les parties lui ont présentés, de ses connaissances et expertises, de son mandat et des pouvoirs qui lui sont accordés.

**Q65.2** Veuillez expliquer comment vous arrimez cette position avec la demande au paragraphe 20 de la demande révisée R-3401-98 à l'effet que :

**20.** Hydro-Québec demande enfin à la Régie d'ordonner par une décision à être rendue en cours d'instance, en temps opportun, que les tarifs existants du service de transport d'électricité soient déclarés provisoires à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2001 et qu'elle soit autorisée à appliquer les nouveaux tarifs de transport d'électricité dont l'approbation est requise par la présente demande révisée, **de façon rétroactive**, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2001 et selon la décision finale à être rendue sur la présente demande révisée "

**R65.2 Voir réponse à la question 1 du CERQ.**

**Question 66.** Contexte : " ... Hydro-Québec ne présente ni ne requiert, pour l'instant, un mécanisme incitatif qui exigerait une fermeture réglementaire des livres ou tout autre rapport annuel pour son application ... " (HQT-1, doc. 1, p. 23)

**Q66.1** Étant donné que la méthode proposée par Hydro-Québec pour établir les revenus requis résiduels dépend d'une estimation des revenus des ventes de point à point basée

sur un moyen historique plutôt qu'une prévision budgétaire, veuillez expliquer pourquoi il ne serait pas approprié d'utiliser un mécanisme de fermeture réglementaire pour s'assurer que les revenus annuels de TransÉnergie ne sont ni plus ni moins que ses revenus requis.

**R66.1 Le modèle de prévision des revenus des ventes de point à point fermes proposé par Hydro-Québec dans cette demande tarifaire est effectivement basé sur une moyenne historique des réservations mais cette question n'est aucunement liée à la discussion sur le mécanisme de fermeture réglementaire. Tous les paramètres utilisés pour le calcul du coût de service et des tarifs sont basés sur des projections.**

**Question 67.** Contexte : “ Le quatrième critère reconnaît que l'existence d'un marché concurrentiel confère *a priori* un statut non réglementé à une activité. ” (HQT-1, doc. 1, page 9)

**Q67.1** Est-ce que la Régie a retenu ce critère dans sa décision sur l'audience R-3405-98 ? Si oui, veuillez identifier la passage pertinente de ladite décision.

**R67.1 À notre connaissance, le seul critère retenu par la Régie dans sa décision D-99-120 est la primauté de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. La Régie a également souligné dans cette décision qu'elle préférerait disposer d'informations plus détaillées avant de préciser les critères à utiliser pour juger du caractère réglementé ou non d'une activité.**

**Q67.2** Sinon, est-ce qu'Hydro-Québec demande encore une fois qu'elle le reconnaît dans le présent dossier ?

**R67.2 Oui. Dans sa décision D-2000-102 aux pages 14 et 15, la Régie retient ce sujet parmi les sujets à débattre dans le présent dossier.**

**Question 68.** Contexte : “ Finalement, lors de ses causes tarifaires, Hydro-Québec présentera à la Régie un relevé des transactions pertinentes. ” (HQT-1, doc. 1, page 13)

**Q68.1** Veuillez indiquer où dans la preuve en chef d'Hydro-Québec un tel relevé se trouve. S'il n'a pas été inclus, veuillez nous le fournir?

**R68.1** Hydro-Québec déposera un relevé des transactions pertinentes à la demande de la Régie à des fins administratives.

### **8.1 Planification des besoins du réseau**

**Question 69.** Contexte : “ La Régie a ajouté à cette question de nombreux sujets connexes, dans sa liste des thèmes à traiter. Ainsi, “ la Régie considère qu'il lui est nécessaire de développer une vision à long terme du développement du réseau de transport d'Hydro-Québec afin de pouvoir voir venir les investissements massifs et de prévenir les chocs tarifaires ” (HQT-1, doc. 1, p. 23)

**Q69.1** Quels sont les éléments de la preuve en chef d'Hydro-Québec qui permettra à la Régie de développer une telle vision à long terme du développement du réseau de transport d'Hydro-Québec ?

**R69.1** Pour faire suite à sa préoccupation de développer une vision à long terme du développement du réseau de transport d'Hydro-Québec, la Régie a demandé à Hydro-Québec de présenter sommairement son programme d'investissements sur un horizon de 10 ans ou de proposer une méthodologie pour prévoir les impacts des investissements majeurs sur les tarifs de transport. Cette méthodologie est présentée aux pièces HQT-1, Document 1, pages 22, 24 et 25 de 25, et à HQT-3, Document 1, pages 37 et 38 de 44.

**Question 70.** Contexte : “ ... [P]our lui permettre d'exécuter son mandat selon les pratiques usuelles de la réglementation de l'électricité, la Régie demande qu'Hydro-Québec présente sommairement son

programme d'investissements sur un horizon de dix ans ou propose une méthodologie pour prévoir les impacts des investissements majeurs sur les tarifs prévus en matière de transport. ” (D-2000-102, p. 36)

“ La Régie considère que si le transporteur d'électricité fournit une information exhaustive sur l'un ou l'autre des éléments demandés, cela lui permettra d'atteindre son objectif. ” (D-2000-142, p. 9)

**Q70.1** Est-ce qu'Hydro-Québec considère qu'elle a rempli ces conditions ?

**R70.1** Oui.

**Q70.1.1** Si oui, laquelle ? Veuillez indiquer la ou les pages de la preuve en chef où ces éléments se trouvent?

**R70.1.1** Voir réponse à la question 69.1 précédente.

**Q70.2** À moins qu'une méthodologie adéquate pour prévoir les impacts des investissements majeurs sur les tarifs prévus en matière de transport se trouve dans la preuve en chef d'Hydro-Québec, veuillez présenter sommairement le programme d'investissement de TransÉnergie sur un horizon de dix ans?

**R70.2** Voir réponse à la question 69.1 précédente.

## **8.2 Modalités de l'approbation des additions**

**Question 71.** Contexte : “ L'incidence du coût du transport dans le choix des fournisseurs d'Hydro-Québec sera donc largement débattu dans le cadre des dossiers réglementaires relatifs à ces articles [72 à 74] de cette loi. ” (HQT-1, doc. 1, p. 24)

**Q71.1** Est-ce qu'Hydro-Québec considère que les conséquences du choix des tarifs et des conditions de transport sur les choix des fournisseurs que fera ultérieurement Hydro-Québec est une préoccupation légitime de la présente cause tarifaire ? Sinon, veuillez préciser pourquoi?

**R71.1** Hydro-Québec prévoit que les dispositions des *Tarifs et conditions* n'auront aucune conséquence sur le choix des fournisseurs que

**fera le distributeur pour ses éventuels contrats d'approvisionnement en électricité, et elle le démontrera au cours de la présente cause.**

**Question 72.** “ Quant aux projets majeurs, Hydro-Québec soumettra aussi, pour autorisation spécifique par la Régie, les projets dont la valeur globale dépassera les limites et conditions fixées par règlement, conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. ”

**Q72.1** Est-ce que la Régie est empêchée d'inclure dans ce règlement, sur approbation gouvernementale, des conditions autres que la valeur globale ?

**R72.1** Cette question relève de la compétence de la Régie. Il n'appartient pas à Hydro-Québec d'y répondre.

**Nous croyons cependant que d'autres conditions peuvent être incluses à ces règlements (voir la pièce HQT-1, Document 1, p. 24, ligne 25 à p. 25, ligne 9).**

**Question 73.** Contexte : “ La Régie doit fixer, par règlement, les cas — c'est-à-dire le type de projets — qu'elle veut soumettre à son autorisation spécifique. Or, aucun projet de règlement n'a encore été approuvé par le gouvernement du Québec. Lorsque les exigences de la Régie auront ainsi été définies, TransÉnergie fera autoriser ses projets d'investissement conformément à celles-ci et soumettra alors, pour ces projets, tous les renseignements demandés. On peut donc s'attendre à ce qu'Hydro-Québec dépose des informations sur, par exemple :

- la description et la justification du projet ;
- les solutions de rechange envisagées pour satisfaire les besoins identifiés ;
- le coût du projet ;
- l'impact sur les tarifs, le cas échéant. ” (HQT-1, doc. 1, p. 24)

**Q73.1** Veuillez expliquer l'utilisation du mot “ doit ” dans la première phrase citée ?

**R73.1** Voir le libellé de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

**Q73.2** Jusqu'au moment où le gouvernement approuve un tel règlement, comment Hydro-Québec entend-elle procéder pour faire autoriser les projets de transport pour lesquelles elle croit avoir besoin ?

**R73.2 Conformément aux dispositions pertinentes de la Loi sur Hydro-Québec et des autres lois.**

**Q73.3** Pendant cette période, est-ce que les informations mentionnées seront-elles rendues publiques ?

**R73.3 Conformément aux dispositions pertinentes des lois applicables.**

**Q73.3.1** Si oui, quand et comment ?

**R73.3.1 Voir réponse à la question 73.3 précédente.**

**Q73.4** Pendant cette période, de quelle façon le public intéressé pourra-t-il se faire entendre sur la justification et le bien-fondé d'un projet de transport ?

**R73.4 Voir réponse à la question 73.3 précédente.**

### **8.3 Le verglas**

**Question 74.** Contexte : “ Suite au verglas de janvier 1998, Hydro-Québec a dû encourir des frais importants. Le décret 330-98 du gouvernement du Québec prévoit que des compensations seront versées à Hydro-Québec selon les modalités prévues au protocole d'entente intervenu entre Hydro-Québec et le gouvernement du Québec. Ce décret prévoit des compensations pour: i) les mesures d'urgence, ii) le coût net du rétablissement du réseau dans l'état où il se trouvait avant le sinistre et iii) le coût de financement que devrait supporter Hydro-Québec à l'égard des dépenses pour rétablir le réseau. ” (HQT-5, doc. 1, p. 14)

**Q74.1** Veuillez préciser les conséquences financières pour TransÉnergie de la tempête de verglas pour les années 1998 à 2001, tenant compte de ses dépenses extraordinaires, la perte des actifs et la reconstruction, ainsi que les différentes compensations gouvernementales auxquelles Hydro-Québec a pu toucher, en retraçant ses

conséquences sur la période d'amortissement des différents comptes ?

**R74.1 Nous vous référons à notre réponse à la question 15b) de la Coalition.**

**Q74.2** Veuillez estimer l'impact qu'aurait eu le verglas de 1998 sur les revenus requis de TransÉnergie pour les années 1998 à 2002 inclusivement, si le gouvernement n'avait versé aucune compensation à Hydro-Québec?

**R74.2 L'impact qu'aurait eu le verglas de 1998 sur le revenu requis de TransÉnergie pour l'année 2001, si le gouvernement n'avait versé aucune compensation à Hydro-Québec, est de 23,6 M\$.**

**Q74.3** Veuillez estimer l'impact tarifaire pour la charge locale pour les années 1998 à 2002, selon ce scénario?

**R74.3 Pour les années 1998 à 2000, l'impact financier sur les revenus requis présenté en réponse à la question 74.2 n'aurait eu aucun impact sur la facture de la charge locale. Le transporteur aurait assumé totalement l'impact à la hausse sur les revenus requis par une diminution de son rendement.**

**Pour l'année 2001, l'augmentation de 23,6 M\$ des revenus requis par rapport à ceux proposés signifie que la facture de la charge locale passerait à 2 406 M\$, soit une hausse de 21 M\$ ou 0,9 % par rapport à la facture proposée.**

**Q74.4** Veuillez lister les polices d'assurances actuellement en vigueur pour protéger Hydro-Québec contre une telle occurrence?

**R74.4 Aucune police.**

**Q74.5** Veuillez produire copies de ces polices?

**R74.5 N/A**

**Q74.6** Si Hydro-Québec a eu de telles assurances dans le passé, veuillez indiquer quand ces polices ont été terminées et pour quels motifs?

**R74.6** Hydro-Québec n'a jamais souscrit à des polices d'assurance couvrant les lignes et les postes.

#### **8.4 La prise en compte des préoccupations environnementales**

**Question 75.** Contexte : La structure organisationnelle à la page 2 du rapport de performance environnementale d'Hydro-Québec de 1999 ?

**Q75.1** De quelle façon la direction environnementale s'occupe-t-elle de la division TransÉnergie ( HQT-3, doc.4, p.2) ?

**R75.1** La direction Environnement est une unité corporative. Son mandat comporte essentiellement quatre volets : un rôle d'encadrement au niveau corporatif, la mesure de la performance environnementale, la gestion des enjeux stratégiques corporatifs en environnement, et la fourniture de certaines expertises environnementales aux unités d'affaires et de support.

Les unités d'affaires et de support (TransÉnergie, etc.) sont entièrement responsables et imputables de la dimension environnementale de leurs activités et projets, ceci incluant dans le cas présent les additions au réseau de transport. Lesdites unités doivent mettre en œuvre les encadrements mentionnés précédemment et fournir l'information nécessaire au suivi fait par la direction Environnement.

Pour ce faire, elles disposent de ressources humaines et financières allouées selon les règles internes de l'entreprise (par exemple, sur l'organigramme de la page 2 de la pièce HQT-3, Document 4, on indique le nombre de personnes

attitrées à la fonction Environnement dans chaque unité).

**Q75.2** Plus particulièrement, veuillez préciser le rôle exercé par la direction environnementale lorsque TransÉnergie propose des additions au réseau de transport ?

**R75.2** Le rôle de la direction Environnement est d'assurer la Haute Direction que les additions au réseau de transport proposées par TransÉnergie sont conçues et réalisées conformément aux lois, aux règlements et aux encadrements internes (politiques et directives) qui régissent ces activités relativement à l'environnement.

**Question 76.** Contexte : “ En décembre 1999, le territoire Centre-Sud de la Direction principale de l'approvisionnement et des services (DPAS) est devenu la première unité de l'entreprise à obtenir un certificat d'enregistrement ISO 14000. Cet enregistrement confirme, d'une part, que le système de gestion environnemental (SGE) répond aux **critères internationaux** et, d'autres parts, que l'entreprise a la volonté de respecter les engagements qu'elle a pris en matière d'environnement.... ” (HQT-3, doc.4, p.5)

**Q76.1** Veuillez décrire ces critères internationaux?

**R76.1** La norme ISO 14001:1996(F) s'intitule *Système de management environnemental - Spécifications et lignes directrices pour son utilisation*. Elle comporte 17 exigences précises quant aux éléments du système de gestion environnementale que l'organisme qui décide de l'implanter doit mettre en oeuvre pour obtenir l'enregistrement. Le Canada a adopté cette norme sous l'appellation CAN/ISO 14001, en remplacement de l'ancienne CSA Z750.

Les normes ISO sont des produits commerciaux. Hydro-Québec ne peut donc pas fournir les exigences de la norme ISO 14001 dans le cadre de cette demande de renseignements. On peut facilement les acquérir en contactant CSA International

(l'Association canadienne de normalisation), à l'adresse suivante :

865 rue Ellingham  
Pointe Claire (Québec) H9R 5E8  
Tél. : (514) 428-2418  
Fax : (514) 694-5001  
[www.csa-intl.org/onlinestore/welcome.asp](http://www.csa-intl.org/onlinestore/welcome.asp)

**Q76.2** Veuillez fournir la documentation sur la base de laquelle l'accréditation ISO 14000 a été accordé?

**R76.2** Voir notre réponse à votre question 76.1.

**Q76.3** Veuillez fournir les objectifs et les orientations retenus par Hydro-Québec pour les fins de son accréditation ISO 14000?

**R76.3** Il faut d'abord rappeler qu'Hydro-Québec ne sera pas "accréditée" ISO 14001. En fait, il s'agit de faire enregistrer le fait que son système de gestion environnementale est conforme à la norme ISO 14001:1996(F) (ou CAN/ISO 14001, comme mentionné en 76.1). Il faut aussi rappeler qu'un organisme peut implanter ISO 14001 sans nécessairement faire enregistrer son système.

Les objectifs d'implantation et d'enregistrement sont décrits dans le tableau apparaissant au bas de la page 18 du Rapport de performance environnementale 1999 déposé comme pièce HQT-3, Document 4). Les orientations de l'entreprise font également partie de ce rapport.

**Q76.4** Est-ce que le développement durable fait partie des engagements or des orientations d'Hydro-Québec dans le cadre de son accréditation ISO 14000 ? Si oui :

**R76.4** Le développement durable fait effectivement partie des engagements d'Hydro-Québec. Il importe cependant de noter qu'Hydro-Québec a

---

**pris cet engagement il y a maintenant plusieurs années, en 1988 pour être exact.**

**Q76.4.1** De quelle façon est-ce que le développement durable est défini dans la demande d'accréditation pour ISO 14000 d'Hydro-Québec ?

**R76.4.1 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q76.4.2** Selon Hydro-Québec, quels sont les critères internationaux en ce qui concerne le développement durable ? Veuillez fournir la documentation appropriée à l'appui de la réponse?

**R76.4.2 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q76.4.3** Quels sont les engagements précis faits par Hydro-Québec concernant le développement durable ? Veuillez fournir la documentation appropriée à l'appui de la réponse?

**R76.4.3 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q76.5** Veuillez décrire et expliquer les engagements faits par Hydro-Québec dans le cadre de son accréditation ISO 14000 en ce qui concerne l'efficacité énergétique?

**R76.5 L'enregistrement mentionné dans le Rapport de performance environnementale 1999 concerne une autre unité que TransÉnergie.**

**L'engagement en matière d'efficacité énergétique et les résultats obtenus en 1999 sont décrits à la page 22 du Rapport de performance environnementale 1999 déposé comme pièce HQT-3, Document 4.**

**Q76.6** Veuillez décrire des indices de performances établies par Hydro-Québec pour évaluer son progrès et pour s'assurer d'un processus d'amélioration continu?

**R76.6** Le Rapport de performance environnementale de 1999 déposé comme pièce HQT-3, Document 4 présente les indicateurs de performance environnementale d'Hydro-Québec. Ceux-ci permettent d'évaluer le progrès d'Hydro-Québec en environnement et dans certains cas de comparer l'entreprise avec les autres compagnies d'électricité.

**Q76.7** Veuillez indiquer les objectifs d'amélioration visés par Hydro-Québec?

**R76.7** En général, les objectifs concernent notamment la conformité légale, la réduction de substances appauvrissant la couche d'ozone, la contribution à la réduction d'émission de gaz à effet de serre, l'utilisation polyvalente des plans et cours d'eau aménagés par Hydro-Québec, l'amélioration esthétique des projets, la diminution des rejets de contaminants, le recyclage et revalorisation des huiles isolantes, etc...

**Q76.8** Si de tels engagements et objectifs n'ont pas été établis, veuillez expliquer comment Hydro-Québec propose d'évaluer ses progrès?

**R76.8** N/A

**Question 77.** Contexte : " Elle développe des projets rentables, acceptables du point de vue environnemental et favorablement accueillis par les collectivités " (HQT-3, doc.4, p.7)

**Q77.1** Qu'est-ce que Hydro-Québec entend par des projets acceptables du point de vue environnemental ? Veuillez définir les critères utilisés pour prendre ce jugement?

**R77.1** Voir le Rapport de performance environnementale de 1999 déposé comme pièce HQT-3, Document 4, aux pages 8 à 18 ainsi que le Plan stratégique 2000-2004 déposé comme pièce HQT-2, document 2.2, aux pages 40 à 42.

**Q77.2** Qu'est-ce qu'Hydro-Québec entend par des projets favorablement accueillis par les collectivités ? Veuillez définir les critères utilisés pour prendre ce jugement ?

**R77.2** Voir le Rapport de performance environnementale de 1999 déposé comme pièce HQT-3, Document 4, aux pages 8 à 18 ainsi que le Plan stratégique 2000-2004 déposé comme pièce HQT-2, document 2.2, aux pages 40 à 42.

**Question 78.** Contexte : “ De plus, pour s'améliorer en matière de performance environnementale, de développement durable et de santé publique, Hydro-Québec réalise et soutient la recherche et le développement relatifs aux effets de ses activités sur l'environnement ”. (HQT-3, doc.4, p.7). De plus, dans sa politique environnementale, “ HQ s'engage à réaliser et à soutenir la recherche et le développement relatifs aux effets de ses activités sur l'environnement et la santé publique. ” (HQT-3, doc.4, p.45)

**Q78.1** De quelle façon Hydro-Québec (et/ou TransÉnergie) définissent-ils la notion de développement durable ? Veuillez fournir toute documentation à l'appui de votre réponse.

**R78.1** Ce concept est défini au glossaire apparaissant à la page 45 du Rapport de performance environnementale 1999 d'Hydro-Québec déposé comme pièce HQT-3, Document 4.

**Q78.2** En recherche et développement, que fait Hydro-Québec pour considérer et réduire les impacts des champs magnétiques des lignes de transports? Veuillez nous fournir des documents à l'appui de votre réponse.

**R78.2** Voir réponse à la question 2-04c) du Groupe Stop et Stratégies énergétiques.

**Q78.3** En recherche et développement, que fait Hydro-Québec pour réduire l'épandage des herbicides et des pesticides et pour atténuer des impacts négatifs sur la faune et la flore ?

**R78.3** Voir réponse à la question 2-04c) du Groupe Stop et Stratégies énergétiques.

**Q78.4** En recherche et développement, que fait Hydro-Québec pour réduire les BPC, contaminants et autres matières dangereuses ? Veuillez nous dresser une liste et une description pour chacun et des volumes estimés ?

**R78.4 Voir réponse à la question 2-04c) du Groupe Stop et Stratégies énergétiques.**

**Question 79.** Contexte : “ Chaque unité qui a entrepris le processus d’implantation d’un SGE a adopté une démarche structurée et formelle en vue de s’assurer...” (HQT-3, doc.4, p.19)

**Q79.1** Veuillez décrire cette démarche ?

**R79.1 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q79.2** Par rapport au tableau des thèmes sur cette même page (HQT-3, doc.4, p.19), veuillez fournir les documents utilisés lors de ces sessions de formation ?

**Q79.2 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Question 80.** Contexte : “ L’évaluation environnementale des modes d’intervention en maîtrise de la végétation qui impliquent l’utilisation des phytocides démontre que l’on peut se servir de ces produits sans compromettre la santé et la sécurité de la population, tout en protégeant les composantes de l’environnement ”

**Q80.1** Veuillez fournir les informations pertinentes (études, rapports,...) à l’appui de l’affirmation que l’on peut se servir des phytocides sans compromettre la santé et la sécurité de la population ?

**R80.1 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q80.2** Veuillez fournir une copie de l’étude sur la dérivation et le cheminement des phytocides à laquelle fait référence la page 32 du rapport de performance environnementale d’Hydro-Québec de 1999. (HQT-3, doc.4, p.37) ?

**R80.2 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Question 81.** Contexte : “ Aux États-Unis, le National Institute of Environmental Health Sciences (NIEHS) a statué, en juin 1999, sur le risque pour la santé résultant de l'exposition aux CÉM. Il considère que la probabilité que cette exposition représente un risque réel pour la santé est faible... ” (HQT-3, doc.4, p.34)

**Q81.1** Est-ce que d'autres études récentes ont néanmoins démontrées la possibilité d'un tel risque ? Le cas échéant, veuillez nommer ces études et décrire brièvement leur résultats ?

**R81.1 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q81.2** Est-ce que TransÉnergie considère que la science a définitivement démontré qu'il n'existe aucun risque pour la santé résultant de l'exposition aux CÉM ? Sinon, veuillez décrire comment TransÉnergie gère tout risque potentiel ?

**R81.2 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q81.3** Quelles polices d'assurances couvrent des dommages potentiels pour les CÉM ? Veuillez fournir les documents ci-attachant ?

**R81.3 Aucune police d'assurance ne couvre ces dommages.**

**Question 82.** Contexte : “ Sur le plan de la recherche internationale, en 1999, deux nouvelles études épidémiologiques ont contribué significativement à l'évolution des connaissances sur cet enjeu, soit celles du Dr M. Mc Bride du Canada et du Dr N. Day, du Royaume-Uni. Ces deux études rigoureuses d'envergure arrivent aux mêmes conclusions, c'est-à-dire l'absence de preuves d'un quelconque lien étiologique entre l'exposition aux champs magnétiques et le cancer chez l'enfant.” Un peu plus loin nous pouvons noter “ Il faut noter qu'à l'échelle internationale, il n'existe aucun consensus scientifique concernant les limites d'exposition . ” (HQT-3, doc.4, p.34)

**Q82.1** Selon Transénergie, est-ce que cela élimine toute chance que l'on démontre un jour ce lien de causalité entre les champs magnétique et le cancer chez l'enfant ?

**R82.1 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q82.2** Si non, quelles mesures entend-elle prendre pour restreindre les répercussions éventuelles ?

**R82.2 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Question 83.** Contexte : “ La Chaire a pour objectif de promouvoir les activités de recherche universitaire dans le champ de l'aménagement du paysage.”

**Q83.1** Veuillez fournir tous documents pertinents permettant de comprendre les efforts fournis pour atténuer les impacts négatifs?

**R83.1 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Question 84.** Contexte : “ Pour améliorer sa performance environnementale, Hydro-Québec s'engage à intégrer l'environnement dans ses processus décisionnels et à toutes les étapes du cycle de vie de ses produits, de ses services et de ses installation...” (HQT-3, doc.4, p.45)

**Q84.1** Veuillez préciser ce que signifie cette engagement pour Transénergie. De quelle façon cela est-il fait dans une perspective de développement durable?

**R84.1 Cet engagement est expliqué à la page 44 du Rapport de performance environnementale 1999 d'Hydro-Québec déposé comme pièce HQT-3, Document 4.**

**Q84.2** Veuillez fournir toute information nécessaire pour constater et vérifier les initiatives présent par Transénergie pour répondre au volet de cette politique ?

**R84.2 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Question 85.** Contexte : “ Hydro-Québec s’engage à privilégier l’hydroélectricité, les autres sources d’énergie renouvelables et l’efficacité énergétique pour combler les besoins de ses clients.” (HQT-3, doc.4, p.45)

**Q85.1** Veuillez indiquer de quelle façon l’efficacité énergétique est privilégiée pour combler les besoins des clients de TransÉnergie ?

**R85.1 Hydro-Québec est d'avis que cette question devrait être débattue dans le cadre de la cause du distributeur.**

## **8.5 La structure corporative d’Hydro-Québec**

**Q1.1** Contexte : “ Le 1er mai 1997, la structure du marché québécois de l’électricité change. On assiste à l’ouverture du marché de gros à la concurrence avec l’adoption du *Règlement 659 d’Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l’accessibilité à son réseau*. Ainsi, conformément à l’obligation de réciprocité prescrite par l’ordonnance 888-A de la *FERC*, Hydro-Québec ouvre son réseau de transport à tout tiers désireux d’y faire transiter de l’électricité, conformément aux politiques en usage. ”

**Q1.1.1** Est-ce qu’Hydro-Québec avait une obligation quelconque en vertu de l’ordonnance 888-A ? Si oui, veuillez le préciser ?

**R1.1.1 La Federal Energy Regulatory Commission (“FERC”), organisme américain de réglementation économique du secteur énergétique, n’exerce aucune juridiction sur Hydro-Québec. L’obligation à laquelle l’extrait de la pièce HQT-2, Document 1 (page 4 de 23), cité dans la question, réfère est celle de réciprocité d’accès que la FERC a prescrite comme exigence dans ses ordonnances 888 et 888-A afin que les entreprises d’électricité qui font usage d’installations de transport inter-État d’électricité offre le même accès aux tiers aux installations de transport inter-État d’électricité qu’elles possèdent, contrôlent ou opèrent elles-mêmes.**

**Comme le mentionne le témoignage de la pièce HQT-2, Document 1, à la page 4 de 23, concurremment à l’ouverture du marché de gros à la concurrence, Hydro-Québec a conséquemment ouvert son réseau de transport d’électricité à tout tiers désireux d’y faire transiter de l’électricité.**

**Q1.1.2** Hydro-Québec reconnaît-elle qu’en créant la division TransÉnergie et en adoptant d’abord le règlement 652 et ensuite le règlement 659, elle voulait se conformer aux conditions de réciprocité exprimée dans les ordonnances 888 et 888-A de la FERC, pour s’assurer l’accès de HQUS aux marchés américains ?

**R1.1.2 Hydro-Québec réfère l’intervenant aux décrets 1559-96 (11 décembre 1996) et 276-97 (5 mars 1997) du gouvernement concernant l’approbation des règlements 652 et 659 d’Hydro-Québec respectivement qui font état de l’intention de se prévaloir des conditions du nouveau cadre réglementaire afin de profiter de nouvelles occasions de vente aux États-Unis.**

**Q1.2** Pourquoi est-ce que le Groupe services énergétiques a été éliminé et ses responsabilités transférées au Groupe production ?

**R1.2** Pour une meilleure intégration des opérations de production et de commercialisation au sein de l'entreprise.

**Q1.2.1** En quelle date est-ce que cette restructuration a pris effet ?

**R1.2.1** Novembre 1999.

### **8.6 Conditions d'accès au service de transport**

**Question 86.** Contexte : “ transit intérieur (“ *wheel within* ”), soit l'acheminement, sur le réseau de transport d'Hydro-Québec, d'électricité provenant d'un producteur situé au Québec et qui a comme destination finale une charge (du marché de gros) située au Québec. Bien qu'offert, ce service n'a pas été retenu jusqu'à maintenant. ” (HQT-4, doc. 1, p. 5)

**Q86.1** Veuillez indiquer où et comment TransÉnergie a “ offert ” le service de transit intérieur ?

**R86.1** Le service est offert depuis le 1<sup>er</sup> mai 1997, aux termes du *Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau (maintenant les Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec.)*

**Au Québec, les seuls clients de gros sont les neuf municipalités qui exploitent un réseau de distribution d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville.**

**Q86.2** Veuillez préciser qui n'a pas retenu ce service ?

**R86.2** Seules les neuf municipalités qui exploitent un réseau de distribution d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville pourraient utiliser ce service.

**Question 87.** Contexte : “ Tous les réseaux municipaux et la coopérative qui distribuent l'électricité au Québec sont également autorisés depuis mai 1997 à acheter de l'électricité produite par un

service public autre qu'Hydro-Québec, conformément à l'article 134 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, lequel prévoit que "une municipalité peut, avec l'autorisation du gouvernement aux conditions qu'il détermine, acheter de l'électricité de tout autre service public [qu'Hydro- Québec]".

**Q87.1** Est-ce que le gouvernement a déjà déterminé les conditions auxquelles une telle autorisation est requise ? Si oui, veuillez fournir les informations pertinentes.

**R87.1** À la connaissance d'Hydro-Québec, le gouvernement du Québec n'a pas fixé de conditions pour l'achat d'électricité auprès de producteurs québécois.

**Il a cependant établi que les municipalités étaient autorisées, " à compter du 7 mai 1997, à acheter de l'électricité produite par un service public à l'extérieur du Québec, en autant que la province ou l'État où est produite cette électricité permette aux acheteurs qui achètent pour revendre, l'achat d'électricité provenant du Québec. " (Décret 618-97)**

**Q87.2** Est-ce qu'une demande pour une telle autorisation a déjà été déposée ? Si oui, veuillez préciser ?

**R87.2** Hydro-Québec n'a eu connaissance d'aucune demande de cette nature. Une telle demande ne serait pas faite à Hydro-Québec mais bien au gouvernement du Québec.

**Question 88.** Contexte : “ Conformément aux *Tarifs et conditions*, les clients de charge locale doivent être traités comme les clients du service en réseau intégré. Hydro-Québec est tenue notamment de désigner, pour le compte de ses clients de charge locale, des ressources et des charges de la même manière que n’importe quel client du réseau intégré. Les ressources incluent notamment toutes les centrales d'Hydro-Québec, l'électricité achetée auprès de tiers en vertu d'ententes à long ou à court termes et l'importation d'énergie à partir de ressources hors réseau, par exemple d'un producteur hors du Québec, ou d'un réseau voisin et ce, afin de maintenir la fiabilité des approvisionnements énergétiques du Québec. ” (HQT-4, doc. 1, p. 6-7)

**Q88.1** Veuillez déposer les documents à laquelle cette désignation des ressources et des charges a été faite, et ce pour les années 1998, 1999 et 2000 ?

**R88.1** Les charges en réseau, soit une prévision annuelle de la demande provenant d'une analyse en distribution élaborée poste par poste et d'une analyse des clients Grandes Entreprises. Des prévisions sont également élaborées par secteurs d'activité. Ces données représentent la charge locale pour laquelle s'élabore le plan de développement des actifs du réseau de TransÉnergie. Ce processus prévisionnel a fait l'objet d'une présentation détaillée que l'on retrouve à la pièce HQT-4, Document 2.

Les ressources disponibles pour alimenter les charges en réseau sont également fournies à TransÉnergie dans le cadre de ce processus. Elles comprennent le parc de production d'Hydro-Québec ainsi que les moyens de gestion de la consommation et les importations prévues.

Le document décrivant la désignation des ressources est déposé comme pièce HQT-11, document 4.

**Question 89.** Contexte : “ Pour l’alimentation de la charge locale, le distributeur n’a pas besoin de signer de convention avec le transporteur, non plus que de réserver la capacité de transport requise. Le transporteur lui fournit en tout temps la capacité dont il a besoin, au prix fixé par la Régie. ” (HQT-4, doc. 1, p. 7)

**Q89.1** Si aucune convention n’est requise, pourquoi TransÉnergie a-t-elle signé une convention pour la charge locale d’Hydro-Québec, en vigueur jusqu’au 31 décembre 2000 ?

**R89.1** Voir la pièce HQT-11, Document 1, p. 4, lignes 4-12.

**Q89.2** Veuillez déposer le(s) contrat(s) en vigueur pour la desserte de la demande québécoise pour l’année historique 1999 ?

**R89.2** Voir notre réponse à votre question 90.2.2.

**Q89.3** Selon quelle disposition législative ou réglementaire la Régie doit-elle fixer le prix mentionné dans la dernière phrase du passage citée?

**R89.3** Articles 48 à 51 de la *Loi sur la Régie de l’énergie*. C’est l’objet de la présente cause.

**Question 90.** Dans la Convention de service de transport pour la charge locale d’Hydro-Québec, on lit au point 3 :

“ TransÉnergie convient de fournir, et Services énergétiques convient d’utiliser et de payer le service de transport pour la charge locale d’Hydro-Québec à titre de service de transport en réseau intégré, conformément aux stipulations de la Partie III du *contrat du service de transport* et de la présente convention de service. ”  
(HQT-4, doc. 3, en liasse)

**Q90.1** De quelle façon est-ce que cette convention diffère d’un contrat pour le service en réseau intégré ?

**R90.1** La *Convention* et les dispositions pertinentes des *Tarifs et conditions* constituent ensemble les modalités contractuelles du service de transport en réseau intégré. Voir, entre autres,

**les articles 1.7, 1.8, 1.13, le préambule de la partie III, 29.1, 31.1 des *Tarifs et conditions*.**

**Q90.2** Est-ce que le Groupe services énergétiques a suivi les procédures de demande pour le service en réseau intégré précisé à l'art. 29.2 du *Contrat de service de transport* ?

**R90.2** **Oui, en tenant compte qu'il s'agit de deux unités administratives d'une entreprise intégrée, en l'occurrence Hydro-Québec.**

**Q90.2.1** Sinon, veuillez expliquer les motifs ?

**R90.2.1** N/A

**Q90.2.2** Si oui, veuillez déposer une copie complète de la demande, et ce pour les années 1998, 1999 et 2000 ?s

**R90.2.2** **Voir documents produits comme pièce HQT-4, document 3.5.**

**Question 91.** Contexte : Le 9 août 1999, le RNCREQ a déposé une demande en vertu de la *Loi sur l'accès* à Hydro-Québec, demandant copie de toutes conventions de service de transport en réseau intégré signée en vertu de l'appendice F du règl. 659 pour les années 1997, 1998 et 1999 (annexe 1). Le 4 octobre 1999, Hydro-Québec a refusé d'accéder à cette demande, en invoquant les articles 21, 22, 23 et 24 de la *Loi sur l'accès* (annexe 2).

Cependant, la convention de service entre TransÉnergie et le Groupe services énergétiques pour l'an 2000 se trouve dans la preuve HQT-4, doc. 3 (en liasse).

**Q91.1** Veuillez expliquer les motifs pour lesquels Hydro-Québec a refusé l'accès à ces conventions de service?

**R91.1** **Hydro-Québec réfère l'intervenant aux lettres que la directrice, Affaires corporatives chez Hydro-Québec a adressées au procureur du RNCREQ les 30 août et 30 octobre 1999 en réponse à sa demande d'accès du 9 août 1999 ainsi qu'à celle du 6 mars 2000 en réponse à la demande d'accès que son procureur réitérait en date du 4 février 2000. Hydro-Québec souligne**

**que cette demande d'accès réitérée en date du 4 février 2000 fait présentement l'objet d'un recours en révision devant la Commission d'accès à l'information.**

**Q91.2** Veuillez préciser pourquoi, malgré ces motifs, Hydro-Québec a choisi de rendre public ces conventions de service dans sa preuve?

**R91.2** **Le transporteur d'électricité a choisi de déposer ce document concernant l'année 2000 auprès de l'organisme de régulation économique qui le réglemente afin de mieux appuyer son dossier tarifaire.**

**Question 92.** Contexte : “ 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 ferme 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 réseau intégré et aux clients utilisant un service de transport ferme de point à point. ” (HQT-4, doc. 1, p. 7)

**Q92.1** En respectant cette disposition, TransÉnergie a-t-elle le droit de couper les exportations pour maintenir sans interruption le service aux clients québécois, si la capacité disponible ne permet pas de maintenir les deux ?

**R92.1 Non.**

**Q92.2** Selon Hydro-Québec, est-ce que “ Good Utility Practice ” requiert le délestage des clients de transit avant de délester la charge locale ?

**R92.2 Non.**

**Q92.3** Est-ce que, selon Hydro-Québec, la Régie devrait obliger Hydro-Québec de délester les clients québécois avant de couper les exportations d'Hydro-Québec ?

**R92.3 Non.**

**Question 93.** Contexte : “ Dans le cas du client Groupe Production Hydro-Québec, le point de réception désigné comprend l'ensemble des ressources à sa disposition. ” (HQT-4, doc. 1, p. 9)

**Q93.1** Veuillez préciser si les ressources désignées par le Groupe Production pour le service de point à point sont identiques à celles désignées pour desservir la charge locale?

**R93.1** Voir réponse à la question 15 de la Régie.

**Q93.2** Veuillez expliquer en quoi cette pratique est conforme à l'art. 30.1 du *Contrat du service de transport* actuellement en vigueur, selon laquelle :

“ Les ressources en réseau 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 non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptibles. ”

**R93.2** Ceci ne contredit pas l'article 30.1 des Tarifs et Conditions, puisque aucune installation ou ressource spécifique du Groupe Production Hydro-Québec ne fait: "...l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée...", tel qu'expliqué en réponse à la question 15 de la Régie de l'énergie.

**Question 94.** Contexte : “ Par ailleurs, le Groupe Production Hydro-Québec a conclu plusieurs conventions pour le service point-à-point de long terme totalisant 4 000 MW (après pertes) en 2000, dont les revenus s'établissent à 304 M\$. ”

**Q94.1** Est-ce que HQT-4, doc. 3 inclut toutes les conventions de service pour le service de transport ferme de point à point déposé comme HQT-4, doc. 3 actuellement en vigueur ? Sinon, veuillez préciser?

**R94.1** Oui. Toutes les conventions de service pour le service de transport ferme de point à point en 2000 signées en date du 15 août ont été

déposées à la pièce HQT-4, document 3. Les réservations moyennes de 4 000 MW telles que présentées au tableau de la page 14 de HQT-4, document 1 ont été obtenues en divisant les revenus annuels de transport excluant les pertes de 7 % par le tarif annuel applicable en 2000, soit 71,09 \$/kW. Ce calcul qui est détaillé à la page 20 de la pièce HQT-10, document 1 correspond à la moyenne des réservations de tous les contrats de long terme compte tenu de leur durée respective.

**Q94.2** Veuillez indiquer le prix qui s'applique à chacune de ces conventions?

**R94.2** Tel que présenté au *Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau*, le tarif annuel applicable depuis 1997 pour le service point à point de long terme est de 71,09 \$/kW.

**Question 95.** Contexte : Le 9 août 1999, le RNCREQ a déposé une demande en vertu de la *Loi sur l'accès* à Hydro-Québec demandant accès à toute convention de service pour le service de point à point ferme et non ferme pour les années 1997, 1998 et 1999.

Le 4 octobre, Hydro-Québec a refusé d'accéder à cette demande en vertu des articles 21, 22, 23 et 24 de la *Loi sur l'accès*, après avoir consulté les tiers concernés (voir Annexe 3). Cependant, plusieurs de ces documents se trouve dans la preuve HQT-4, doc. 3 (en liasse).

**Q95.1** Veuillez expliquer les motifs pour lesquels Hydro-Québec a refusé l'accès à ces conventions de service?

**R95.1** Voir réponse à la question 91.1 précédente.

**Q95.2** Veuillez préciser pourquoi, malgré ces motifs, Hydro-Québec a choisi de rendre public ces conventions de service dans sa preuve?.

**R95.2** Le transporteur d'électricité a choisi de déposer ces documents auprès de l'organisme de régulation économique qui le réglemente afin de mieux appuyer son dossier tarifaire.

**Question 96.** Contexte : Le tableau “ Revenus de transit ” (HQT-4, doc. 1, p. 14)

**Q96.1** La note 4 du tableau (HQT-4, doc. 1, p. 14) suggère que le nombre de mégawatts indiqué au rang “ Service point à point long terme ” n’est qu’approximatif. Veuillez expliquer pourquoi vous ne pouvez pas donner un chiffre précis, basé sur les conventions signées?

**R96.1** Les réservations présentées au tableau de la page 4 de HQT-4, document 1 ne sont pas des données approximatives. Le résultat obtenu de la division des revenus annuels de transport excluant pertes par le tarif annuel de transport correspond à la moyenne des réservations de tous les contrats de long terme compte tenu de leur durée respective.

**Question 97.** Contexte : Selon l’art. 8.1 du *Contrat de service de transport* en vigueur, Hydro-Québec doit “ Inscire dans un compte ou un sous-compte distinct de revenus d’exploitation, les revenus qu’il tire du service de transport quand il fait des ventes à un tiers en vertu de la partie II du Contrat du service de transport. ”

**Q97.1** Veuillez déposer le ou les compte(s) détaillé(s) maintenu en vertu de l’art. 8.1 pour les années 1998, 1999 et 2000, en indiquant les revenus de chaque transaction enregistrée sur OASIS?

**R97.1** Voir réponse à la question 57.1 de la Régie.

**Question 98.** Le site OASIS n’utilise qu’un seul “ node ” à l’intérieur du Québec [HQT], quoique les conventions de point à point donne comme point de livraison soit Montréal, soit les postes Radisson, Nicolet ou Des Cantons.

**Q98.1** Veuillez expliquer pourquoi ces points ne sont pas des “ nodes ” distincts pour les réservations sur OASIS?

**R98.1** Seuls les chemins contraints sont identifiés comme des points sur le système OASIS, soit toutes les interconnexions avec les réseaux

voisins, à l'exception de celle avec la centrale de Churchill Falls.

- Q98.2** Pour les conventions de service ferme entre TransÉnergie et le Groupe services énergétiques qui spécifient Montréal comme point de réception, veuillez préciser :
- a) qui s'occupe de transiter l'électricité entre les centrales d'Hydro-Québec et le point de réception Montréal?

**R98.2 a) TransÉnergie.**

b) sur quelle base contractuelle ce transit se fait ?

**R98.2b) Ce service est effectué selon les termes des Conventions de service signées entre TransÉnergie et le Groupe Production Hydro-Québec.**

c) comment ce transit est rémunéré?

**R98.2c) TransÉnergie est rémunérée en fonction des dispositions des *Tarifs et Conditions*.**

## **8.7 Les rabais**

**Question 99.** Contexte : “ La politique de rabais est conçue pour inciter les intervenants dans le marché à effectuer des transactions qui, sans rabais, ne seraient pas rentables et partant, ne seraient pas exécutées. ” (HQT-4 doc. 1 p. 16)

- Q99.1** De quelle façon TransÉnergie s'assure-t-elle que les transactions effectuées avec des rabais n'auraient pas pu s'effectuer autrement ?

**R99.1 Voir réponse aux questions 69 de la Régie de l'Énergie et 42.1 du présent intervenant.**

- Q99.2** Si TransÉnergie accordait à Hydro-Québec des rabais plus grands que ceux qui seraient nécessaires pour permettre des transactions à se réaliser, veuillez expliquer pourquoi cela ne constituerait pas une subvention aux exportations au dépens de la clientèle réglementée?

**R99.2 Les rabais offerts visent à accroître le facteur d'utilisation des interconnexions, afin de maximiser les revenus en découlant, et permettre de réduire le coût de service applicable à la charge locale. Voir réponse à la question 35.1 de l'intervenant CERQ.**

**Question 100.** Contexte : “ TransÉnergie établit à chaque mois de façon empirique les rabais applicables au cours du mois suivant, en se basant sur l'écart de prix prévu entre les différents marchés. ” (HQT-4, doc. 1, p. 16)

**Q100.1** Veuillez expliquer en détail cette méthodologie?

**R100.1 Voir réponse à la question 42.1 précédente.**

**Q100.2** Pour chaque décision de TransÉnergie d'accorder un rabais en 1998, 1999 et 2000, veuillez fournir :

**Q100.2.1** La date où la décision était prise?

**R100.2.1 Dans tous les cas où des rabais étaient applicables, la décision a été prise dans les jours précédant le début du mois où ils s'appliquaient.**

**Q100.2.2** Le montant du rabais, et la durée pour laquelle il était offert?

**R100.2.2 Voir réponse à la question 57.1 de la Régie.**

**Q100.2.3** Les informations sur l'écart de prix prévu entre les différents marchés sur lesquelles la décision était prise?

**R100.2.3 Cette information n'est pas disponible.**

**Q100.3** Est-ce qu'il y avait des situations où des prix étaient négociés entre TransÉnergie et Hydro-Québec ? Le cas échéant, veuillez préciser, pour chaque occasion où une telle négociation a eu lieu en 1998, 1999 et 2000 :

**R100.3 Le système OASIS prévoit que tout client du service de transport peut proposer un prix de transit différent de celui affiché par le**

transporteur. Le transporteur peut alors, soit accepter le prix proposé par le client, soit rejeter sa demande ou soit faire une contre-offre. Dans tous les cas où le prix accepté est différent du prix maximal prévu aux *Tarifs et Conditions* du service de transport, ce prix doit être offert à tous les clients.

En pratique, TransÉnergie établit les rabais de court terme qu'elle se propose d'offrir à tous ses clients quelques jours avant le début du mois pour lequel ceux-ci sont applicables et toute demande qui n'est pas conforme à ceux-ci est refusée. Cette pratique est appliquée à tous les clients, incluant Groupe Production Hydro-Québec et les tiers.

**Q100.3.1** L'historique de la négociation (les offres de chaque côté avant qu'une entente soit faite),

**R100.3.1 N/A**

**Q100.3.2** Les motifs avancés par Hydro-Québec pour justifier sa demande de rabais.

**R100.3.2 N/A**

**Q100.3.3** Le montant du rabais final, et la durée pour laquelle il a été offert.

**R100.3.3 Voir réponse à la question 57.1 de la Régie.**

**Q100.4** Veuillez fournir un fichier Excel indiquant, pour chaque réservation de capacité faite par Hydro-Québec pour les années 1998, 1999 et 2000 :

- a) la date où la réservation a été effectuée,
- b) le chemin réservé,
- c) la période précise de la réservation,
- d) le prix accordé par TransÉnergie,
- e) le prix moyen réalisé par Hydro-Québec sur le marché relié par ce chemin durant la période de la réservation.

**R100.4 a) b) c) d)** Des statistiques à ce sujet sont fournies en réponse à la question 57.1 de la Régie.

**R100.4e)** TransÉnergie ne dispose d'aucune information sur les prix de vente de l'électricité par ses clients en utilisant les services de transport point-à-point, que ce soit le Groupe Production Hydro-Québec ou tout autre de ses clients admissibles.

**Q100.5** Veuillez fournir en format Excel un index approprié des prix de marché sur une base journalière ou (si possible) horaire pour le New York Power Pool et pour le New England Power Pool, pour les années 1998, 1999 et 2000.

**R100.5** Les informations utilisées par TransÉnergie proviennent de publications commerciales, tels le MegaWatt Daily et autres, dont les informations sont protégées par copyright et dont la reproduction est illégale.

**Q100.6** Pour chaque rabais accordé par TransÉnergie en 1998, 1999 et 2000, veuillez indiquer :

- a) sur la base desquelles informations la décision avait été prise,
- b) le raisonnement, calculs à l'appui, ayant mené au choix du rabais accordé.

**R100.6 a) et b)** Voir réponse à la question 42.1.

**Question 101.** Comment, dans ses prises de décision concernant les rabais, TransÉnergie tient-elle compte du fait que, les réserves d'eau n'étant pas illimitées, s'abstenir de vendre un kWh à un moment où les prix de marché ne sont pas forts pourrait permettre la vente d'un kWh additionnel à un moment ultérieur ?

**Q101.1** Est-ce que TransÉnergie est informée de l'évolution de réserves d'eau d'Hydro-Québec ? Si oui :

**R101.1** Non, TransÉnergie n'est pas tenue informée de l'état des réservoirs d'Hydro-Québec.

**Q101.1.1** Sur quelle périodicité, et à quel niveau de détail ?

**R101.1.1 N/A**

**Q101.1.2** De quelle façon cette information est-elle utilisée par TransÉnergie dans ses prévisions de l'utilisation du réseau ?

**R101.1.2 N/A**

## **8.8 Les pertes**

**Question 102.** Contexte : “ Dans les Tarifs et conditions proposées, on établit un taux uniforme de pertes électriques de 5,2 % pour tous les types de service de transport, charge locale, réseau intégré et point-à-point. Le taux uniforme de 5,2 % reflète mieux le taux moyen de pertes encourues annuellement sur le réseau, tout en respectant le principe d'une tarification uniforme applicable à tous les clients du service de transport. ” (HQT-4, doc. 1, p. 17)

**Q102.1** Veuillez expliquer les facteurs qui déterminent les pertes réelles encourues sur différents transits (ex. distance, tension, charge sur la ligne) ?

**R102.1** Les pertes du réseau de transport varient principalement en fonction de la charge transitée ainsi que de la configuration et du mode d'exploitation du réseau.

**Voir la pièce HQT-10, document 3, pour plus de détails.**

**Q102.2** Veuillez expliquer en quoi le choix d'appliquer un taux uniforme de pertes contribue à créer des incitatifs pour que les clients utilisent le réseau lorsqu'il est moins congestionné ?

**R102.2** Le taux de pertes uniforme ne contribue pas à “*créer des incitatifs pour que les clients utilisent le réseau lorsqu'il est moins congestionné*”. C'est plutôt le rôle des rabais offerts sur les services de transport de court terme.

## 8.9 Revenus requis

### États financiers

**Question 103.** Le 17 septembre 1999, le RNCREQ a déposé une demande en vertu de la *Loi sur l'accès* à Hydro-Québec, demandant copie des états financiers de TransÉnergie pour les années 1997 et 1998, ainsi que les deux premiers rapports trimestriels de 1999, y compris l'ensemble des annexes, s'il y a lieu.

Le 7 octobre 1999, Hydro-Québec refuse l'accès, en avisant que les états financiers de TransÉnergie ne sont pas accessibles pour les motifs énoncés aux art. 21 et 22 de la *Loi sur l'accès* (annexe 2 aux présentes). Cependant, le document HQT-5, doc. 5 semble présenter les états financiers de TransÉnergie.

**Q103.1** Veuillez expliquer en quoi les états financiers de TransÉnergie sont couverts par ces dispositions, en indiquant le motif précis en vertu duquel l'accès a été refusé ?

**R103.1** Hydro-Québec réfère l'intervenant à la lettre que la directrice, Affaires corporatives chez Hydro-Québec a adressée au procureur du RNCREQ le 7 octobre 1999 en réponse à sa demande d'accès du 17 septembre 1999 ainsi qu'à celle du 6 mars 2000 en réponse à la demande d'accès que son procureur réitérait en date du 4 février 2000. Hydro-Québec souligne que cette demande d'accès réitérée en date du 4 février 2000 fait présentement l'objet d'un recours en révision devant la Commission d'accès à l'information.

**Q103.2** Est-ce que le document HQT-5, doc. 5 représente l'ensemble des états financiers de TransÉnergie ?

**R103.2** La pièce HQT-5, Document 5 présente la conciliation des résultats et du bilan internes de l'unité d'affaires TransÉnergie avec les états financiers consolidés d'Hydro-Québec pour l'année 1999, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2000-102.

**Q103.2.1** Si oui, veuillez expliquer pourquoi les motifs présentés en réponse à la sous-question précédente ne sont plus valables?

**R103.2.1** Voir les réponses aux questions 103.1 et 103.2 précédentes.

**Q103.2.2** Sinon, veuillez préciser les éléments des états financiers de TransÉnergie qui n'ont pas été présentés dans le dossier tarifaire, ainsi que les motifs pour leur exclusion?

**R103.2.2** Voir les réponses aux questions 103.1 et 103.2 précédentes.

### ***Frais corporatifs***

**Question 104.** Selon HQT-5, doc. 3, p. 1 et HQT-6, doc. 1, p. 3, TransÉnergie entend récupérer des tarifs un montant de 44,6 millions de dollars pour les frais corporatifs. Selon HQT-5, doc. 2, p. 9, ces frais incluent les bureaux du pdg et du président du Conseil, la recherche, la planification stratégique, les affaires corporatives et le secrétariat général. Selon le tableau à la page 10, les charges pour toutes ces postes sont imputées selon les " charges primaires à l'exploitation " .

**Q104.1** Veuillez préciser le pourcentage de ces frais corporatifs imputés à TransÉnergie selon les charges primaires à l'exploitation?

**R104.1** 17,5%.

**Q104.2** Veuillez fournir une ventilation détaillée de ce montant, indiquant notamment (pour l'année historique, l'année de base et l'année témoin) les montants alloués à :

- le bureau du pdg
- les relations publiques (interne et externe)
- la publicité d'Hydro-Québec au Québec
- la publicité d'Hydro-Québec hors Québec
- les commandites et subventions (culturelles et autres)
- le contentieux, indiquant notamment les montants prévus pour la présente cause tarifaire ainsi que pour les causes R-3398-98 et R-3405-98
- les bonis
- à la responsabilité général (Comprehensive General Liability)

- l'assurance responsabilité de dommages environnementaux ("Environmental Impairment Liability Insurance") ou l'équivalent
- des assurances responsabilités pour les officiers et les directeurs ou leurs équivalents
- assurance tout risque, ou l'équivalent

**R104.2 Les frais corporatifs imputés correspondent principalement aux coûts engagés par les unités corporatives qui ne font pas l'objet d'une facturation interne. Ces frais sont établis au coût complet et répartis aux unités d'affaires selon les bases d'imputation décrites à la page 10 de la pièce HQT-5, Document 2.**

**Les informations sur ces coûts selon le découpage que vous avez proposé ne sont pas disponibles actuellement.**

### ***Charges brutes directes***

**Question 105.** Veuillez détailler les charges brutes directes (HQT-6, doc. 3, annexe, p. 1) pour faire apparaître toute charge reliée à :

- l'entretien des corridors de transport
- l'achat d'herbicides
- le traitement et/ou l'entreposage des BPC et d'autres matières dangereuses
- déplacement de bâtiments pour respecter les nouvelles normes concernant la distance requise entre les bâtiments et les lignes de haute tension
- toute police d'assurance, s'il y a lieu.

**R105 Cette information est non disponible.**

**Question 106.** Veuillez indiquer les montants réservés, s'il y a lieu, pour :

**Q106a)** L'atténuation future des dommages à l'environnement reliés au BPC ou aux autres matières toxiques,

**R106a) Voir réponse à la question 3-03E) de STOP - Stratégies énergétiques.**

**Q106b)** Le déplacement de bâtiments pour respecter les nouvelles normes concernant la distance requise entre les bâtiments et les lignes de haute tension.

**R106b) Hydro-Québec considère cette question imprécise et ne peut par conséquent y répondre (de quelles normes s'agit-il?).**

Dans les deux cas, veuillez fournir une description détaillée de ces risques, incluant le volume de BPC et autres matières toxiques, et des mesures de protection prises par Hydro-Québec ?

**Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Question 107.** Est ce que Hydro-Québec et/ou TE sont assurés pour la risque des dommages d'ordre environnementales reliées au lignes de transport, par exemple les BPCs, les pesticides et herbicides, les champs électro-magnétiques, etc. ("Dits Risques")? Cette question réfère aux polices d'assurances tout risque, de responsabilité général "Comprehensive General Liability", de l'assurance responsabilité de dommages environnementaux ("Environmental Impairment Liability Insurance") et des assurances responsabilités pour les officiers et les directeurs ou leurs équivalents.

**R107. De façon générale, non. Hydro-Québec ne souscrit à des polices d'assurance pour les activités réglementées que pour les risques catastrophiques et seulement lorsque le coût d'assurance est jugé raisonnable. Dans ce contexte, Hydro-Québec ne possède qu'un programme d'assurance de responsabilité civile catastrophique qui nous couvre jusqu'à concurrence d'un montant de 475M \$. Une franchise de 25M \$ s'appliquera à toute réclamation. Ces polices ne couvrent pas les dommages à l'environnement causés par les polluants sauf lorsque la pollution est soudaine et accidentelle.**

**Q107.1** Si oui, veuillez produire les dites polices pour les derniers trois ans ?

**R107.1 Compte tenu de ce qui précède, non.**

**Question 108.** Si Hydro-Québec (ou TE) ne détient pas de polices d'assurances tout risque , de responsabilité général (Comprehensive General Liability), de dommage en assurance de responsabilité environnementale (" Environmental Impairment Liability Insurance") et des assurances responsabilités pour les officiers et les directeurs ou leurs équivalents pour les " dites Risques ", est-ce qu'elle a sollicité des offres pour de telles assurances? Quel est le montant que le courtier (ou l'assureur) demandait comme primes pour couvrir des risques de pollution pour chacune des trois dernières ans?

**R108. Hydro-Québec n'a jamais sollicité d'offre pour ce type de protection.**

**Q108.1** Si Hydro-Québec (ou TE) n'étaient pas assurés pour les dites risques dans les dernières années, est-ce qu'ils étaient assurés dans les derniers 15 ans. Si oui, veuillez fournir copies des polices pour les trois dernières années dans laquelle la compagnie détenait de l'assurance pour les " dits risques " ?

**R108.1 Non.**

**Q108.2** Quelle est le montant qu'Hydro-Québec (ou TE) ont mis dans la base de tarification pour remédier aux " dits risques " ? Veuillez détailler par catégorie et par volume de contaminants et matières dangereuses ?

**R108.2 Cette information n'est pas disponible.**

**Q108.2.1** Comment avez-vous calculé les quantités volumétriques par catégories de contaminants et matières dangereuses ?

**R108.2.1 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q108.2.2** Veuillez fournir les études de caractérisation, de traitement et d'élimination des principales zones de contamination tels que décrits à la page 25, HQT-4, doc.4 ?

**R108.2.2 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q108.2.3** Veuillez fournir les études de gestion de risques pour les sites contaminés ? Quelle est la politique d'Hydro-Québec (ou TE) à cette égard ?

**R108.2.3 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

**Q108.2.4** “ En outre, elle a obtenu un permis l'autorisant à décontaminer de l'huile provenant de sources extérieurs “. Veuillez préciser ce que votre permis vous permet de traiter et y fournir une copie ? Veuillez préciser ce que veut dire “provenant de source extérieur” ?

**R108.2.4 Hydro-Québec est d'avis que cette demande déborde le cadre de la présente cause tarifaire.**

#### ***Facturation interne émise***

**Question 109.** Est-ce que les revenus de 28,3 M \$ pour facturation interne émise incluent un montant quelconque facturé aux Services partagés en technologies de l'information ? Si oui, veuillez préciser le montant et la nature des services facturés ?

**R109. Non.**

#### ***Charges de services partagés en technologies de l'information***

**Question 110.** Contexte : “ La DPTI a déployé à l'échelle du Québec entier un réseau de télécommunications permettant de répondre autant aux besoins du réseau électrique qu'à ceux des unités administratives et opérationnelles. ” (HQT-6, doc. 5, p. 7)

**Q110.1** Est-ce que les actifs d'Hydro-Québec qui ont été cédés, loués ou autrement mis à la disposition de Connexim font partie de ce réseau ?

**R110.1 Oui. Toutefois, seuls les actifs des réseaux de services qui ont été vendus à Connexim peuvent être utilisés à sa discrétion, y compris la fourniture de services à Hydro-Québec.**

**Question 111.** Contexte : “ TransÉnergie est le principal utilisateur du réseau de télécommunications de la DPTI. ” (HQT-6, doc. 5, p. 7)

**Q111.1** Veuillez tracer l'évolution historique du présent DPTI dès la conception des premiers circuits, en indiquant, à chaque étape, quel département ou vice-présidence en avait la responsabilité.

**R111.1** Nous nous en tiendrons ici aux dix dernières années puisque c'est principalement au cours de cette période que furent réalisés les projets, acquisitions et développements dont découlent aujourd'hui la majeure partie des coûts.

En 1990, les télécommunications et l'informatique étaient partagées entre les diverses unités fonctionnelles. La majeure partie du réseau résidait alors au sein de l'unité Production-Transport-Télécommunications (PTT). En 1996, la Vice-présidence Informatique (VPI) fut fusionnée avec la portion télécommunications de PTT, formant ainsi la direction principale Technologies de l'information (DPTI). En plus de ses responsabilités en informatique, cette nouvelle entité héritait alors de la responsabilité des télécommunications pour l'entreprise.

**Q111.2** Est-ce que ce réseau a été construit principalement pour desservir les besoins de TransÉnergie (ou de son prédécesseur le département de transport d'Hydro-Québec) ? Sinon, veuillez préciser les autres fins pour lesquelles il a été construit, ainsi que l'importance relative de chacune ?

**R111.2** Oui, le réseau de télécommunications fut à l'origine construit pour répondre aux besoins du réseau électrique de l'entreprise intégrée qu'était alors Hydro-Québec.

**Question 112.** Contexte : “ Le réseau est facturé sur la base de circuits. Un circuit est un assemblage d'équipements permettant d'acheminer de l'information entre deux points sur le réseau. Le circuit peut être constitué

de plusieurs tronçons physiques et de technologies différentes. Chaque circuit a un prix qui lui est propre; ce prix est basé sur une répartition du coût global du réseau ... ” (HQT-6, doc. 5, p. 7)

**Q112.1** Est-ce qu'un circuit peut être utilisé par plus qu'un client à la fois ?

**R112.1 Non. Par définition, chaque circuit est attribué à un client pour son utilisation exclusive. Cependant, les équipements sur lesquels transitent ces circuits sont partagés.**

**Q112.2** Est-ce que les circuits de la DPTI sont également mis au service d'autres entités qu'Hydro-Québec ? Si oui, veuillez préciser ?

**R112.2 À l'occasion, la DPTI loue des circuits à d'autres entités, principalement pour aider à desservir des sites Hydro-Québec tels que la Baie James et Manic-5.**

**Q112.3** Est-ce que le prix du circuit est pour son utilisation exclusive, ou pour chaque utilisation ?

**R112.3 Les circuits sont facturés pour la capacité de transmission (bits par seconde sur une distance donnée) mise à la disposition du client plutôt que sur une base d'utilisation (bits transmis durant la période de facturation).**

### ***Augmentation des revenus requis***

**Question 113.** Contexte : Au paragraphe 16 de la requête, Hydro-Québec demande à la Régie de reconnaître un revenu requis pour TransÉnergie de 2 685 \$M, ce qui représente une augmentation de 18 % par rapport au revenu requis de 2 260 \$M établi dans le règlement 659, actuellement en vigueur.

**Q113.1** Veuillez résumer les facteurs principaux qui ont mené Hydro-Québec à demander une augmentation de cette envergure?

**R113.1 Les données mentionnées dans votre question ne sont pas comparables puisque les 2685 M\$ auxquels vous vous référez correspondent à**

l'ensemble du revenu requis pour 2001 alors que les 2260 M\$ que vous utilisez comme base de comparaison ne correspondent qu'à la partie assumée par la charge locale, de laquelle il faut déduire 48M\$ tel que mentionné dans notre preuve.

L'augmentation demandée par Hydro-Québec pour la charge locale n'est que de 167 M\$ et suit trois années de gel en matière de tarif de transport. Voir également réponse à la question 73.1 de la Régie.

#### **8.10 Base de tarification**

**Question 114.** Veuillez fournir une ventilation détaillée du poste " Environnement " (HQT-7, doc. 3.1, p. 35), en indiquant les dates des ajouts d'actifs?

**R114** Le montant inscrit sous la rubrique " Environnement " (25,0 M\$ - au coût d'origine et 12,3 M\$ comme valeur nette) correspond à différentes études en environnement.

La composition du 25,0 M\$ est constituée des ajouts suivants :

1989 - 1,5 M\$

1993 - 17,2 M\$

1994 - 0,3 M\$

1995 - 1,8 M\$

1996 - 1,5 M\$

1998 - 1,3 M\$

1999 - 1,4 M\$

**Question 115.** Contexte : “ Les immobilisations sont amorties selon la méthode à intérêts composés, au taux de 3%, à l'exception du matériel de construction, d'exploitation et de recherche, qui est amorti selon la méthode linéaire. Cette méthode d'amortissement à charge croissante est conforme aux principes comptables généralement reconnus au Canada et est utilisée par Hydro-Québec depuis 1962. ” (HQT-5, doc. 1, p. 3)

“ [Hydro-Québec] entend également, sur la même période [1998-2002], actualiser de manière progressive certaines pratiques comptables, particulièrement en ce qui a trait à l'amortissement de ses actifs. Elle utilisera la méthode d'amortissement linéaire de ses actifs, basée sur l'évaluation de la période de vie utile de ses installations. Une telle pratique est courante au sein de l'industrie. ” (*Plan stratégique 1998-2002*, page 40)

**Q115.1** Pourquoi Hydro-Québec voulait-elle remplacer la méthode à intérêts composés par la méthode linéaire ?

**R115.1** Les frais corporatifs imputés correspondent principalement aux coûts engagés par les unités corporatives qui ne font pas l'objet d'une facturation interne. Ces frais sont établis au coût complet et répartis aux unités d'affaires selon les bases d'imputation décrites à la page 10 de la pièce HQT-5, Document 2.

Les informations sur ces coûts selon le découpage que vous avez proposé ne sont pas disponibles actuellement.

**Q115.2** Hydro-Québec a-t-elle définitivement abandonné cette initiative ?

**R115.2** Avant de mettre en vigueur une nouvelle méthode d'amortissement des actifs de transport, Hydro-Québec présentera à cette fin à la Régie de l'énergie une demande formelle en bonne et due forme.

**Q115.2.1** Si oui, veuillez expliquer les raisons ?

**R115.2.1** Voir réponse à la question 115.2 précédente.

**Q115.2.2** Sinon, quand entend-elle le mettre en œuvre ?

**R115.2.2** Voir réponse à la question 115.2 précédente.

### **8.11 Mises en exploitation planifiées pour l'année témoin 2001**

**Question 116.** Contexte : “ Au cours de l'année témoin projetée 2001, TransÉnergie prévoit des mises en exploitation de projets d'une valeur globale de 825 M \$. ... Une majorité de ces projets ont déjà fait l'objet des autorisations nécessaires à leur réalisation, conformément aux exigences législatives et administratives alors en place. Les types d'autorisations obtenues pour ces projets (décrets, comité Warren, commission Nicolet, haute direction d'Hydro-Québec) sont précisés au présent document. ” (HQT-7, doc. 4, p. 3)

**Q116.1** Veuillez expliquer dans quelle mesure le comité Warren et la commission Nicolet avaient le pouvoir d'autoriser des investissements précis?

**R116.1** Ces comités ont fait des recommandations à TransÉnergie qui ont été concrétisées par différents projets d'investissements (identifiés à ces deux comités).

Pour ce qui est de l'approbation de ces projets, ils ont été soumis au processus régulier d'approbation prévu dans les pouvoirs de décision d'Hydro-Québec .

**Question 117.** Contexte : “ L'annexe 1 détaille l'ensemble des projets qui seront mis en exploitation en 2001 (825 M \$), y compris cette tranche de projets [qui n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation spécifique] d'une valeur de 54,3 M \$.” (HQT-7, doc. 4, p. 3)

“ Ces projets, n'ayant pas encore fait l'objet d'une approbation spécifique, seront évalués en détail au moment opportun par les responsables qui détermineront alors les diverses options, s'il en est, et leurs avantages respectifs. Il est toutefois à prévoir que peu d'options alternatives s'offriront à TransÉnergie pour ces projets.” (HQT-7, doc. 4, p. 7)

“ Ce document ... fait ainsi suite à la demande qu'adressait la Régie dans sa décision D-2000-102. Cette demande est ainsi formulée:

*"Additions aux immobilisations*

Les additions aux immobilisations qui n'auront pas déjà fait l'objet d'une approbation spécifique devront faire l'objet d'une présentation plus détaillée, incluant les alternatives et leur coût ainsi qu'une justification de la prudence et du moindre coût des choix retenus. Hydro-Québec devra également fournir l'approbation obtenue pour chaque addition.” (HQT-7, doc. 4, p. 1)

**Q117.1** Veuillez préciser quels des 212 projets mentionnés dans l'annexe 1 n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation spécifique?

**R117.1** **Tel que présenté, l'ensemble des projets totalisant 54,3 M\$ débiteront et auront une mise en exploitation en 2001. Ces projets seront donc approuvés au cours de l'année 2001 conformément aux pouvoirs de décision d'Hydro-Québec.**

**Q117.2** Pour chacun de ces projets, veuillez fournir les informations demandées par la Régie dans le passage précité, soit :

- les alternatives et leur coût, et
- une justification de la prudence et du moindre coût des choix retenus.

**R117.2** **Ces projets représentent une part importante de nos activités qui est d'assurer le maintien et la pérennité de nos actifs (par des remises à neuf ou des remplacements d'actifs désuets et/ou**

non performants). Ce groupe de projets totalise 39,0 M\$ ou 72% du total de 54,3 M\$. Les autres projets sont aussi directement liés à notre mission de base soit, le maintien et l'amélioration de la qualité et le respect des exigences.

**Question 118.** Contexte : " TransÉnergie prévoit que des projets totalisant 54,3 M \$ débiteront et seront mis en exploitation en 2001 suite à leur approbation. " (HQT-7, doc. 4, p. 7)

- Q118.1** Veuillez également décrire tout projet qui devra débiter en 2001, pour une mise en exploitation ultérieure? Pour chacun, veuillez fournir une description du projet ainsi que :
- les alternatives et leur coût, et
  - une justification de la prudence et du moindre coût des choix retenus.

**R118.1** Tel que mentionné dans notre réponse à la question 6.4 de la Régie, notre planification des investissements a été effectuée globalement à partir d'orientations monétaires corporatives. Tenant compte du devancement de 6 mois de la préparation des prévisions d'investissements 2001 (voir la pièce HQT-5, Document 2, page 2, lignes 7-10), TransÉnergie n'est pas en mesure de préparer un détail complet de tous ses projets planifiés pour 2001.

C'est ainsi que nous avons mis l'emphase sur les éléments suivants considérés comme importants dans la préparation de la cause tarifaire :

Liste des projets majeurs et des projets dont le coût global est supérieur à 5 M\$ (voir notre réponse à la question 6.4 de la Régie).

Liste des mises en exploitation prévues en 2001.

Pour la préparation de cette dernière liste, une demande spécifique a été faite aux

responsables de nos 4 territoires afin d'estimer les nouveaux projets qui se réaliseront complètement en 2001. Ces projets totalisent 54,3 M\$. Pour les autres projets débutant en 2001, les investissements sont planifiés sous forme d'enveloppe monétaire car ils n'ont pas fait l'objet d'une analyse complète ni d'une priorisation.

### 8.12 Pertes

**Question 119.** Contexte : “ La charge, la configuration et le mode d'exploitation du réseau influencent ces variables et les pertes qui en découlent. ” (HQT-10, doc. 3, p. 4)

**Q119.1** Veuillez expliquer la relation entre la charge sur une ligne et le niveau de pertes?

**R119.1** La charge sur une ligne impliquera un courant dans la résistance de cette ligne proportionnel à cette charge pour un niveau de tension donnée. Les pertes par effet joule seront le produit de la résistance par le carré du courant y circulant.

**Q119.2** Veuillez expliquer la relation entre la configuration du réseau et le niveau de pertes?

**R119.2** Lors de l'exploitation du réseau, certains équipements sont mis hors tension pour fins d'entretien ou dans certaines situations de faible charge des lignes sont retirées du réseau pour contrôle de tension. Ceci affecte la résistivité du réseau et les pertes qui en découlent.

**Q119.3** Veuillez expliquer la relation entre le mode d'exploitation du réseau et le niveau de pertes?

**R119.3** Dépendant du niveau de tension d'exploitation du réseau, le courant circulant dans les équipements sera affecté et par conséquent les pertes du réseau.

**Question 120.** Contexte : “ Les pertes par effet Joule constituent la composante principale des pertes de transport. ... Les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré du courant. ” (HQT-10, doc. 3, p. 4)

**Q120.1** Veuillez fournir un tableau indiquant le niveau des pertes pour une ligne typique à très haute tension, et ce pour des charges allant de 10% jusqu'à 100 % de sa capacité thermique?

**R120.1 Niveau de pertes pour une ligne à très haute tension.**

Courants				
en Ampères	400 A	1500 A <sup>(b)</sup>	3000 A	4000 A <sup>(c)</sup>
Pertes Joule				
en MW <sup>(a)</sup>	1,5 MW	20,4 MW	81,7 MW	145,2 MW

(a) Pertes par effet Joule pour une ligne typique à 735 kV de 275 km de longueur, à tension unitaire et parfaitement compensée aux deux extrémités.

(b) Niveau d'utilisation typique d'une ligne à 735 kV dans le réseau à la pointe.

(c) La capacité thermique est limitée par les équipements (disjoncteurs, transformateurs de courant) en série avec la ligne.

**Question 121.** Contexte : “ Comme pour la tarification des services de transport, l'approche timbre-poste sans différenciation géographique a été retenue. ” (HQT-10, doc. 3, p. 12)

**Q121.1** Est-ce que, en réalité, les pertes augmentent avec la distance transitée ? Si oui, veuillez préciser la relation entre la distance et les pertes?

**R121.1 Les pertes sur les lignes seront proportionnelles à la distance parcourue pour une même tension d'exploitation.**

**Q121.2** Est-ce que, en réalité, les pertes varient sur un parcours donné, en fonction de la charge (qui varie sur une base temporelle) ? Si oui, veuillez expliquer pourquoi ceux qui utilisent le réseau lorsqu'il est moins chargé devront subventionner ceux qui contribuent le plus à la congestion?

**R121.2 Les pertes varient effectivement en fonction de la charge mais la résistivité du réseau pour sa part augmente lorsque le réseau est moins chargé car des équipements sont retirés pour entretien ou pour contrôle de la tension.**

**Lorsque l'on évalue les pertes du réseau, l'exercice est effectué pour tous les clients simultanément et non pas sur une base de présence à différent niveau de charge.**

**Question 122.** Contexte : “ Le contrat de transport actuel utilise des taux de pertes différenciés : 5 % pour le service en réseau intégré (applicable à la charge locale) et 7% pour le service de point à point. Le principe qui justifiait cette approche suppose que le réseau de transport a été conçu pour desservir la charge locale et que la capacité disponible au-delà des besoins de la clientèle québécoise est commercialisée par l'entremise du service de point à point. ” (HQT-10, doc. 3, p. 12)

“ L'allocation des pertes globales par service de transport n'est pas le résultat d'une mesure mais plutôt d'une estimation. ... [Cette estimation] considèrerait pour le service de point à point un profil constant et uniforme à l'année longue, au-delà du profil de la charge locale. Cette hypothèse devient de moins en moins probable, puisque le service de point à point présente un profil de plus en plus complémentaire à celui de la charge locale. ” (HQT-10, doc. 3, p. 13)

**Q122.1** Même si le service de point à point présente un profil parfaitement complémentaire à celui de la charge locale, n'est-il pas vrai que son utilisation augmente le taux de pertes qui aurait eu lieu dans l'hypothèse où la capacité disponible au-delà des besoins de la clientèle québécoise n'aurait pas été utilisée?

**R122.1 Non, puisque le service de point à point a un profil complémentaire à la charge locale, les pertes additionnelles sont générées à un niveau moindre d'utilisation du réseau. Il en ressort à toute fin pratique que le taux de pertes de la charge locale considérée séparément procure un taux de pertes similaire à celui du réseau de transport incluant le service de point à point.**

**Question 123.** Contexte : “ Conformément à l’approche au coût moyen utilisée pour l’établissement des tarifs de transport, il est proposé d’utiliser un taux de pertes de transport uniforme applicable à l’ensemble des services de transport. L’uniformisation des taux de pertes est cohérente avec le principe “ timbre-poste ” pour l’établissement des tarifs de transport au coût moyen, qui ne fait pas de distinction entre le prix des différents services de transport. ”

**Q123.1** Selon Hydro-Québec, est-ce que l’utilisation d’un taux uniforme de pertes est requise par la *Loi sur la Régie de l’énergie*, tel que modifiée par la Loi 116 ?

**R123.1** La *Loi sur la Régie de l’énergie* préconise l’uniformité territoriale de la tarification sur l’ensemble du réseau de transport d’électricité. Bien que les pertes ne soient pas un facteur de coût pour établir les tarifs de transport, leurs modalités font partie des conditions du service de transport.

En conséquence, un taux de pertes uniforme est certainement en ligne avec l’esprit de la loi.

De plus, la proposition d’un taux de pertes unique respecte des contraintes techniques et est beaucoup plus simple d’application.

**Question 124.** Contexte : “ L’utilisation d’un taux de pertes unique reflète le fait que le réseau est intégré et qu’il sert à rendre tous les services de transport, sans considération du service de point à point à la marge, de la situation géographique du client, du parcours utilisé pour se rendre d’un point à un autre ou de la distance parcourue par l’électricité transitée. ”

**Q124.1** Est-ce que la proposition d’utiliser un taux de pertes unique reflète également la notion que les utilisateurs du service de point à point ont tous les mêmes droits que la charge locale, et ne devront donc pas être pénalisés en attribuant à la charge locale les “ premières tranches ” des lignes ?

**R124.1** Non. Les droits des clients de la charge locale et du service de point à point sont déjà différents sur plusieurs points.

### **8.13 Modifications proposées aux tarifs et conditions**

**Question 125.** Contexte : “ En mai 1997, lors de l’ouverture du réseau de transport d’Hydro-Québec au transit de gros, le groupe – Services énergétiques d’Hydro-Québec, à titre de mandataire du distributeur, a conclu avec TransÉnergie une convention de service de transport en réseau intégré, pour la desserte des clients du distributeur. Une telle convention, entre deux entités d’Hydro-Québec, constituait en fait une entente administrative interne. Cette solution fut retenue pour bien marquer la séparation fonctionnelle entre les activités marchandes et celles du transporteur. La convention fut reconduite pour 1998, 1999 et 2000. ” (HQT-11, doc. 1, p. 4)

**Q125.1** Veuillez déposer copies de ces conventions, y compris tout document annexé ?

**R125.1 Voir pièce HQT-4, document 3.4.**

**Question 126.** Contexte : “ Il est proposé, d’une part, de ne pas la renouveler et, d’autre part, de ne pas conclure de convention semblable entre le distributeur et le transporteur. ” (HQT-11, doc. 1, p. 4)

**Q126.1** Veuillez préciser les avantages qu’obtiendront les clients du distributeur si leur service est fourni sous le concept de “ charge locale ” au lieu de sous une convention de réseau intégré?

**R126.1 Comme nous l’expliquons à la pièce HQT-11, Document 1, p. 5, lignes 17-20 et p. 6, lignes 11-14, “ cette modification conceptuelle au service de transport pour la desserte de la charge locale est absolument sans effet sur les droits des clients du distributeur ou sur la qualité ou le prix du service de transport qui leur est offert ”. Il n’y a donc aucun avantage ou inconvénient pour les clients du distributeur ou pour Hydro-Québec.**

**Q126.2** Veuillez préciser les avantages qu’obtiendront Hydro-Québec si le service aux clients du distributeur est fourni sous le concept de “ charge locale ” au lieu de sous une convention de réseau intégré?

**R126.2 Voir réponse à la question 126.1 précédente.**

**Q126.3** Veuillez résumer les raisons pour lesquelles Hydro-Québec désire faire cette modification?

**R126.3 Pour éliminer une procédure inutile, celle de signer une convention de service en réseau intégré.**

**Question 127.** Contexte : Hydro-Québec propose d'éliminer la phrase suivante de la définition du Client du service de transport (l'art. 1.8) : Tout client admissible (ou son agent désigné) qui ... **ii** demande par écrit que le transporteur dépose auprès de la Régie une proposition de convention de service, non signée, pour recevoir le service de transport en vertu de la partie II du Contrat du service de transport. ", avec le commentaire : " Il n'est pas souhaitable d'offrir un service de transport avant que le client n'ait dûment signé une convention de service. Toute demande doit nécessairement être faite au transporteur en fonction des *Tarifs et conditions* en vigueur et approuvés par la Régie. "

**Q127.1** Veuillez expliquer pourquoi, selon la compréhension d'Hydro-Québec, la FERC avait inclut cette disposition dans le tarif *pro forma* ?

**R127.1 Hydro-Québec est d'opinion que la disposition de l'article 1.8 du Contrat de service de transport dont l'élimination est proposée se rapporte à la situation décrite à l'article 15.3 du Contrat de service de transport où le transporteur et le client du service de transport ne peuvent pas s'entendre sur tous les termes et conditions de la convention de service.**

**Q127.2** Veuillez expliquer pourquoi ce motif ne s'applique pas au Québec ?

**R127.2 Au Québec, la situation est simple : 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 sur la Régie de l'énergie* — Hydro-Québec.**

**Par ailleurs, toutes les conditions applicables au service de transport sont contenues aux *Tarifs***

**et conditions**, lesquels sont approuvés par la Régie. Ces conditions ne sont pas négociables ; le client n'a d'autre choix que de les accepter telles quelles s'il veut recevoir un service de transport. À notre avis, il ne peut donc pas survenir un différend comme celui décrit à l'article 15.3 des *Tarifs et conditions* et le début du service avant la signature d'une convention n'est ni nécessaire ni souhaitable.

Enfin, le client du service de transport possède également son recours en plainte devant la Régie de l'énergie en vertu du chapitre VII de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.