

RÉPONSES AUX QUESTIONS DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

1. **Références** : HQT-2, document 3, page 1 de 2
HQT-2, document 4, page 1 de 1

Préambule :

Le rapport annuel, le profil financier d'Hydro-Québec, le plan stratégique d'Hydro-Québec et les organigrammes présentent plusieurs informations nécessaires à l'étude de la demande révisée d'Hydro-Québec.

Demandes :

Q1.1 Veuillez déposer le " rapport annuel 1999 " d'Hydro-Québec.

R1.1 Ce document est fourni comme pièce HQT-2, document 2.1.

Une version électronique est également disponible sur le site Internet d'Hydro-Québec, à l'adresse suivante :

http://www.hydroquebec.com/profil/rapport_annuel/index.html

Q1.2 Veuillez déposer le " profil financier 1999-2002 " d'Hydro-Québec

R1.2 Ce document est fourni comme pièce HQT-8, document 1.1.

Une version électronique est également disponible sur le site Internet d'Hydro-Québec, à l'adresse suivante :

http://www.hydroquebec.com/profil/rapport_annuel/index.html

Q1.3 Veuillez déposer le " plan stratégique 2000-2004 " d'Hydro-Québec

R1.3 Ce document est fourni comme pièce HQT-2, document 2.2.

Une version électronique est également disponible sur le site Internet d'Hydro-Québec, à l'adresse suivante :

http://www.hydroquebec.com/profil/rapport_annuel/index.html

Q1.4 Veuillez déposer la mise à jour des organigrammes.

R1.4 Voir les pièces HQT-2, documents 3 et 4 révisés.

2. **Référence :** Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, page 7, 2^e paragraphe

Préambule :

Par sa requête amendée, Hydro-Québec demande, entre autres, à la Régie d'« **AUTORISER** les projets d'expansion et de modification du réseau, de même que les autres projets d'investissements inscrits dans le budget d'investissements 2001 soumis par le transporteur ».

Demande :

- Q2.1 Est-ce que, selon Hydro-Québec, les articles de la *Loi sur la Régie de l'énergie* en vertu desquels la requête est introduite permettent à la Régie d'autoriser des projets. Si oui, veuillez préciser quels articles et expliquer.

R2.1 En vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, la Régie doit établir la base de tarification du transporteur d'électricité en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau. Le dossier tarifaire du transporteur d'électricité contient le budget 2001 des investissements additionnels prévus en immobilisations et Hydro-Québec demande que, comme dans le cas des distributeurs de gaz naturel et en vertu de ses mêmes pouvoirs, la Régie autorise les projets d'extension et de modification du réseau de même que les autres projets d'investissements compris dans ce budget d'immobilisation 2001. Aucun règlement de la Régie ne fixe présentement les conditions et les cas auxquels sont soumis le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel pour obtenir l'autorisation de la Régie dans les cas visés au paragraphe 1° de l'alinéa 1 de l'article 73 de la Loi. Aucune autorisation spécifique n'est donc

présentement requise en vertu de cette disposition de la Loi qui, bien qu'en vigueur, ne produit pas ses pleins effets juridiques, pour les projets d'extension et de modification du réseau et les autres projets d'investissements du transporteur d'électricité.

3. Référence : **HQT-1, document 1 page 20 section 5.3.5**

Préambule :

Vous mentionnez, notamment, à la page 20 ligne 17 : “ ... *Hydro-Québec est d'avis que la mise en oeuvre de toute réglementation incitative devrait se faire suivant une démarche progressive.* ”

Demande :

Q3.1 Veuillez décrire les étapes de la démarche proposée qui pourraient être entreprises lors de la présente cause.

R3.1 Les démarches suivantes pourraient être entamées au cours de la présente cause tarifaire :

1. Détermination des composantes fondamentales du coût du service ;
2. Identification des indicateurs de performance portant sur la qualité du service ;
3. Identification des préoccupations des intervenants.

4. Références : **HQT-2, document 1 page 15 lignes 10 à 26**
HQT-11, document 2 art. 1.6

Préambule :

Un client admissible est actuellement défini de la façon suivante dans le contrat du service de transport : “ **Client admissible** : (i) *Un service public d'électricité (y compris le transporteur et tout revendeur d'électricité), un organisme gouvernemental de revente d'électricité ou toute personne qui produit de l'électricité en vue de la vente pour la revente; l'énergie électrique vendue ou produite par une telle entité peut provenir des États-Unis, du Canada ou du Mexique; toutefois, cette entité n'a pas droit à un service de*

transport qui serait interdit par l'article 212 (h)(2) de la Federal Power Act, 16 U.S.C.; et (ii) tout client au détail choisissant séparément le service de transport conformément à un programme d'accès au détail mis sur pied par un État ou conformément à une offre volontaire du transporteur présentant séparément le service de transport au détail. ”

De plus, vous mentionnez dans votre demande “ Rappelons à cet effet que nous avons publié, à l'intention des grandes entreprises alimentées directement par le réseau de transport, le document Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec. Ce document fait notamment état des façons, pour les clients, d'immuniser leurs équipements contre les variations de l'onde et de maintenir les perturbations produites par leurs propres installations en deçà des niveaux autorisés.

Nos efforts en cette matière se poursuivront en 2000. Plus particulièrement, nous comptons mesurer et analyser la qualité de l'onde aux endroits stratégiques de notre réseau de transport à l'aide d'équipements de mesure appropriés. TransÉnergie proposera également des limites d'émission de l'onde électrique par les clients perturbateurs et participera à l'identification des solutions visant à enrayer, sinon diminuer, les problèmes de perturbation de l'onde. Un guide de solutions applicables chez les clients Grande entreprise devrait également être développé afin qu'il y ait une amélioration de la satisfaction de notre clientèle quant à la fiabilité du réseau de transport. ”

Demande :

Q4.1 Compte tenu que les clients Grande entreprise alimentés directement par le réseau de transport ne sont pas à ce jour des clients du transporteur, veuillez expliquer le mode de facturation et les arrangements pris entre le transporteur et le distributeur pour la fourniture de ce service.

R4.1 Aucune facturation additionnelle au coût déjà assumé par le distributeur n'est prévue. Ce service fait partie du service de base offert par le transporteur.

5. Références : **HQT-1, document 1, pages 23 de 25**
HQT-7, document 2, page 2
HQT-3, document 1, pages 37 et 44
Rapport d'activités 1999 de TransÉnergie, page 17.

Préambule :

À la pièce HQT-1, document 1, Hydro-Québec rappelle un thème à traiter que la Régie a identifié : “ *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 ” (Décision D-2000-102, page 35).* ”

Hydro-Québec indique à ce sujet : “ *La présente cause est certes un forum approprié pour discuter de ces questions, et la preuve déposée par Hydro-Québec couvre également ces préoccupations.* ” .

À la pièce HQT-7, document 2, page 2, il est indiqué que les mises en exploitation projetées pour l’année 2000 sont de 483 M\$ et qu’elles sont de 825 M\$ pour l’année 2001, soit 71 % plus élevées.

À la pièce HQT-3, document 1, il est indiqué en référence à la méthodologie de planification des actifs de transport “ *Cette méthodologie fournit une vision à long terme de l’évolution du réseau ... , et elle sert d’intrant à TransÉnergie pour l’analyse de l’impact des investissements majeurs sur les tarifs prévus en matière de transport.* ” .

Cette méthodologie est par ailleurs présentée schématiquement à la page 44.

Demandes :

Q5.1 Veuillez déposer le plus récent *Plan de gestion des actifs* tel qu’identifié à la page 44 de la pièce HQT-3, document 1, et au Rapport d’activités 1999 de TransÉnergie.

R5.1 Le plan de gestion des actifs est un document de travail interne et partant, TransÉnergie ne croit pas opportun de le déposer. De plus, ce document contient des informations commerciales privilégiées qu’il n’est pas approprié de divulguer publiquement. Par ailleurs, la Régie conformément à ses pouvoirs, aura l’occasion d’analyser au mérite chacun des projets majeurs

d'investissement. L'impact de ces projets d'investissements sur les tarifs sera également apprécié par la Régie à cette même occasion.

Q5.2 Veuillez déposer les résultats de l'analyse de TransÉnergie de l'impact des investissements majeurs sur les tarifs.

R5.2 L'analyse de TransÉnergie de l'impact des investissements sur les tarifs s'est limitée à l'année témoin projetée 2001. Cette analyse est reflétée au présent dossier, plus particulièrement à la pièce HQT-10, document 1.

- 6. Références :** HQT-5, document 4
HQT-7, document 4, annexe 2
HQPR-5 (R-3405-98), document 1, page 12, lignes 4 à 22

Préambule :

Au cours de l'année témoin projetée, TransÉnergie prévoit des investissements d'une valeur globale de 651,4 M \$. Ce budget d'investissements planifiés pour 2001 est ventilé en 5 catégories ou finalités. Ces finalités sont décrites à l'annexe 2 de la pièce HQT-7, document 4.

Dans sa preuve principale au dossier R-3405-98, Hydro-Québec est d'avis que *“ l'utilisation de données projetées de façon mensuelle aux fins de l'établissement de la base de tarification et de la structure de capital fournit une meilleure représentation de l'évolution des prévisions d'investissements et de leur coût en capital pour la période de l'année témoin.*

...

Quant à l'établissement du coût en capital, il est préférable d'utiliser une structure de capital cohérente avec le traitement appliqué à la base de tarification. Ainsi, le coût des capitaux empruntés peut être déterminé en tenant compte de l'évolution mensuelle des emprunts au cours de l'année témoin, afin de représenter adéquatement l'utilisation effective prévue de ces capitaux. En effet, les charges financières qui seront encourues au cours de l'année témoin seront relatives aux emprunts en circulation et il serait moins approprié d'utiliser un montant établi à une seule date, ou en divisant simplement par deux les soldes du début et de la fin de l'année témoin, à moins que leur évolution prévue soit linéaire ou relativement stable ” .

Demandes :

Q6.1 Veuillez fournir les budgets d'investissements annuels par finalité depuis 1998, en indiquant les montants autorisés ainsi que les déboursés réellement effectués.

R6.1 En réponse à cette question, nous avons préparé le tableau suivant :

SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR FINALITÉS				
	1999		2000	2001
	BUDGET	RÉEL	BUDGET	PROJETÉ
MAINTIEN DES ACTIFS <i>(Pérennité)</i>	247,2	206,1	208,6	176,2
CROISSANCE	78,4	57,7	103,3	64,3
M.A. DE LA QUALITÉ	381,7	182,2	231,3	384,2
RESPECT DES EXIGENCES	9,5	10,3	22,2	19,8
DÉV. DES AFFAIRES	5,4	1,4	2,0	6,9
TOTAL	722,2	457,7	567,4	651,4

(MILLIONS \$)

Q6.2 Veuillez justifier, le cas échéant, toute hausse pour 2001 du budget d'investissements par finalité.

R6.2 La variation annuelle des budgets d'investissements est fonction du cycle de réalisation des différents projets.

Entre 2000 et 2001, les principales variations sont reliées en grande partie aux projets majeurs en cours de réalisation (voir liste de ces projets à la réponse 6.4 suivante)

Tel que présenté à la réponse 6.1 précédente, une hausse de 152,9 M\$ se retrouve au niveau de maintien et amélioration de la qualité. Les projets affichant les principales variations sont :

- Boucle Montérégienne 53,0 M\$
- Boucle Outaouaise 75,5 M\$

- Interconnexion Ontario 70,0 M\$

Q6.3 Veuillez fournir l'évolution mensuelle des budgets d'investissements, des emprunts et du coût des capitaux empruntés au cours de l'année témoin.

R6.3 Compte tenu du fait qu'Hydro-Québec propose, pour les raisons invoquées à la pièce HQT-8, Document 1, l'utilisation d'une structure de capital présumée, les capitaux empruntés sont présumés répartis également tout au long de l'année témoin projetée.

Quant au coût des capitaux empruntés, il est fondé sur la somme des coûts encourus au cours de l'année pour le financement intégré des activités d'Hydro-Québec et il répond donc à l'argumentaire présenté par Hydro-Québec dans le cadre du dossier R-3405-98, à savoir que:

“les charges financières qui seront encourues au cours de l'année témoin seront relatives aux emprunts en circulation...”.

Q6.4 Pour chaque projet d'investissement dont il y a des dépenses prévues en 2001 dont le coût du projet est égal ou supérieur à 1 million de dollars, veuillez présenter :

- l'identification du projet ;
- la finalité du projet ;
- les montants des investissements effectués avant 2001 ;
- les montants des investissements planifiés en 2001 ;
- les montants des investissements qui sont planifiés après 2001 ;
- l'année prévue de mise en exploitation.

R6.4 Présentement, la planification des investissements est organisée par enveloppe selon les paramètres/orientations stratégiques d'Hydro-Québec.

À ce stade-ci, notre planification détaillée des investissements pour 2001 n'est pas complétée, mais plutôt orientée en fonction des projets majeurs (voir

tableau suivant). Nous prévoyons des investissements de 651,4 M\$.

De plus nous déposons, comme pièce HQT-5, document 4.1, un rapport détaillé des projets dont la valeur totale est supérieure à 5 M\$ (totalisant 528,6 M\$ en 2001). Pour ce qui est des dates de fin des travaux prévues, vous trouverez, dans le tableau suivant, celles des projets majeurs.

BUDGET DES INVESTISSEMENTS ET MISES EN EXPLOITATION
Cause tarifaire 2001

(Millions \$)

APPROBATION		Valeur globale Autorisée	Date de fin prévue	Const. en cours 31 déc. 99	BASE DE CALCUL - REVENU REQUIS 2001				
					ANNÉE 2000 - DE BASE		ANNÉE 2001 - PROJECTION		
Référence	Date				Invest. planifiés	Mises en exploita.	Invest. planifiés	Mises en exploita.	
DÉCRETS GOUVERNEMENTAUX									
⓪									
	Voir réponse à la question 2.03 de STOP-SÉ	249,9	12-2002	44,6	32,4	3,4	85,4	94,7	
BOUCLE MONTÉRÉGIENNE									
	Voir réponse à la question 2.02 de STOP-SÉ	217,4	08-2002	55,5	20,1	0,0	95,6	172,3	
BOUCLE OUTAOUAISE									
	Voir réponse à la question 2.03 de STOP-SÉ	71,7	12-2000	45,8	7,9	57,7	0,0	0,0	
BOUCLE MONTRÉAL CENTRE VILLE									
	Voir réponse à la question 3 de RNCREQ	21,5	07-2000	11,3	7,5	18,6	0,0	0,0	
BOUCLE QUÉBEC MAURICIE									
	Voir réponse à la question 2.02 de STOP-SÉ	220,3	12-2002	6,0	29,4	14,8	89,4	0,4	
INTERCONNEXION AVEC L'ONTARIO									
TOTAL:		780,8		163,2	97,3	94,5	270,4	267,4	
COMITÉ WARREN / COMMISSION NICOLET									
INTÉG. CENTRALE BEAUHARNOIS (OUEST)	HE-16/99	02-1999	5,8	11-2001	2,2	1,8	0,0	1,5	0,0
INTÉG. CENTRALE BEAUHARNOIS (SUD)	HE-16/99	02-1999	21,0	11-2001	4,1	2,7	0,0	12,7	17,6
	Voir réponse à la question 3 de RNCREQ	36,0	12-2002	5,3	22,1	26,7	1,9	2,0	
RENFORCEMENT CENTRE-VILLE QUÉBEC									
RENFORCEMENT RÉSEAU PRINCIPAL	Non approuvé		10-2008	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	
RENFORCEMENT RÉSEAUX RÉGIONAUX	Non approuvé		12-2005		2,0	2,0	25,0	25,0	
TOTAL:		62,8		11,6	28,6	28,7	42,1	44,6	
PROJETS AUTORISÉS - CONSEIL D'ADMINISTRATION									
INTÉGRATION DU POSTE MONTÉRÉGIE	HA-25/98	02-1998	38,2	11-2002	2,8	6,1	0,0	13,2	0,0
SM-3	PDG (rév.)	07-1998	127,8	06-2001	76,2	29,1	0,0	10,6	118,3
ARNAUD-STE-MARGUERITE (P & L)	HE-33/98 (rév.)	04-1998	100,1	07-2001	22,1	61,5	83,5	2,3	0,0
BEAUHARNOIS	HE-67/98	08-1998	229,5	12-2004	123,9	36,5	35,6	36,1	88,8
M.C.C.R. RENOUVELLEMENT	HA-490-59/95 (rév.)	03-1995	154,9	09-2001	43,1	20,6	0,0	15,7	82,5
FIABILITÉ DU RÉSEAU - AFRT	HE-101-11/96 (rév.)	01-1996	1 152,5	06-2001	23,4	17,5	26,7	6,6	13,0
LA TUQUE	HE-127/97 (rév.)	11-1997	29,1	10-2000	10,7	2,9	2,9	0,4	0,0
GRAND MÈRE	HE-128/97	11-1997	29,4	01-2005	1,0	1,0	0,0	3,3	0,0
LATERRIÈRE / SAGUENAY (ligne et poste)	HA-26/99	04-1999	34,3	12-2001	1,7	18,9	17,3	0,2	0,0
LOGICIEL MAXIMOM	HE-68/99	08-1999	15,0	02-2002	2,0	8,3	0,0	5,2	11,2
MANIC 2 (Poste de départ)	HE-60/98 (rév.)	07-1998	10,2	01-2001	2,5	2,1	4,5	0,3	0,0
BÉRSIMIS 1	HE-85/98 (rév.)	10-1998	34,5	12-2004	4,8	6,6	0,0	5,6	0,0
SOL. PERM. SÉPARATION DU RÉSEAU (SPSR)	HE-147/97 (rév.)	11-1997	16,1	10-2000	12,2	8,3	20,5	0,0	0,0
DUVERNAY - TRAV. PRIORITAIRE & COMP. SYN.	HE-114-190/96	12-1996	26,4	12-2001	20,3	7,8	16,7	6,1	15,9
TOTAL:		1998,0		346,7	227,2	207,7	105,6	329,7	
AUTRES PROJETS MAJEURS									
RENFORCEMENT PÉNINSULE GASPÉ	PDG	11-1999	20,0	12-2001	1,4	19,7	17,4	4,0	3,6
ABITIBI	Président TÉ	11-1998	6,5	11-2001	1,0	0,0		7,3	7,3
BROMPTONVILLE	PDG	03-2000	15,5	09-2001	0,3	11,4	12,4	2,7	2,8
DUVERNAY	Directeur TÉ	11-1999	5,0	10-2000	0,3	4,3	4,6	0,0	0,0
TOTAL:		47,0		3,0	35,4	34,4	14,0	13,7	
GRAND TOTAL - PROJETS MAJEURS:				524,5	388,5	365,3	432,1	655,4	
TOTAL - AUTRES PROJETS : (composé d'environ 950 projets)				280,1	178,9	117,3	219,3	169,0	
GRAND TOTAL - TRANSÉNERGIE:				804,6	567,4	482,6	651,4	824,4	

⓪

Décret: xx-xxx, Conseil d'administration: HA-xx/xx, Comité exécutif: HE-xx/xx, Président directeur général: PDG, Président TransÉnergie: Président TÉ, Directeur TransÉnergie: Directeur TÉ

Ⓛ

Révision du projet en fonction du partage des responsabilités entre le groupe Production et TransÉnergie.
Les recommandations initiales de ces projets ne distinguaient pas les activités réalisées sur les actifs de TransÉnergie

7. **Référence :** HQT-1, document 1, pages 15-16 de 25

Préambule :

À la section 5 de la pièce HQT-1, document 1, intitulée “ *Sujets dont Hydro-Québec souhaite reporter l'étude*”, il est mentionné qu'Hydro-Québec n'entend pas proposer d'indice de performance concernant ses charges d'exploitation compte tenu, d'une part, de la nature particulière des activités de transport et, d'autre part, des délais qui lui étaient impartis.

Demande :

Q7.1 Veuillez préciser dans quels délais le transporteur sera en mesure de proposer un ou des indicateur(s) qui permettra (ont) de mesurer sa performance en matière de charges d'exploitation et de la baliser par rapport à l'industrie.

R7.1 Compte tenu des difficultés que nous entrevoyons d'élaborer un indicateur sur les charges d'exploitation que l'on puisse comparer et baliser par rapport à l'industrie, Hydro-Québec ne peut s'engager sur un délai précis. Cette question sera néanmoins analysée et un rapport sera présenté dès que possible.

8. **Référence :** HQT-7, document 4, pages 4 à 6

Préambule :

Le Tableau 1 réfère à deux enveloppes de projets, d'une valeur totale de 169 M\$, inclus aux plans d'affaires de TransÉnergie 2001 et antérieurs à 2001.

Demande :

Q8.1 Veuillez déposer les plans d'affaires de TransÉnergie dont il est fait mention au tableau 1 de la pièce HQT-7, document 4, page 4 de 8.

R8.1 Les plans d'affaires sont des documents de gestion interne et partant, TransÉnergie ne croit pas opportun de les déposer.

Par ailleurs, les données pertinentes à la détermination du coût de service de transport sont intégrées à l'ensemble de la preuve d'Hydro-Québec.

9. Référence : HQT-3, document 3, pages 5-6

Préambule :

À la page 6, le tableau indique les résultats concernant la satisfaction des clients Grande entreprise obtenus en 1998 et 1999 ainsi que les cibles pour l'an 2000.

Dans les commentaires à la page 6, il est mentionné : “ *Pour l'année 2001, TransÉnergie entend améliorer davantage la satisfaction de la clientèle raccordée directement à son réseau. La cible à atteindre n'a toutefois pas encore été établie.* ”

Concernant la satisfaction de la clientèle du réseau de transport, il est mentionné à la page 5 :

“ Les entreprises évaluent leur satisfaction sur un ensemble de critères de performance liés:

- . à la fiabilité du service électrique;*
- . aux enjeux techniques;*
- . à la tarification, au service à la clientèle et à la facturation;*
- . à la commercialisation des produits/services énergétiques; et*
- . à la relation commerciale entre le client et Hydro-Québec.*

Plus particulièrement, TransÉnergie s'est engagée envers les clients Grande entreprise raccordés directement à son réseau à atteindre une performance adéquate quant au deux premiers critères susmentionnés, c'est-à-dire quant à la fiabilité de son service et aux enjeux techniques, soit les éléments dont elle est responsable et sur lesquels elle a un contrôle ” .

Demandes :

- Q9.1 Veuillez expliquer pourquoi les cibles pour l'an 2000 ont été fixées à un niveau de satisfaction inférieur aux résultats obtenus en 1999 pour chacun des 4 territoires.

R9.1 Trois raisons expliquent pourquoi les cibles 2000 ont été fixées à un niveau de satisfaction légèrement inférieur aux résultats obtenus en 1999 : 1) cet indicateur a fait l'objet d'un engagement pour la première fois par les unités de TransÉnergie en 1999; 2) la cible 2000 a été proposée par les unités en octobre 1999, avec les résultats connus de 8 mois de 1999 et une perspective incertaine des résultats à venir auprès des entreprises à visiter ; 3) la cible 2000 pour TransÉnergie (8,1) représentait une amélioration par rapport à la cible alors fixée pour 1999 (8,0).

Q9.2 Veuillez indiquer à quelle date seront établies les cibles pour l'année 2001.

R9.2 Dans le processus de planification, les unités vont proposer des objectifs (seuil, cible et idéal) qui seront confirmés en décembre 2000.

Q9.3 En plus de l'indice mesuré auprès des clients Grande entreprise, veuillez commenter sur la pertinence de mesurer la satisfaction de la clientèle directe du transporteur, c'est-à-dire le distributeur et les entités ayant conclu une convention de service, en regard à la fiabilité du service, à la tarification, au service à la clientèle, à la facturation et à la relation commerciale entre le client et le transporteur.

R9.3 Actuellement, TransÉnergie ne juge pas nécessaire d'effectuer un sondage systématique sur la satisfaction du distributeur ou du producteur, TransÉnergie étant une division administrative d'Hydro-Québec.

Quant aux autres clients de TransÉnergie, nous entretenons avec eux des contacts fréquents (comité de travail, etc.), ce qui leurs permet de soumettre leurs questions et de spécifier leurs besoins.

Q9.4 Veuillez indiquer si le transporteur a déjà mesuré la satisfaction de sa clientèle directe, c'est-à-dire le distributeur et les entités ayant conclu une convention de service, en regard à la fiabilité du service, à la tarification, au service à la clientèle, à la facturation et

à la relation commerciale entre le client et le transporteur. Dans l'affirmative, veuillez déposer les résultats obtenus.

R9.4 Non, voir réponse à la question 9.3 précédente.

10. Référence : HQT-3, document 3, pages 9 à 14

Préambule :

À la page 14, il est mentionné : “ *D'ailleurs, une comparaison avec les résultats de quelques grandes entreprises électriques ... présente des résultats favorables pour 1999: la moyenne des entreprises canadiennes était de 0,75 h./client tandis que le résultat de l'IC transport de TransÉnergie était de 0,65 h./client.* ”

Demande :

Q10.1 Veuillez ventiler pour 1999 l'IC transport entre les composantes *Pannes* et *Interruptions planifiées* pour la moyenne canadienne (0,75 heure/client).

R10.1 Hydro-Québec ne dispose pas des données permettant de réaliser la ventilation demandée. Après vérification, ces informations sont également non disponibles à l'ACÉ (Association Canadienne de l'Électricité).

11. Référence : HQT-3, document 3, pages 15 à 18

Préambule :

À la page 17, dernier paragraphe, il est indiqué : “ *Pour 2000, TransÉnergie vise une amélioration de sa performance, la cible étant fixée à 172% pour CPS1 et à 99% pour CPS2. La cible de l'année 2001 n'a pas encore été arrêtée.* ”

Demandes :

Q11.1 Veuillez indiquer la date à laquelle les cibles pour les critères CPS1 et CPS2 seront fixées pour l'année 2001.

R11.1 Voir réponse à la question 9.2 précédente.

Q11.2 Veuillez fournir la performance de l'exploitant du réseau de transport à l'égard du critère DCS (Disturbance Control Standard) tel que défini par le NERC (*Policy 1, Generation Control and Performance*) pour les années 1998 et 1999.

R11.2

Rapport de perturbations (Disturbance Control Standard)

		Perturbations < plus sévère contingence simple		Perturbation > plus sévère contingence simple		Facteur d'ajustement de la réserve
		Nombre	% de récupération	Nombre	% de récupération	
1998	1er trimestre	9	100%			100%
	2e trimestre	8	100%			100%
	3e trimestre	4	100%			100%
	4e trimestre	1	100%			100%
1999	1er trimestre	1	100%			100%
	2e trimestre	7	100%	1	100%	100%
	3e trimestre	7	100%	1	100%	100%
	4e trimestre	1	100%			100%
2000	1er trimestre		100%			100%
	2e trimestre	3	100%	2	100%	100%
	3e trimestre					
	4e trimestre					

Depuis qu'elle est membre du NERC, TransÉnergie s'est toujours conformée au critère DCS (Disturbance Control Standard) et elle n'a jamais eu à ajuster la réserve synchrone.

Q11.3 Veuillez proposer un indicateur permettant de mesurer le respect des limites de transit sur le réseau de transport, par exemple le nombre et la durée des violations des limites de transit.

R11.3 TransÉnergie utilise déjà la mesure "Nombre de dépassements de transit de plus de 15 minutes, supérieur à 50 MW", une des mesures qui permet de représenter la stabilité du réseau. Il est à souligner que le NPCC fait un suivi des dépassements de transit de plus de 30 minutes. Notre mesure est donc plus sévère.

La mesure relève de l'unité Contrôle des mouvements d'énergie. Pour 2001, l'objectif sera établi en décembre 2000.

12. Référence : HQT-3, document 3, page 18

Préambule :

Il est indiqué : “ *Pour mesurer la responsabilité sociale et environnementale, incluant celle en matière de santé et de sécurité des personnes, TransÉnergie utilise, pour le volet environnemental, l’implantation de la norme ISO 14001 et pour celui de la santé/sécurité des personnes, la fréquence des accidents du travail* ” .

Demande :

Q12.1 En plus de l’indice fourni, veuillez proposer un ou des indices qui permettront de mesurer la performance du transporteur à l’égard de la prévention en matière de santé et de sécurité pour les personnes qui ne sont pas à son emploi.

R12.1 Il n’y a pas d’indice actuellement qui permette de mesurer notre performance à l’égard de la santé et sécurité des personnes autres que les employés. TransÉnergie prend note de la demande de la Régie et verra à la possibilité de développer un indicateur qui permet de mesurer la performance du transporteur à cet égard et de se baliser.

Toutefois, nous tenons à souligner les points suivants. Deux populations autres que les employés peuvent être touchées en relation avec la santé/sécurité par les installations de transport (postes et lignes): les entrepreneurs (et leurs employés) qui sont appelés à y travailler et le public en général.

Dans le premier cas, lorsqu’un entrepreneur travaille dans nos installations, il doit se conformer au Code des travaux d’Hydro-Québec, soit respecter les mêmes normes de sécurité que celles s’appliquant à nos employés.

Concernant le public en général, des mesures de sécurité de nos installations sont en place pour empêcher l’intrusion dans les installations (clôtures entourant nos postes, affiches sur le danger de l’électricité, etc.) et des inspections régulières sont

faites pour s'assurer de la conformité des normes en matière de sécurité industrielle. L'objectif demeure toujours d'éliminer tout incident impliquant le public en général.

- 13. Références :** HQT-10, document 1, page 9
HQT-10, document 2, page 3
HQT-3, document 1, Annexe 1.

Préambule :

Hydro-Québec indique à la pièce HQT-10, document 1 que : “ *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.* ”

L'information contenue à la pièce HQT-3, document 1, annexe 1, *Sommaire de l'utilisation des interconnexions d'Hydro-Québec* ne contient pas toute l'information requise sur l'utilisation des interconnexions.

Demandes :

Q13.1 Veuillez fournir l'identification des principales composantes (en identifiant, entre autres, les redresseurs et les onduleurs) comprises au poste “ *interconnexions* ” du tableau intitulé “ **Coût par fonction 2001 (en M\$)** ” de HQT-10, document 2, page 3.

R13.1 Le poste “ *interconnexions* ” comprend toutes les liaisons assurant des mouvements d'énergie entre les réseaux. Il regroupe une partie du réseau multiterminal à courant continu (RMCC), l'interconnexion avec Churchill Falls ainsi que les autres interconnexions du Nouveau-Brunswick, NYPA, Ontario Hydro, Maclaren, Velco, Alcan et Citizens Utilities.

La partie de l'interconnexion RMCC incluse au poste “ *interconnexions* ” relie le poste Nicolet à la région de Comerford. Ce tronçon regroupe ainsi les postes

Nicolet et Des Cantons, de même que l'ensemble des redresseurs et des onduleurs qui les composent.

L'interconnexion avec Churchill Falls regroupe les postes Montagnais et Arnaud, ainsi que les diverses lignes de transport qui relient le poste de centrale Churchill au Labrador aux postes Micoua et Manicouagan.

L'interconnexion avec le Nouveau-Brunswick est composée des interconnexions Eel River et Madawaska. Le segment Eel River assure le transport entre le poste Eel River au Nouveau-Brunswick et le poste Matapédia. Pour sa part, le segment Madawaska relie la région d'Edmundston au Nouveau-Brunswick aux postes Madawaska et Rivière-du-Loup. L'interconnexion NYPA assure la liaison entre le poste de Châteauguay et la région de Massena. Il est à noter que les segments des interconnexions de Madawaska et Châteauguay comportent des redresseurs et des onduleurs.

L'interconnexion avec Hydro One se divise en trois réseaux, soit les réseaux Beauharnois, Abitibi et Outaouais.

Le réseau Beauharnois regroupe le poste Beauharnois-Ouest et les lignes qui le relient aux régions de St-Lawrence et St-Isidore en Ontario. Le réseau de l'Abitibi inclut pour sa part le poste Otto-Holden de même que les lignes Rapides-des-Iles/Dymond et Kipawa/Holden. Finalement, le réseau de l'Outaouais regroupe les postes de l'Outaouais et de la Chute-des-Chats, ainsi que les trois tronçons de lignes Chats-Falls/Quyón, Bryson/Chenaux et Paugan/Chute-des-Chats.

L'interconnexion Maclaren regroupe le poste des High Falls, le poste de l'interconnexion Maclaren ainsi que les trois tronçons de lignes Petite-Nation, Petite-Nation/Buckingham et High Falls.

L'interconnexion Velco assure la liaison entre le poste de Bedford et la région de High Gate au Vermont.

L'interconnexion Alcan regroupe le poste de l'Ile-Maligne, le poste de l'Ile-Maligne (Alcan), le poste de Delisle (Alcan) ainsi que les trois tronçons de lignes Saguenay/Chicoutimi-Nord, Ile-Maligne/Québec et Delisle (Alcan)/Laurentides.

L'interconnexion Citizens Utilities relie le poste de Stanstead à la région de Derby au Vermont.

Q13.2 Dans la planification du réseau de transport, quelle capacité d'interconnexion est ou était prévue pour 1999, 2000 et 2001 pour répondre de façon fiable aux besoins de la charge locale, en excluant l'interconnexion de Churchill Falls?

R13.2 Dans la planification à moyen et long terme des ressources permettant de répondre aux besoins de la charge locale, il est prévu que toutes les interconnexions avec les États-Unis, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick sont nécessaires à la charge locale.

À court terme, certaines capacités peuvent être rendues disponibles à des fins de réservations si l'équilibre offre-demande est tel que le recours à des achats de soutien ne se justifie pas ou seulement que partiellement.

Q13.3 Concernant l'utilisation des interconnexions, veuillez fournir, pour les années 1998, 1999 et 2000, les capacités réservées pour chacune des fins suivantes :

- charge locale, en fournissant séparément les capacités réservées sur l'interconnexion de Churchill Falls
- charge en réseau intégré, en fournissant séparément les capacités réservées sur l'interconnexion de Churchill Falls
- service point à point long terme
- service point à point ferme de court terme
- service point à point non ferme

R13.3 Tel qu'indiqué à la page 7 de la pièce HQT-4, document 1, le distributeur n'a pas besoin de signer de convention avec le transporteur pour l'alimentation de

la charge locale, non plus que de réserver la capacité de transport requise. En ce qui concerne la centrale Churchill Falls, la capacité de transfert à la frontière est de 5 200 MW. Hydro-Québec accepte en principe toute la production de la centrale qui n'est pas requise pour la charge locale de CFLCo.

Aucun client ne souscrit présentement au service en réseau intégré.

Les capacités réservées de 1998 à 2000 pour le service de point à point sont présentées dans le tableau suivant. Pour le point à point long terme les capacités réservées représentent une moyenne annuelle. Pour le point à point de court terme (ferme et non ferme) les capacités réservées représentent le total des MW réservés à différents moments de l'année.

Capacités réservées pour le service de point à point (en MW)

Année		1998	1999	2000*
Point à point long terme (moyenne annuelle)		2 755	2 904	4 000
Point à point de court terme ferme	- Quotidien	506	1 274	1 511
	- Hebdomadaire	0	2 789	365
	- Mensuel	1 068	8 422	1 427
Point à point de court terme non ferme	- Horaire	654 445	825 980	72 615
	- Quotidien	0	0	1 269
	- Hebdomadaire	0	0	1 218
	- Mensuel	0	0	100

* Les données du point à point long terme pour les mois de juillet à décembre 2000 sont des projections faites sur la base des informations du dernier mois disponible (juin 2000). En ce qui concerne le point à point de court terme (ferme et non ferme) les données sont du 1^{er} janvier au 30 juin seulement en 2000.

14. **Références :** HQT-4, document 1, page 6 ligne 29
HQT-4, document 1, page 7 lignes 10

Préambule :

Dans votre demande, vous mentionnez : “ *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* ”.

Vous mentionnez également : “ *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.* ”

Demandes :

Q14.1 Veuillez préciser, compte tenu que selon votre proposition le distributeur n’a pas besoin de signer de convention de service avec le transporteur pour la desserte de la charge locale, quelle forme prendra la désignation des ressources et des charges? Veuillez également préciser l’entité qui effectuera ces désignations.

R14.1 La désignation des ressources et des charges est un processus indépendant de l'organisation interne d'Hydro-Québec. Cette désignation est prévue dans les *Tarifs et Conditions* autant pour la charge locale que pour le service de transport en réseau intégré. En particulier, il est prévu à la section 28.2 des *Tarifs et Conditions* que le distributeur (i.e. Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité) et le producteur (i.e. Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité) désigneront les ressources et les charges associées à la charge locale.

Q14.2 La Régie sera-t-elle informée de ces désignations? Le cas échéant, préciser la périodicité des mises à jour de ces informations auprès de la Régie.

R14.2 La Régie sera informée de ces désignations si elle le souhaite. Tel que précisé aux *Tarifs et Conditions* à l'article 31.6, les mises à jour de ces données se font sur une base annuelle.

15. **Référence :** HQT-4, document 1 page 9 lignes 6

Préambule :

Dans votre demande, vous mentionnez : “ *Le client du service de point à point désigne un point de réception et un point de livraison et est facturé pour la capacité maximale réservée entre chacun de ces points. Dans le cas du client Groupe Production Hydro-Québec, le point de réception désigné comprend l'ensemble des ressources à sa disposition.* ”

Demandes :

Q15.1 Veuillez préciser en vertu de quel article du contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau le client Groupe Production Hydro-Québec peut désigner comme point de réception l'ensemble des ressources à sa disposition? Les modifications proposées au contrat viennent-elles modifier votre réponse?

R15.1 Conformément à l'article 13 des *Tarifs et Conditions*, le client du service de transport est tenu de désigner les points de réception et de livraison de l'électricité transportée sur le réseau. Dans le cas du client Groupe Production Hydro-Québec, le point de réception désigné aux Conventions pour le service point-à-point est généralement Montréal. Ceci reflète la nature même du parc de production d'Hydro-Québec, qui comprend un ensemble d'équipements de production localisés à différents endroits du réseau et dont aucun n'est dédié à une charge spécifique. Ainsi, la totalité de la production d'Hydro-Québec est acheminée sur le réseau de TransÉnergie par de multiples points de réception dont Montréal constitue le point central. Cette production est soit utilisée pour alimenter la charge locale, soit livrée hors du réseau de TransÉnergie via les points de livraison désignés aux Conventions de service signées.

Il en est de même pour les autres ressources (achats, importations, charges interruptibles, etc.) du client Groupe production Hydro-Québec.

Les changements proposés aux *Tarifs et Conditions* ne modifient pas cette réponse.

Q15.2 Cette disposition, c'est-à-dire la désignation de l'ensemble des ressources comme points de réception est-elle pratiquée dans d'autres juridictions ayant adopté un contrat de service de transport suite à l'ordonnance 888 de la FERC?

R15.2 Nous n'avons pas connaissance des pratiques des autres juridictions sur cette question.

Q15.3 Veuillez préciser les modalités d'application de l'article 13.7 c) du contrat de service dans ce cas.

R15.3 Le point de réception Montréal, identifié comme HQT sur OASIS, est utilisé dans toutes les transactions point-à-point et comprend les réceptions de l'ensemble des ressources à la disposition du Groupe Production Hydro-Québec. Pour les points de livraison, chacun est identifié distinctement aux Conventions signées et aux réservations faites sur OASIS et les modifications demandées par ce client sont traitées comme celles de tout autre client, conformément aux *Tarifs et Conditions*, notamment les articles 13 et 22.

Q15.4 Cette disposition, c'est-à-dire la désignation de l'ensemble des ressources comme points de réception, peut-elle être utilisée par d'autres clients?

R15.4 Oui. Par exemple, l'électricité provenant de réseaux voisins québécois comme Alcan et Maclaren peut être produite par plusieurs groupes turbines-alternateurs qui ne sont pas nécessairement localisés au même endroit et qui alimentent un point de réception unique. De même également pour différentes ressources situées hors-Québec qui alimentent un point de réception unique. Nous croyons que ce même principe pourrait s'appliquer à un autre producteur situé à l'intérieur du réseau de TransÉnergie qui voudrait utiliser le service de transport point-à-point pour alimenter une charge hors-Québec.

16. Référence : HQT-4, document 2, page 13 de 16

Préambule :

Hydro-Québec présente la prévision 2001-2010 des ventes au Québec par secteur de consommation, des besoins québécois et de la charge locale du transporteur en énergie, à la pointe annuelle et à la pointe d'été.

Demandes :

Q16.1 Conformément à la décision D-99-120, veuillez fournir les ventes au Québec par secteur de consommation, les besoins québécois et de la charge locale du transporteur en énergie, à la pointe annuelle et à la pointe d'été, normalisées pour l'année historique 1999 et l'année de base 2000. Pour l'année 2000, veuillez indiquer les mois correspondant aux données observées normalisées et ceux correspondant aux données prévues.

R16.1 Voir tableau suivant.

Prévision des ventes au Québec, des besoins québécois et de la charge locale du transporteur													Croissance 2001-2010	
Scénario moyen														
Revue d'avril 2000														
	1999 ¹	2000 ²	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Totale	en % ³
Ventes au Québec en TWh														
Domestique et agricole	51,4	52,2	52,4	53,0	53,5	54,0	54,6	55,1	55,5	55,9	56,3	57,0	4,6	0,9%
Général et institutionnel	30,0	30,0	30,2	30,6	30,9	31,3	31,7	32,0	32,3	32,6	32,9	33,2	2,9	1,0%
Industriel-PME	8,2	9,3	9,6	9,8	10,1	10,3	10,4	10,6	10,7	10,9	11,0	11,2	1,6	1,8%
Industriel-GE	55,2	56,3	59,9	62,7	63,4	64,3	65,1	66,4	67,5	68,1	68,7	69,4	9,4	1,6%
Autres	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	0,6	1,3%
TOTAL	149,4	152,3	156,7	160,6	162,5	164,5	166,5	168,9	170,9	172,5	174,0	175,9	19,2	1,3%
Besoins québécois (réseau)														
Énergie (TWh)	168,2	171,5	175,2	177,9	180,1	182,4	184,7	187,3	189,7	191,4	193,2	195,4	20,2	1,2%
Pointe annuelle (MW) ⁴	31 850	32 380	32 770	33 320	33 730	34 160	34 600	35 040	35 520	35 890	36 240	36 650	3 880	1,3%
Pointe d'été (MW) ⁵	18 664	18 920	19 570	19 930	20 180	20 410	20 660	20 940	21 200	21 400	21 580	21 850	2 280	1,2%
Charge locale du transporteur														
Énergie (TWh)	160,2	162,7	167,6	172,6	175,1	177,4	179,6	182,3	184,6	186,4	188,1	190,3	22,7	1,4%
Pointe annuelle (MW) ⁴	30 979	31 350	31 726	32 638	33 084	33 512	33 949	34 387	34 865	35 233	35 581	35 989	4 263	1,4%
Pointe d'été (MW) ⁵	17 681	17 872	18 779	19 274	19 649	19 878	20 126	20 405	20 665	20 864	21 044	21 313	2 534	1,4%

¹ Données publiées normalisées pour les conditions climatiques.

² En énergie et ventes (TWh), données publiées normalisées de janvier à mars 2000 et données prévues d'avril à décembre 2000. En pointe (MW), données publiées normalisées de janvier à avril 2000 et données prévues de mai à décembre 2000.

³ Taux de croissance annuel moyen.

⁴ Pointe d'hiver de l'année civile.

⁵ Période de juin à août.

Q16.2 Veuillez indiquer si les prévisions sont constituées de données à température normale. Si oui, veuillez indiquer sur quelle période, en précisant les années concernées, s'étalent les données climatiques utilisées pour établir la normale climatique.

R16.2 Oui, les prévisions sont constituées de données à conditions climatiques normales. Pour les besoins en énergie et les ventes, les données climatiques utilisées pour établir la normale climatique s'étalent sur les années 1961 à 1990. Pour les besoins de pointe, les données climatiques des années 1962 à 2000 sont utilisées pour établir les besoins normaux. Dans l'ensemble, les données climatiques utilisées pour établir les besoins normaux sont: la température, la vitesse du vent, le taux de nébulosité et les précipitations.

Q16.3 Veuillez préciser si les prévisions tiennent compte des changements climatiques observés au cours des dernières années.

R16.3 Les prochaines révisions des prévisions seront basées sur des conditions climatiques normales actualisées pour refléter au départ les conditions climatiques des trois dernières décennies, soit les années 1971 à 2000.

17. Référence : HQT-4, document 2, pages 5, 6 et 13 de 16

Préambule :

Pour obtenir les besoins québécois en énergie, Hydro-Québec indique qu'elle additionne aux ventes totales d'électricité au Québec, les livraisons selon ententes aux réseaux voisins québécois, la demande satisfaite par la production de la centrale McCormick, la consommation des bâtiments d'Hydro-Québec, la consommation des centrales d'Hydro-Québec et les pertes de transport et de distribution.

Demande :

Q17.1 À partir des ventes totales d'électricité au Québec fournies à la page 13, veuillez fournir les livraisons selon ententes aux réseaux voisins québécois, la demande satisfaite par la production de la centrale McCormick, la consommation des bâtiments d'Hydro-Québec, la consommation des centrales d'Hydro-Québec et les pertes de transport et de distribution permettant d'obtenir les besoins québécois en énergie également fournis à la page 13. Veuillez également faire l'exercice avec les données normalisées de 1999 et 2000.

R17.1 Voir tableau suivant.

PRÉVISION DES VENTES AU QUÉBEC ET DES BESOINS QUÉBÉCOIS												
Revue d'avril 2000 (en TWh)												
	1999 ¹	2000 ¹	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ventes totales	149,4	152,3	156,7	160,6	162,5	164,5	166,5	168,9	170,9	172,4	174,0	175,9
L.S.E. aux RVQ et prod. McCormick ²	5,9	5,9	4,8	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Usage interne ³	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Consommation des centrales	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Pertes de transport et de distribution	11,9	12,3	12,7	13,0	13,3	13,6	13,8	14,1	14,4	14,6	14,9	15,2
Besoins Québécois	168,2	171,5	175,2	177,9	180,1	182,4	184,7	187,3	189,7	191,4	193,2	195,4

¹ Pour 1999, données normalisées pour les conditions climatiques. Pour 2000, données normalisées pour les conditions climatiques de janvier à mars et données prévues d'avril à décembre.

² Livraisons selon ententes aux réseaux voisins québécois et demande satisfaite par la production de la centrale McCormick de La Compagnie Hydroélectrique Manicouagan.

³ Consommation des bâtiments d'Hydro-Québec.

18. Référence : HQT-4, document 2, pages 6 et 13 de 16**Préambule :**

Hydro-Québec indique qu'elle établit les pointes annuelles de la charge locale du transporteur en soustrayant des pointes annuelles des besoins québécois, la demande des réseaux autonomes, la consommation des centrales d'Hydro-Québec, les livraisons aux réseaux voisins québécois, la demande satisfaite par la production de la centrale McCormick et la demande associée à la tarification en temps réel.

Demandes :

Q18.1 À partir des pointes annuelles des besoins québécois fournies à la page 13, veuillez fournir la demande des réseaux autonomes, la consommation des centrales d'Hydro-Québec, les livraisons aux réseaux voisins québécois, la demande satisfaite par la production de la centrale McCormick et la demande associée à la tarification en temps réel permettant d'obtenir les pointes annuelles de la charge locale également fournies à la page 13. Veuillez également faire l'exercice avec les données normalisées de 1999 et 2000.

R18.1 Voir tableau suivant.

PRÉVISION DE LA CHARGE LOCALE DU TRANSPORTEUR												
Pointes annuelles des années civiles 1999 à 2010												
(en MW)												
	1999 ¹	2000 ¹	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Besoins québécois	31 850	32 380	32 770	33 320	33 730	34 160	34 600	35 040	35 520	35 890	36 240	36 650
Besoins à soustraire												
Réseaux autonomes	54	48	52	52	53	53	54	54	55	55	56	56
Consommation des centrales d'HQ ²	123	105	121	123	124	126	128	129	131	132	134	135
Livr. aux RVQ et prod. McCormick ³	695	704	692	374	374	374	374	374	374	374	374	374
Marginal TTR	-1	173	179	133	95	95	96	96	96	96	96	96
Total des besoins soustraits	871	1 030	1 044	682	646	648	651	653	655	657	659	661
Charge locale du transporteur	30 979	31 350	31 726	32 638	33 084	33 512	33 949	34 387	34 865	35 233	35 581	35 989

¹ Données publiées normalisées pour les conditions climatiques.

² Excluant la consommation des centrales des réseaux autonomes (cette consommation est incluse dans la rubrique réseaux autonomes).

³ Livraisons aux réseaux voisins québécois et demande satisfaite par la production de la centrale McCormick de La Compagnie Hydroélectrique Manicouagan.

Q18.2 Veuillez préciser si les pertes de transport sont soustraites des besoins québécois afin d'obtenir la charge locale du transporteur. Dans le cas où elles ne seraient pas soustraites, veuillez expliquer pourquoi.

R18.2 Non, les pertes de transport ne sont pas soustraites des besoins québécois afin d'obtenir la charge locale.

Le calcul des tarifs de transport et la répartition des revenus requis parmi les clients de transport nécessitent la détermination, sur une même base de comparaison, des besoins de transport pour chaque catégorie de clients. C'est pour cette raison que les besoins prévus pour la charge locale ainsi que les réservations de point à point sont établis au point de réception ce qui inclut les pertes (point d'entrée).

Q18.3 Veuillez expliquer comment est établie la charge locale du transporteur en énergie dont les résultats sont présentés à la page 13.

R18.3 Hydro-Québec établit la charge locale du transporteur en énergie en soustrayant des besoins québécois en énergie, les besoins qui ne font pas partie de la charge locale du transporteur, soit la demande des réseaux autonomes, la consommation des centrales d'Hydro-Québec, les livraisons aux réseaux voisins québécois, la demande satisfaite par la production de la centrale McCormick et la demande associée à la tarification en

temps réel (TTR), soit la demande marginale des clients des tarifs LR et MR.

19. **Références** : HQT-4, document 2, page 13 de 16
Plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec

Préambule :

Les ventes prévues dans le secteur industriel de la grande entreprise passent de 59,9 TWh en 2001 à 62,7 TWh en 2002, soit un taux de croissance de 4,7 %. Entre 2002 et 2003 (63,4 TWh), le taux de croissance prévu chute à 1,1 %. Le taux de croissance annuel moyen de 2001 à 2010 est de 1,6 %.

Par ailleurs, les ventes prévues dans l'ensemble du secteur industriel (PME et grande entreprise) s'élèvent à 72,5 TWh en 2002, alors que le plan stratégique prévoyait des ventes de 71,5 TWh pour la même année.

Demandes :

Q19.1 Veuillez expliquer la forte croissance observée entre 2001 et 2002 dans le secteur industriel de la grande entreprise, comparativement au reste de la prévision couvrant l'horizon 2002 à 2010.

R19.1 Au secteur industriel de la grande entreprise, nous prévoyons une croissance des ventes de 2,8 TWh entre 2001 et 2002. La mise en service de l'usine d'Alcan explique une bonne partie de cette croissance de même que les projets importants de Magnola et de QIT.

Q19.2 Veuillez expliquer la différence de 1 TWh entre la prévision du secteur industriel fournie dans la requête et celle contenue au *Plan stratégique 2000-2004*.

R19.2 En 2002, pour l'ensemble du secteur industriel, il y a un écart de +1,0 TWh entre la prévision fournie dans la demande tarifaire et celle du Plan stratégique 2000-2004 déposé comme pièce HQT-2, document 2.2. Cet écart provient principalement du rehaussement des ventes prévues pour l'année 2000. D'une part, le reclassement de 82 clients du secteur général et institutionnel vers le secteur industriel explique la majeure partie de ce rehaussement. D'autre part, la vigueur des ventes réalisées en début 2000 auprès des

clients PMI nous a obligés à revoir les ventes attendues pour l'ensemble de l'année.

20. Référence : HQT-4, document 2, page 15 de 16

Préambule :

Hydro-Québec fournit la prévision des paramètres économiques et démographiques sur un horizon de 10 ans.

Demandes :

Q20.1 Conformément à la D-99-120, veuillez fournir les paramètres économiques et démographiques pour l'année historique 1999 et l'année de base 2000. Pour l'année 2000, veuillez indiquer les mois correspondant aux données réelles et ceux correspondant aux données prévues.

R20.1 Voir tableau suivant.

Prévision des paramètres économiques et démographiques												
Revue d'avril 2000												
	Variation annuelle en %											
	1999	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Population du Québec	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Formation de ménages au Québec (milliers)	33,0	29,0	24,0	29,0	29,0	30,0	30,0	31,0	27,0	25,0	25,0	24,0
PIB du Québec	3,6	3,1	2,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3
Revenu personnel disponible du Québec	1,0	1,5	1,8	1,9	2,4	2,4	2,4	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1
Prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/MPC)	3,00	3,09	3,05	3,12	3,20	3,35	3,46	3,60	3,80	4,00	4,20	4,45
Prix du pétrole (WTI) (\$US/baril)	19,23	25,92	22,94	22,50	22,00	22,25	22,64	24,00	24,75	25,65	26,75	27,75
IPC Canada	1,7	2,2	1,7	1,7	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8

* La prévision de ces variables ayant été réalisée au début de 2000, pour l'année 2000, peu d'informations historiques était publié. Les résultats de 2000 correspondent donc à des estimations d'Hydro-Québec.

Q20.2 Veuillez fournir le taux d'inflation utilisé par Hydro-Québec sur la période 1999 à 2010.

R20.2 Voir tableau en réponse à la question 20.1 précédente.

Prévision démographique

Q20.3 Veuillez expliquer pourquoi le nombre de ménages formés passe de 24 000 en 2001 à 29 000 en 2002 et reste constant à 29 000 en 2003, alors que la croissance de la population québécoise est stable de 2001 à 2003 (0,4 %).

R20.3 Il n'y a pas de relation directe entre la croissance de la population et la formation de ménages prévues pour une année donnée. Ainsi, pour une année, la croissance de la population découle principalement du nombre de naissances et du solde migratoire attendus alors que la formation de ménages résulte de la croissance de la population adulte en âge de former un nouveau ménage. Par ailleurs, à court terme, la formation de ménages, contrairement à la prévision de la population, prend en compte l'évolution de la conjoncture économique. Ainsi, les résultats de 2001 reflètent le ralentissement prévu de la croissance économique et son impact sur les mises en chantier et les taux d'inoccupation de logements.

Prévision des prix des combustibles

Q20.4 Veuillez justifier la prévision du prix du gaz naturel à 3,05 \$Can/MPC et la prévision du prix du pétrole à 22,94 \$US/baril pour 2001, notamment compte tenu de la hausse des prix observée depuis plusieurs mois.

R20.4 La prévision du prix du pétrole brut et du gaz naturel sous-jacente à la révision d'avril 2000 de la prévision de la demande d'électricité a été effectuée au début de mars 2000. À ce moment, nous attendions une baisse imminente de ces prix pour les raisons suivantes : premièrement, la fin de la période de chauffage entraîne normalement une baisse des prix des combustibles et deuxièmement, les pays de l'OPEP venaient de s'entendre et de s'engager à augmenter leur production de pétrole brut. Enfin, un ralentissement de l'activité économique américaine était également prévu.

Q20.5 Dans ce contexte de hausse des prix des combustibles, veuillez commenter sur l'opportunité de mettre à jour les prévisions des prix

des combustibles et des ventes d'électricité qui ont été revues en avril 2000. Dans le cas où Hydro-Québec considère opportun une mise à jour des prévisions, veuillez les déposer.

R20.5 À court terme, la prévision des intrants démographiques et économiques, la prévision des prix des combustibles ainsi que la prévision de la demande d'électricité sont revues sur une base régulière (trois fois par an). Si Hydro-Québec le juge opportun, une mise à jour de ces prévisions sera déposée.

21. Référence : HQT-4, document 2

Préambule :

La prévision des ventes au Québec est effectuée par secteur de consommation.

Demandes :

Q21.1 Veuillez énumérer les variables les plus significatives servant d'hypothèses à la prévision des ventes dans le secteur général et institutionnel d'une part, et à la prévision des ventes dans le secteur industriel d'autre part.

R21.1 Voir tableau suivant.

Variables servant à la prévision des ventes dans le secteur général et institutionnel et dans le secteur industriel												
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GÉNÉRAL ET INSTITUTIONNEL												
Population du Québec (milliers)	7 346	7 375	7 405	7 432	7 459	7 484	7 507	7 530	7 551	7 571	7 590	7 608
Population de 5 à 24 ans (milliers)	1 901	1 894	1 887	1 874	1 856	1 834	1 811	1 788	1 768	1 751	1 735	1 719
Population de 25 à 54 ans (milliers)	3 393	3 399	3 400	3 396	3 390	3 385	3 382	3 375	3 363	3 345	3 321	3 293
Population de 5 à 74 ans (milliers)	6 549	6 577	6 606	6 628	6 644	6 657	6 670	6 682	6 691	6 702	6 713	6 723
Population de 5 à 64 ans (milliers)	6 006	6 032	6 057	6 077	6 090	6 098	6 104	6 105	6 103	6 095	6 084	6 070
Population de 25 à 64 ans (milliers)	4 105	4 138	4 170	4 203	4 234	4 264	4 293	4 318	4 335	4 344	4 349	4 351
Population de 65 ans et plus (milliers)	931	948	965	980	997	1 016	1 035	1 059	1 084	1 113	1 144	1 177
Âge moyen (ans)	37,88	38,22	38,55	38,87	39,19	39,50	39,83	40,14	40,45	40,74	41,03	41,33
PIB tertiaire (millions de \$92)	111 254	114 087	116 619	119 333	122 197	125 130	128 133	131 208	134 094	137 045	140 060	143 141
Revenu personnel disponible (millions de \$92)	114 538	116 274	118 358	120 651	123 486	126 388	129 359	132 398	135 179	138 018	140 916	143 875
Prix du mazout ¹ (¢/l)	29,64	39,40	35,93	35,31	35,68	36,05	36,43	36,81	38,04	39,31	40,62	41,97
Prix du gaz naturel ² (\$/m ³)	29,68	30,96	32,05	32,67	33,49	34,33	35,20	36,08	37,22	38,39	39,60	40,85
INDUSTRIEL												
Valeur ajoutée (millions de \$92)												
Aliments et boissons	3 791	3 867	3 944	4 063	4 144	4 206	4 269	4 333	4 385	4 438	4 491	4 545
Textiles	1 208	1 244	1 269	1 320	1 357	1 395	1 434	1 474	1 511	1 549	1 587	1 627
Bois	1 771	1 850	1 887	1 953	2 016	2 080	2 147	2 216	2 278	2 341	2 407	2 474
Meuble	1 056	1 087	1 109	1 153	1 194	1 235	1 279	1 323	1 366	1 410	1 455	1 501
Pâtes et papiers	2 060	2 153	2 182	2 202	2 238	2 276	2 315	2 356	2 395	2 436	2 478	2 520
Imprimerie	1 682	1 682	1 682	1 682	1 682	1 682	1 682	1 682	1 682	1 682	1 682	1 682
Métaux primaires-CTI295	880	926	973	994	1 029	1 061	1 084	1 107	1 129	1 152	1 175	1 198
Fabrication de produits en métal	1 983	2 082	2 134	2 209	2 275	2 344	2 414	2 486	2 553	2 622	2 693	2 766
Matériel de transport	3 969	4 286	4 372	4 547	4 683	4 824	4 969	5 118	5 256	5 398	5 544	5 693
Produits électriques et électro	3 266	3 560	3 702	3 888	4 043	4 205	4 373	4 548	4 707	4 872	5 042	5 219
Produits minéraux non métalliques	800	832	874	917	945	964	983	1 003	1 018	1 033	1 048	1 064
Chimie	2 684	2 765	2 806	2 863	2 926	2 990	3 056	3 123	3 185	3 249	3 314	3 380
8 autres industries	6 528	6 874	7 058	7 189	7 411	7 684	7 981	8 285	8 569	8 858	9 154	9 457
Secteur manufacturier	31 678	33 208	33 992	34 980	35 943	36 946	37 986	39 054	40 034	41 040	42 070	43 126
Mines	1 209	1 245	1 270	1 309	1 348	1 389	1 430	1 473	1 510	1 548	1 587	1 626

¹ Prix des produits pétroliers à Montréal (marché de détail) : mazout léger par consommation annuelle (prix hors taxes) : 10 000 litres

² Prix du gaz naturel à Montréal incluant transport et distribution : Secteur général (10 000 m³ - 68 MWh)

Q21.2 Veuillez produire les valeurs des variables énumérées à la question précédente de 1999 à 2010.

R21.2 Voir tableau en réponse à la question 21.1 précédente.

22. Référence : HQT-4, document 3.3

Préambule :

Convention de service de transport pour la charge locale d'Hydro-Québec.

Demandes :

Q22.1 Veuillez préciser en vertu de quel article du contrat de service de transport effectif le 7 décembre 1999 Hydro-Québec était-elle tenue de désigner, pour le compte de ses clients en charge locale, les ressources et les charges de la même manière que n'importe quel client de réseau intégré?

R22.1 En vertu de l'article 28.2.

Q22.2 Veuillez déposer le document intitulé " Caractéristiques du service de transport en réseau intégré " associé à cette pièce.

R22.2 Le document « Caractéristiques du service de transport en réseau intégré » fait partie de l'appendice F des *Tarifs et Conditions* du service de transport d'Hydro-Québec.

L'appendice F n'a pas été remplie pour le service de transport pour la desserte de la charge locale. Dans le contexte de l'entreprise intégrée qu'est Hydro-Québec, et compte tenu de la connaissance qu'a le transporteur des besoins du distributeur, il n'était pas nécessaire de le faire. Le document demandé n'existe donc pas.

23. Références : HQT-7, document 3.2
HQT-5, document 5, page 4 de 4

Préambule :

Étant donné qu'il est important, à l'occasion de la première cause tarifaire d'une division d'Hydro-Québec, que la Régie comprenne la façon dont la séparation a été effectuée pour les actifs " Autres " des actifs inscrits au rapport annuel, il est nécessaire de compléter l'explication fournie à la pièce HQT-7, document 1, page 7 de 7 sur l'attribution des principaux " actifs de soutien " à la division TransÉnergie.

Demande :

Q23.1 Veuillez déposer le document « Règle de partage du transfert des actifs pour les états financiers par unité d'affaires au 30 septembre 1998 .»

R23.1 Voir la pièce HQT-7, document 1.1.

24. Références : HQT-7, document 2, page 2 de 2
Décision D-99-120, Décision concernant les principes généraux en matière réglementaire pour la détermination et l'application de tarifs à être fixés à l'égard du transport d'électricité lors d'audiences ultérieures, 16 juillet 1999
D-2000-102, – Décision concernant les questions débattre, les documents et informations à produire avec la demande amendé, l'échéancier et les frais de la phase informationnelle.
Audience relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport de l'électricité, 2 juin 2000

Préambule :

La décision D-99-120 affirme à la page 13 : “ *la Régie juge essentiel que les données de l’année historique, de l’année de base et de l’année témoin projetée, soient présentées dans un format comparable d’une année à l’autre* ” et “ *au minimum, les données de l’année témoin projetée devront être supportées par la présentation d’une année historique, couvrant une période équivalente à l’année témoin et composée de données réelles, et d’une année de base, comprenant à la fois des données réelles et projetées.* ” De plus , dans la décision D-2000-102 à la page 19, “ *la Régie rappelle que la demande amendée d’Hydro-Québec doit se conformer aux principes généraux retenus par la Régie dans la cause R-3405, tel qu’énoncé dans la décision D-99-120.* ”

L’explication de la composition des données présentées pour l’an 2000 n’apparaît pas à la pièce HQT-1. Toutefois, à la pièce HQT-7, document 2, page 2 de 2, Hydro-Québec mentionne que les données présentées pour la base de tarification 2000 sont des données projetées.

Demandses :

Q24.1 Veuillez présenter l’ensemble des données (pour lesquelles la décision D-99-120 s’applique) pour 1999, 2000 et 2001.

R24.1 Puisque la présente demande représente la première cause tarifaire relative au service de transport d’électricité présentée par Hydro-Québec à la Régie de l’énergie, la première base de tarification devant effectivement être examinée est celle de l’année témoin 2001. Hydro-Québec n’a donc pas préparé pour cette raison, en vue de son dépôt du 15 août 2000, des bases de tarification pour les années 1999 et 2000 selon les méthodes utilisées pour celle de 2001, Vous trouverez néanmoins à la pièce HQT-7, document 2.1, un tableau présentant une base de tarification théorique pour l’année 2000.

Q24.2 Veuillez préciser la composition de l’ensemble des données présentées pour l’année 2000. Si elles ne comprennent pas à la fois des données réelles et projetées, veuillez présenter des données conformes à la décision D-99-120.

R24.2 Les valeurs mensuelles présentées sont représentatives du budget 2000.

- 25. Références :** HQT-1, document 1, page 12 de 25
HQT-5, document 3, page 2 de 2
HQT-5, document 5, page 3 de 4

Préambule :

À la pièce HQT-1, document 1, page 12 de 25, Hydro-Québec affirme que les activités non réglementées ne représentent que 1,2 M\$ du coût de service total de 2 688 M\$. Ce montant de 1,2 M\$ apparaît à HQT-5, document 3, page 2 de 2 sous la rubrique “ autres produits d’exploitation – facturation interne ” et semble bien soustrait du revenu requis .

Toutefois, selon la pièce HQT-5, document 5, page 3 de 4, le coût des activités non réglementées s’élevait à 24M\$ en 1999. Aucune donnée concernant les activités non réglementées n’est présentée pour 2000.

Demandes :

- Q25.1 Veuillez détailler le montant présenté pour 2001 pour les activités non réglementées.
- Q25.2 Veuillez expliquer la différence entre les deux montants présentés pour 1999 et 2001.
- Q25.3 Veuillez présenter les données relatives aux activités non réglementées pour 2000 et justifier toute variation importante (minimum 1 M\$).
- Q25.4 Veuillez préciser la définition d’activités non réglementées pour chacune des années. Veuillez identifier les changements?

R25.1 à 25.4 Le tableau suivant regroupe les coûts facturés pour des activités non réglementées. Les montants qui y apparaissent représentent la réduction appliquée au coût de service des activités réglementées et y sont présentés : a) sous la rubrique Revenus externes dans les registres de TransÉnergie - une division d’Hydro-Québec, b) le mode de facturation interne dans les registres de TransÉnergie - une division d’Hydro-Québec, c) un mode

récupération de coûts qui réduit le montant des charges brutes directes.

		1999	2000	2001
HQT5 doc. 5 p.3	Revenus externes	1,7	1,2	1,2
HQT5 doc. 3 p.1	Facturation interne	39,6	28,7	28,2
	Autre facturation *	---	10,0	10,0
		39,6	38,7	38,2
	Récupération de coût**	3,4	2,6	2,6
	TOTAL	44,7	42,5	42,0
* Inclus dans le montant "coûts capitalisés ou facturés" à HQT5 doc.3 p. 1				
** Considéré en diminution des charges brutes directes présentées à HQT 6 doc. 3 p.2				
		1999	2000	2001
HQT5 doc. 5 p. 3	TransÉnergie HQ inc.	22,0	23,0	N/D

26. Référence : HQT-5, document 5, page 3 et 4 de 4

Préambule :

Il est important de s'assurer que les dépenses et actifs alloués à TransÉnergie représentent exactement les actifs et dépenses de transport réglementés. La conciliation fournie ne répond pas à toutes les questions.

Demande :

Q26.1 Veuillez présenter la conciliation en fournissant une colonne distribution et une colonne production de façon à concilier avec les soldes présentés à l'état financier 1999 à la page 92 du Rapport annuel pour l'activité électricité.

R26.1 Le tableau suivant présente les données comparatives de l'activité Transport à l'intérieur de l'information sectorielle relative au secteur Électricité, telle qu'elle apparaît à la note 20 aux états financiers consolidés de 1999 (voir à la page 92 du Rapport annuel 1999 d'Hydro-Québec). Les données concernant l'activité Distribution seront quant à elles traitées en temps opportun, soit lors de la cause tarifaire du distributeur.

	Transport	Production & Distribution	Électricité
--	-----------	---------------------------------	-------------

Produits	2 529	6 177	8 706
Amortissement et déclasséement	434	1 230	1 664
Frais financiers	998	2 038	3 036
Bénéfice net	336	553	889
Investissements en immobilisations	458	1 094	1 552
Actif total	14 659	40 255	54 914

27. Référence : HQT-7, document 2, page 2 de 2

Préambule :

Le rapport annuel d'Hydro-Québec présente le détail des immobilisations selon les rubriques suivantes : production, transport, distribution et autres.

Demande :

Q27.1 Veuillez concilier le montant présenté à titre d'immobilisations de transport à la note 6 immobilisations, de la page 78 du rapport annuel 1999 d'Hydro-Québec avec le total des immobilisations présenté à HQT-7 document 2, page 2 de 2. Veuillez également concilier avec les rubriques postes, lignes et divers et expliquer la différence.

R27.1 Voir tableau suivant.

**CONCILIATION DES IMMOBILISATIONS "TRANSPORT"
AVEC LA NOTE 6 DU RAPPORT ANNUEL
AU 31 DÉCEMBRE 1999**

	En millions \$		
	Coût d'origine	Amortissement cumulé	Valeur nette
POSTES			
Total selon demande R-3401-98	9.738	-2.136	7.602
Plus les immobilisations regroupées dans la partie "Autres actifs de réseau" :	306	-164	142
Plus les immobilisations de catégorie Postes appartenant à l'unité d'affaires Distribution	49	-5	44
Écart causé par les arrondissements		1	1
TOTAL DE LA RUBRIQUE POSTES À LA NOTE	10.093	-2.304	7.789
LIGNES			
Total selon demande R-3401-98	7.207	-1.337	5.870
Plus les immobilisations regroupées dans la partie "Autres actifs de réseau":	18	-3	15
Plus les immobilisations de catégorie Lignes appartenant à l'unité d'affaires Distribution	103	-7	96
Plus les immobilisations de catégorie Lignes appartenant à l'unité d'affaires DPTI	9		9
Plus les immobilisations de catégorie Lignes appartenant à l'unité d'affaires Ingénierie & Construction	4		4
Plus les immobilisations de catégorie Lignes appartenant à la filiale C.R.T. d'Hydro-Québec	6	-2	4
Écart causé par des arrondissements	1	-1	0
TOTAL DE LA RUBRIQUE LIGNES À LA NOTE	7.348	-1.350	5.998
DIVERS			
Immobilisations appartenant aux filiales d'Hydro-Québec :			
HQI	32	-20	12
NOVERCO	259	-62	197
TOTAL DE LA RUBRIQUE DIVERS À LA NOTE	291	-82	209
GRAND TOTAL DE "TRANSPORT" SELON LA NOTE	17.732	-3.736	13.996

28. **Références :** HQT-7, document 3, page 2 de 2
HQT-7, document 3.1

Préambule :

Les immobilisations présentées à HQT-7, document 3, page 2 de 2, ne sont présentées que pour l'année 1999.

De plus, la décision D-2000-102, à la page 43, demandait que chaque poste de plus de 315 kV, ainsi que tous les postes d'interconnexion soient identifiés selon ses caractéristiques (poste élévateur, interconnexion, etc). Aucune caractéristique n'a été retrouvée sur la liste détaillée.

Aussi, les additions aux immobilisations ne sont pas détaillées selon les rubriques du sommaire des immobilisations tel que demandé.

Demands :

Q28.1 Veuillez fournir le sommaire des immobilisations pour 2000 et 2001 tel que présenté pour 1999 à HQT-7, document 3, page 2 de 2.

R28.1 Le sommaire présenté à la pièce HQT-7, Document 3 page 2 de 2 est compilé à partir du registre des immobilisations qui recueille seulement les données historiques, tel qu'expliqué aux pages 4 et 5 de la pièce HQT-7, Document 1. Pour 2000 et 2001, nous vous présentons l'information disponible au tableau suivant pour les 4 grandes catégories d'actifs (postes, lignes, autres actifs de réseau, actifs de soutien).

SOMMAIRE DES ACTIFS, INVESTISSEMENTS, MISES EN EXPLOITATION ET CONSTRUCTION EN COURS
(MILLIONS \$)

	①	②	③	④	⑤=①+④	⑥=②+③+④	⑦	⑧	⑨=⑤+⑧	⑩=⑥+⑦+⑧
	Actifs au coût 31-12-99	Const. cours 31-12-99	Investiss. 2000	M.E.S. 2000	Actifs au coût 31-12-00	Const. cours 31-12-00	Investiss. 2001	M.E.S. 2001	Actifs au coût 31-12-01	Const. cours 31-12-01
POSTES	9755,0	458,6	315,0	260,9	10015,9	512,7	393,9	424,0	10439,9	482,6
LIGNES	7216,9	280,4	181,5	192,1	7409,0	269,8	200,3	276,7	7685,7	193,4
AUTRES ACTIFS DE RÉSEAU	390,6	46,1	35,5	10,6	401,2	71,0	36,9	96,3	497,5	11,6
ACTIFS DE SOUTIEN	689,9	19,5	35,4	19,0	708,9	35,9	20,3	27,9	736,8	28,3
SOUS-TOTAL	18052,4 <i>(note 3)</i>	804,6 <i>(note 1)</i>	567,4	482,6	18535,0 <i>(note 2)</i>	889,4 <i>(note 1)</i>	651,4	824,9	19359,9 <i>(note 2)</i>	715,9 <i>(note 1)</i>
ACTIFS À TRANSFÉRER	98,0							-0,5 <i>(ajustement)</i>		-0,1 <i>(ajustement)</i>
TOTAL	18150,4	804,6		482,6	18535,0	889,4		824,4 <i>(note 4)</i>	19359,9	715,8

Note: 1) HQT 7 - doc. 1 page 6

2) HQT 7 - doc. 2 page 2

3) HQT 7 - doc. 2 page 2

4) HQT 7 - doc. 4 page 5

Q28.2 Veuillez inclure à la liste détaillée des immobilisations, présentée à la pièce HQT-7, document 3.1, les caractéristiques des postes, en présentant lorsque nécessaire, plus d'un solde pour un poste qui présenterait plusieurs caractéristiques.

R28.2 Nous vous présentons le découpage disponible selon nos registres. Ces catégories (5) de postes sont : postes de départ (ou élévateurs), stratégiques, sources, satellites et autres postes. Vous trouverez le détail et la classification de tous nos postes à la pièce que nous déposons sous la cote HQT-7, Document 3.3 ainsi que le descriptif des différentes catégories que nous déposons comme pièce HQT-7, Document 3.4.

Q28.3 Veuillez ajouter à la liste des additions aux immobilisations présentée à la pièce HQT-7, document 4, annexe 1, la classification selon les rubriques utilisées dans le sommaire des immobilisations à la pièce HQT-7, document 3, page 2 de 2.

R28.3 Voir pièce HQT-7, document 4.1.

Q28.4 Veuillez fournir un sommaire des additions aux immobilisations ainsi que des immobilisations en cours pour 1999, 2000 et 2001 selon les rubriques utilisées dans le sommaire des immobilisations à la pièce HQT-7, document 3, page 2 de 2.

R28.4 Voir réponse à la question 28.1 précédente.

29. Référence : HQT-7, document 3, page 2 de 2

Préambule :

La base de tarification pour l'année 1999 présente un poste d'actifs non exploités d'une valeur de 19 667 487\$ ainsi qu'un poste de retraits et déclassements de 7 223 597\$.

Demandes :

Q29.1 Veuillez expliquer en quoi consistent les actifs non exploités, si ces actifs non exploités sont amortis ou non et s'ils le sont, sur quelle période et pour quelle raison. S'ils sont amortis, veuillez présenter le montant de l'amortissement.

R29.1 Les actifs non exploités sont principalement composés de terrains, servitudes et bâtiments (84%). Ces actifs, à l'exception des terrains, sont toujours amortis sur leur

période spécifique originale. (Voir le détail dans le tableau suivant)

Détail des actifs non exploités au 31/12/99

EQUIP	Desc EQUIP	Données		
		Coût	Amort. cumulé	VN au 31/12/99
10	Terrains	11 968 338 \$	0 \$	11 968 338 \$
11	Servitudes	1 573 727 \$	-210 994 \$	1 362 733 \$
12	Bâtiments et infrastructures	6 120 550 \$	-3 006 674 \$	3 113 877 \$
20	Équip. de transformation	716 979 \$	-113 977 \$	603 002 \$
30	Équip. disjoncteur	130 183 \$	-44 171 \$	86 012 \$
35	Équip. de sectionnement	489 783 \$	-175 599 \$	314 184 \$
50	Systèmes d'automatismes	827 815 \$	-523 504 \$	304 311 \$
55	Ordinateurs, enreg. syst. aut.	1 612 \$	-1 612 \$	0 \$
57	Synoptique, syst. aut.	1 353 \$	-1 353 \$	0 \$
60	Auxiliaires CA CC	21 584 \$	-8 434 \$	13 151 \$
61	Auxiliaires autres	45 938 \$	-15 318 \$	30 620 \$
71	Équip. de ligne aérienne	2 340 612 \$	-474 142 \$	1 866 471 \$
75	Équip. de ligne souterraine	2 003 \$	-1 011 \$	992 \$
90	Équip. Télécommunication	7 562 \$	-3 767 \$	3 795 \$
Total		24 248 039 \$	-4 580 556 \$	19 667 486 \$

Notons que ces actifs sont toujours utiles à l'exploitation du réseau de transport bien que non exploités au 31/12/99.

Q29.2 Veuillez expliquer en quoi consistent les retraits et déclassements, plus particulièrement les items " endroits à répartir " et " résultats des retraits " qu'on retrouve en page 33 et 34 de 37 à la pièce HQT-7, document 3.1 et confirmer si ces actifs sont amortis sur une période de 10 ans. Veuillez présenter le montant de l'amortissement.

R29.2 Les retraits et déclassements sont des actifs retirés de l'exploitation et traités selon la convention comptable décrite à la pièce HQT-5, document 1, page 5, lignes 8 à 15. Les items identifiés spécifiquement sont en cours d'analyse avant le transfert final et sont amortis selon leur durée de vie d'origine. La rubrique « Endroits à répartir » représente des actifs de masse en cours d'analyse. La rubrique « Résultats des retraits » représente une valeur nette d'actifs retirés dont l'enregistrement au registre est à finaliser. La durée de l'amortissement de cette dernière rubrique est 10 ans.

30. Références : HQT-6, document 5, page 7 à 9 de 14
HQT-7, document 3.1, page 35 et 36 de 37

Préambule :

Une partie des immobilisations de télécommunication utilisées par TransÉnergie est propriété de la DPTI, alors qu'on retrouve une autre partie des actifs de télécommunication dans les immobilisations de TransÉnergie

Demandes :

Q30.1 Veuillez expliquer de quelle façon ces immobilisations sont réparties.

R30.1 Nous vous référons au document Règles de partage du transfert d'actifs (voir la pièce HQT-7, document 1.1) pour les états financiers par unité d'affaires au 30/09/98, présenté à notre réponse à votre question 23.1.

Q30.2 Veuillez expliquer les mesures employées pour éviter les dédoublements.

R30.2 Ces règles permettent un partage équitable des immobilisations entre les unités d'affaires.

Les immobilisations de télécommunications indiquées aux pages 35 et 36 de la pièce HQT-7, Document 3.1, essentiellement des logiciels spécialisés, et celles dont il est question dans la pièce HQT-6, Document 5, ne sont pas les mêmes puisque nos systèmes d'information comptable sont conçus et exploités de façon à éviter les dédoublements.

Q30.3 Veuillez identifier les immobilisations de télécommunication de la DPTI.

R30.3 Voici la liste des types d'actifs en télécommunications de la DPTI :

Code d'unité de	Description
78011	Achat du terrain
78230	Bâtiments
78246	Canalisations souterraines
78258	Infrastructure du site télécommunications
78411	Poteaux
78412	Pylones et fondations
78414	Antennes et guide d'onde
78460	Cables de garde en fibre optique
78462	Câbles en fibres optiques
78463	Câbles aériens et souterrains
78677	Systèmes d'alimentation primaires
78680	Logiciel (Software)
78685	Ordinateurs
78752	Systèmes de surveillance et de gestion télécoms
78764	Appareillage de liaisons hertziennes
78765	Équipements terminal de radio-mobiles
78767	Ondes porteuses sur lignes de transport
78768	Émetteur-récepteur VHF & UHF
78769	Appareillage de synchronisation
78776	Systèmes d'alimentation auxiliaires
78777	Appareillage opto-électronique
78781	Postes téléphoniques
78782	Tableaux téléphoniques
78783	Autocommutateurs
78784	Réseau local
78789	Câbles coaxiaux
78791	Multiplex
78793	Commutateurs de paquets et concentrateur
78794	Système de T.V. circuit fermé
78795	Modem à haute vitesse avec gestion intégrée
78798	Enregistreur de conversation
78799	Système de sonorisation
78880	Équipement de télécom. divers en groupe

31. Référence : HQT-5, document 2, page 6 de 12

Préambule :

L'établissement du budget d'investissement tient compte des matériaux directs. La main d'œuvre et autres frais directs sont imputés selon un taux de prestation de travail.

Demandes :

Q31.1 Veuillez expliquer par une illustration la méthode et les taux employés pour estimer les taux de prestation de travail.

R31.1 Le taux de prestation de travail traduit en taux horaire les coûts directement reliés ou contributifs à chaque heure productive saisie à la feuille de temps d'un employé qui exécute un travail associé à son expertise. Lorsque l'employé travaille sur un projet d'immobilisations, une somme égale au résultat des heures travaillées sur ce projet multipliées par le taux de prestation est imputée au projet.

Le taux est calculé pour une catégorie d'employé ou un ensemble de catégories d'employés similaires susceptible d'offrir la prestation de travail.

Il se calcule de la façon suivante:

Coûts directement contributifs à la prestation de travail des individus de la ou des catégories

Heures productives de référence

Les principaux coûts directement contributifs à la prestation de travail sont les suivants:

- **Main d'œuvre directe**
 - **salaire de base**
 - **avantages sociaux**
 - **temps supplémentaire**
 - **primes et autres**

- Autres coûts directement contributifs

- Habillement et matériel de sécurité
- Coût des outils et instruments de travail
- Immatriculation des véhicules, permis et essence
- Amortissement des actifs supports (selon la catégorie d'employés)
- (véhicules, ameublement de bureau, outils et instruments de travail, équipement d'atelier et de garage, etc...)

- Charges de services partagés directement contributives (selon la catégorie d'employés)

- Service de maintenance préventive et de réparation de véhicules
- Espaces bureau
- Ateliers et espaces d'entrepôts
- Téléphonie
- Bureautique
- Télécommunications spécialisées

- Coûts indirects relatifs à la gestion et au support administratif immédiats

- Coûts de main d'œuvre directe et autres coûts directement rattachés relatifs aux cadres de niveau 4 ou 5 rattachés aux employés visés (supérieur immédiat) et au personnel de bureau afférent.

Les heures productives de référence sont expliquées à notre réponse à la question 31.2 suivante.

Q31.2 Veuillez préciser la notion d'heures productives.

R31.2 Les heures productives de référence sont définies comme les heures travaillées associées au temps productif. Elles comprennent les heures régulières et supplémentaires de travail.

Q31.3 Où retrouve-t-on les frais financiers capitalisés? Comment les estime-t-on?

R31.3 Les frais financiers sont capitalisés séparément par le biais d'un taux. Ils ne font pas partie de la prestation de travail. Les frais d'emprunt sont basés sur le coût moyen de la dette appliqué au montant des immobilisations en cours du mois précédent.

À compter de 2001, tel que demandé et décrit aux pages 11 à 13 de la pièce HQT-5, Document 1, les frais financiers capitalisés aux immobilisations en cours le seront au taux du coût en capital.

32. Références : HQT-7, document 1, page 5 de 7
HQT-5, document 1, page 12 de 14

Préambule :

Dans la section immobilisations en cours de construction, Hydro-Québec présente son choix de méthode de traitement. A la pièce HQT-5, document 1, page 12 de 14, Hydro-Québec mentionne que la pratique qu'elle utilise est répandue au Québec, ailleurs au Canada et aux États-Unis mais ne présente pas la pratique chez d'autres transporteurs d'électricité.

Demandes :

Q32.1 Veuillez expliquer quelle est la pratique de traitement des immobilisations en cours de construction chez British Columbia Hydro (BC Hydro), Bonneville Power Administration (BPA) et Tennessee Valley Authority (TVA).

R32.1 British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) capitalise, aux immobilisations en cours, seulement les frais financiers relatifs aux emprunts. Par contre, Bonneville Power Administration (BPA) et Tennessee Valley Authority (TVA) incluent, dans leurs immobilisations en cours, une provision pour les fonds utilisés durant la construction.

Q32.2 Veuillez présenter quel serait l'impact sur les tarifs si la méthode de traitement proposée par Hydro-Québec était modifiée afin d'inclure les immobilisations en cours dans la base tarifaire pour l'exercice 2001.

R32.2 Le fait d'inclure les immobilisations en cours dans la base de tarification du transporteur pour l'année témoin 2001 aurait pour impact d'augmenter celle-ci de 14 450 M\$ à 15 215 M\$ et le revenu requis du service de transport de 2 685 M\$ à 2 761 M\$. Le tarif de transport annuel résultant du revenu requis de 2 761 M\$ serait de 77,31 \$/kW, soit une hausse de 2,8% par rapport au tarif proposé.

33. Références : HQT-7, document 2, page 2 de 2
HQT-5, document 1, page 13 de 14

Préambule :

Parmi les dépenses non amorties et autres actifs, on retrouve le remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998, compte à recevoir inclus dans la base parce que le gouvernement rembourse sur une période de 10 ans.

L'amortissement de cette aide pour les dépenses d'immobilisations se fait sur 10 ans et Hydro-Québec demande à la Régie de modifier cette période pour la durée de vie utile restante des actifs.

Demandes :

Q33.1 Veuillez préciser si le gouvernement verse des intérêts à Hydro-Québec sur ce montant à recevoir.

R33.1 Non. Le gouvernement ne verse pas d'intérêts à Hydro-Québec sur le remboursement gouvernemental à recevoir relatif au verglas de 1998.

Q33.2 Relativement à la contrepartie de cette compensation qui est soustraite des actifs, veuillez spécifier quelle en est la portion qui serait amortie sur plus de 10 ans et fournir les montants approximatifs de l'impact sur l'amortissement pour 2001 et les années suivantes.

R33.2 Au 31 décembre 2 000, la portion de la compensation qui serait amortie sur plus de 10 ans est de 63,6 M\$, soit 55%. Suite au changement de méthode d'amortissement du remboursement gouvernemental, la charge d'amortissement des actifs de TransÉnergie

sera supérieure de 2001 à 2008 et sera inférieure par la suite pour résulter en un effet neutre sur la durée globale. Voici les montants approximatifs pour les 10 premières années:

2001	7,2 M\$
2002	6,9 M\$
2003	7,2 M\$
2004	7,3 M\$
2005	7,5 M\$
2006	7,8 M\$
2007	8,0 M\$
2008	2,5 M\$
2009	(2,0 M\$)
2010	(2,0 M\$)
2011 - 2015	(9,8 M\$)
2016 - 2020	(11,3 M\$)
2021 - 2025	(13,1 M\$)
2026 - 2030	(13,6 M\$)

34. Référence : HQT-7, document 2, page 2 de 2

Préambule :

La rubrique matériaux, combustibles et fournitures incluse dans le fonds de roulement n'est pas détaillée.

Demande :

Q34.1 Veuillez expliquer quels matériaux, combustibles et fournitures composent le solde de 90 000 000\$ et préciser comment ce dernier a été établi.

R34.1 Le poste Matériaux, combustibles et fournitures est composé de :

	(en millions de \$)
Quincaillerie de pylône	3,22
Divers	4,05
Matériel de postes	4,37
Équipement de sécurité	4,64
Pompes, compresseurs	5,10
Quincaillerie de lignes	10,33
Isolateur / raccord	23,49
Disjoncteur	35,81

Ces données sont établies à partir des données réelles du 30 juin 2000 et projetés pour 2001.

35. Référence : HQT-7, document 5, page 4 de 8

Préambule :

Dans le calcul de l'encaisse réglementaire, les taxes sur le capital et les taxes sur le revenu brut font augmenter cette dernière bien qu'elles soient payées après l'encaissement des revenus.

Demandes :

Q35.1 Veuillez confirmer le calcul de l'encaisse réglementaire en ce qui concerne les taxes sur le capital et taxes sur le revenu brut.

R35.1 La taxe sur le revenu brut de l'année courante est à payer le 1^{er} mars de l'année qu'elle vise. À titre d'exemple, la taxe de 2000 a été payée le 1^{er} mars 2000. En conséquence, une partie du service est payée après l'encaissement du revenu, soit 2 mois, tandis que le service pour les 10 mois restant est acquitté avant l'encaissement du revenu.

La taxe sur le capital est payable mensuellement, pour une année, de la manière suivante:

- pour janvier et février, on recule de deux ans en arrière (par exemple, pour l'année 1999, on a pris 1/12 du montant final de 1997); si en 1997, on avait 120 millions, on paie 10 millions par mois en janvier et février 1999;
- pour les mois de mars à décembre, on prend le total de l'année précédente, on soustrait le total payé en janvier et février et on divise la différence par 10; si en 1998 on avait 150 millions, on calcule 150 millions moins 20 millions (paiement de janvier et février), ce qui fait 130 millions qu'on divise par 10 (le nombre de mois restant);
- en février de l'année suivante, on paie le reliquat; si pour 1999, on détermine sur la base des chiffres réels que la taxe est de 160 millions, il faudra payer le 10 millions restant au plus tard le 28 février.

Q35.2 Existe-il d'autres entreprises canadiennes qui récupèrent un fonds de roulement hypothétique?

R35.2 Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) utilise la notion de fonds de roulement réglementaire. Cette dernière utilise l'étude lead/lag pour l'établissement de son fonds de roulement.

Nous n'avons pas effectué de balisage pour savoir s'il y avait d'autres entreprises canadiennes qui récupèrent un fonds de roulement hypothétique. Cependant, si TransÉnergie était une entité légale reconnue, elle devrait se conformer au contrat de service de transport et en ce sens la méthode de calcul d'un délai d'encaissement des revenus de TransÉnergie serait basée sur des transactions monétaires réelles avec le Distributeur. Comme nous voulons attribuer correctement à chaque niveau de réseau sa juste valeur de coût, nous utilisons un délai d'encaissement hypothétique pour TransÉnergie. Ce délai d'encaissement pour TransÉnergie se transformera en

délagi de décaissement pour le Distributeur, ce qui assurera un traitement équitable de ce coût.

36. Références : HQT-6, document 1
Annexe ci-jointe

Préambule :

Afin de permettre l'analyse de l'augmentation des dépenses nécessaires à la prestation du service, des informations sur les 3 années, présentées de façon détaillée et incluant des explications pour les augmentations importantes, sont nécessaires.

Demande :

Q36.1 Veuillez présenter les dépenses nécessaires à la prestation du service de transport pour les 3 années selon le modèle fourni en annexe en incluant les informations demandées ci-dessous.

- Toute dépense comptant pour plus de 1% des dépenses nécessaires à la prestation du service (soit environ 1,2 milliards \$) devra être détaillée en annexe.
- Toute augmentation des montants détaillés supérieure au taux d'inflation devra être justifiée. La justification présentée devra tenir compte de l'impact des charges requises pour le passage à l'an 2000 ainsi que de l'impact de la grève en 1999.
- Le rendement attribué aux actifs utilisés dans les charges de service partagé devra être présenté séparément pour chaque unité de service.
- Le montant d'immobilisations qui sous-tend la charge d'amortissement incluse dans les charges de service partagés devra être présenté séparément pour chaque unité de service, ainsi que l'amortissement.
- Le calcul de la taxe sur le capital et de la taxe sur le revenu brut devra être inclus.
- Plus particulièrement, les augmentations des charges directes devront être expliquées et conciliées avec :
 - la prévision d'une augmentation de la rémunération globale de 3% annuellement mentionnée à la pièce HQT-6, document 2, page 5 de 6 alors que la main d'œuvre augmente de 5,6% et que cette augmentation

sert à couvrir essentiellement les augmentations de salaire à la pièce HQT-6, document 3, page 2 de 3

- Les autres charges directes augmentent de 14%, ce qui, selon la pièce HQT-6, document 3, page 3 de 3 couvre l'inflation et la croissance des activités. Veuillez décrire la croissance prévue des activités.

R36.1 Dépenses nécessaires à la prestation du service de transport.

Vous trouverez dans les tableaux suivants les différentes informations requises. Cependant, le tableau demandé concernant les charges d'amortissement ne peut être produit immédiatement.

Explication des augmentations de charges :

Amortissement (+ 3%) :

Cette augmentation est principalement due à la progression de la méthode d'amortissement à intérêts composés et aux mises en exploitation des années 2000 et 2001.

Charges brutes de services partagés (+ 44,4 M\$) :

Le principal écart se situe chez le fournisseur " Technologies de l'information " dans les activités de télécommunications (+41,0 M\$) pour les frais chargés pour les circuits où un nouveau mode de tarification est utilisé (voir description à la pièce HQT-6, Document 5, page 7).

Charges brutes directes (+35,7 M\$) :

Pour fins de comparaison, les montants suivants du réel 1999 sont redressés de 64,2 M\$ afin de les présenter selon les mêmes règles que celles des années 2000 et 2001. Ce montant correspond à des dépenses capitalisées aux projets d'investissements.

Donc :

Les charges brutes directes redressées de 1999 sont de 310,8 M\$ et l'écart 1999/2001 est de 36,4 M\$. (voir le tableau suivant)

Les coûts capitalisés ou facturés de 1999 sont redressés à 55,8 M\$ (120,0 M\$ - 64,2 M\$).

Évolution des charges brutes directes

(en millions \$)

	1999	2000	2001	2000/2001
Main-d'œuvre	222,9	230,5	243,3	5,60%
Autres charges	87,9	91,2	103,9	13,90%

L'augmentation du coût de la main-d'œuvre s'explique par :

Indexation - conventions collectives de travail	2,5%
Clause salariale remorque - non planifiée	0,5%
Progression salariale – estimée	0,8%
Hausse du temps supplémentaire	<u>1,8%</u>
	5,6%

L'évolution des autres charges doit considérer un ajustement budgétaire de 9,2 M\$ pour 2000 relatif au taux de prestation de travail. Le montant redressé de 2000 sera de 100,4 M\$ auquel a été ajouté 3,5 M\$ pour 2001 afin de couvrir l'inflation et la croissance des activités.

Taxes :

L'augmentation du coût non amorti des actifs entraîne automatiquement un accroissement du poste Taxes.

Frais corporatifs - charges imputées :

La progression salariale et l'augmentation des charges directes du corporatif explique cette augmentation.

DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT

2001

		(en milliers de \$)	(en %)
Charges d'amortissement		447 812,6	36%
Charges brutes de services partagés-facturation interne			
DP Technologies de l'information	195 000,0		
DP Approvisionnement et services	74 000,0		
Autres	<u>48 997,4</u>	317 997,4	26%
Charges brutes directes	347 210,2		
Moins : Coûts capitalisés ou facturés	67 984,5		
Facturation interne émise	28 277,4		
Autres produits d'exploitation - Facturation externe	1 200,0		
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	<u>10 900,0</u>	238 848,3	19%
Taxes		184 100,0	15%
Frais corporatifs - charges imputées		44 600,0	4%
Achats de services de transport		<u>5 500,0</u>	0%
Total des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport		<u>1 238 858,3</u>	100%

CHARGES BRUTES DE SERVICES PARTAGÉS DE TRANSÉNERGIE
ET RENDEMENT ATTRIBUÉ AUX ACTIFS DES UNITÉS DE SERVICES

2001			
(en milliers de \$)			
	<u>Avant</u> <u>rendement</u>	<u>Rendement</u>	<u>Après</u> <u>rendement</u>
Technologies de l'information	176 733	18 170	194 903
Approvisionnement et services	71 944	2 153	74 097
Recherche et développement / IREQ	12 319	640	12 959
Production	9 790	-	9 790
Finance	8 687	227	8 914
Affaires corporatives et secrétariat général	4 478	118	4 596
Ressources humaines	2 241	54	2 295
Autres	10 431	12	10 443
	<u>296 623</u>	<u>21 374</u>	<u>317 997</u>

ACTIFS DES UNITÉS DE SERVICES ET AUTRES
(en millions de dollars)

2001				
	<u>Approv. &</u> <u>services</u>	<u>Techno. de</u> <u>l'info.</u>	<u>R & D</u>	<u>Autres</u>
Actifs utilisés dans les charges de services partagés	238,8	815,3	73	66
Rendement total des capitaux propres	7,6	25,9	2,3	2,1
Charge d'amortissement	31,4	107,2	11,5	12,4
Taxe sur le capital	1,3	5,6	0,4	
Taxe sur le revenu brut	0	0	0	

DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT

2000

		(en milliers de \$)		(en %)
Charges d'amortissement		434 000,0		37%
Charges brutes de services partagés-facturation interne				
DP Technologies de l'information	157 265,0			
DP Approvisionnement et services	75 633,0			
Autres	<u>51 604,0</u>	284 502,0		24%
Charges brutes directes	321 731,2			
Moins : Coûts capitalisés ou facturés				
Facturation interne émise	28 300,0			
Autres produits d'exploitation - Facturation externe	1 200,0			
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	<u>10 900,0</u>	213 346,6		18%
Taxes		179 000,0		15%
Frais corporatifs - charges imputées		49 200,0		4%
Achats de services de transport		<u>5 500,0</u>		0%
Total des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport		<u>1 165 548,6</u>		100%

DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT

1999

		(en milliers de \$)	(en %)
Charges d'amortissement		433 000,0	38%
Charges brutes de services partagés-facturation interne (excluant rendement sur actifs des unités de services et corporatives)			
DP Technologies de l'information	150 878,0		
DP Approvisionnement et services	71 423,0		
Autres	<u>51 292,0</u>	273 593,0	24%
Charges brutes directes	375 000,0		
Moins : Coûts capitalisés ou facturés	119 970,0		
Facturation interne émise	39 000,0		
Autres produits d'exploitation - Facturation externe	2 000,0		
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	<u>10 900,0</u>	203 130,0	18%
Taxes (excluant frais de garantie)		177 100,0	16%
Frais corporatifs - charges imputées		36 000,0	3%
Achats de services de transport		<u>4 000,0</u>	0%
Total des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport		<u>1 126 823,0</u>	100%

DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT

DIFFÉRENCE ENTRE 2001 ET 1999

		(en milliers de \$)	(en %)
Charges d'amortissement		14 812,6	3%
Charges brutes de services partagés-facturation interne			
DP Technologies de l'information	44 122,0		
DP Approvisionnement et services	2 577,0		
Autres	<u>-2 294,6</u>	44 404,4	16%
Charges brutes directes	-27 789,8		
Moins : Coûts capitalisés ou facturés	-51 985,5		
Facturation interne émise	-10 722,6		
Autres produits d'exploitation - Facturation externe	-800,0		
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	<u>0,0</u>	35 718,3	18%
Taxes		7 000,0	4%
Frais corporatifs - charges imputées		8 600,0	24%
Achats de services de transport		<u>1 500,0</u>	38%
Total des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport		<u>112 035,3</u>	

37. Référence : HQT-6, document 3, page 2 de 3

Préambule :

La main d'œuvre est la principale composante des charges brutes. Les mesures envisagées pour contrôler le nombre d'employés ne sont pas présentées.

Demandes :

Q37.1 Veuillez indiquer le nombre d'employés de TransÉnergie pour les trois années

R37.1 Le tableau suivant présente le nombre d'employés de TransÉnergie pour les années 1999, 2000, et 2001:

	Réel 1999	Engagement décembre 2000	Prévisions 2001
Permanents	2987	3045	3045
Temporaires (fin d'année)	158	140	140
Total :	3145	3185	3185

Q37.2 Veuillez identifier les transporteurs que vous considérez comparables à TransÉnergie.

R37.2 À notre avis, il n'y a pas d'autres entités comparables à TransÉnergie afin d'établir une comparaison quant au nombre d'employés.

Q37.3 Veuillez présenter le nombre d'employés chez ces transporteurs.

R37.3 Voir réponse à la question 37.2 précédente.

Q37.4 Veuillez présenter les mesures appliquées afin de contrôler le nombre d'employés.

R37.4 Les mesures appliquées par TransÉnergie afin de contrôler le nombre d'employés sont les suivantes:

- 1) Assurer le suivi mensuel de l'effectif permanent et temporaire de TransÉnergie;
- 2) Effectuer un suivi périodique des postes vacants et en processus de comblement;
- 3) Effectuer un suivi périodique des employés excédentaires pour favoriser la relocalisation au sein d'autres unités chez Hydro-Québec.

Q37.5 Veuillez expliquer l'augmentation des charges de main-d'œuvre de 10% entre 2000 et 2001.

R37.5 L'augmentation du coût de la main-d'œuvre, de 5,6 % et non de 10 %, est expliqué à la réponse 36.1 précédente.

38. Référence : HQT-6, document 1

Préambule :

Dans le but de mieux comprendre les charges brutes de service partagés, il serait utile d'obtenir la liste des services internes et des unités de service.

Demande :

Q38.1 Veuillez fournir la liste des services internes fournis par les diverses unités d'Hydro-Québec à TransÉnergie ainsi que la liste des unités qui fournissent les services en question.

R38.1 Les principaux fournisseurs de services sont les suivants :

Fournisseur :

DP Approvisionnement et services

74,0M\$

Produits/services :

Services de bâtiments

Services de gestion documentaire

Matériel de transport

Gestion des compétences techniques

Transport aérien

Acquisition

Gestion du matériel

Fournisseur :

DP Technologie de l'information

195,0M\$

Produits/services :

Bureautique

Téléphonie

Services corporatifs

Applications informatiques

Centre de traitement corporatif

Télécommunications spécialisées

Projets spéciaux

Géomatique

Fournisseur :

DP Recherche et développement/IREQ

13,0M\$

Produits/services :

Réaliser une recherche ou une expertise
Réaliser un essai
Réaliser un développement de produit
Ateliers mécaniques

Fournisseur :
VP Exploitation de équipements
de production 9,8M\$

Produits/services :

Maintenance et exploitation d'installations de transport
Services des Ateliers de production
Formation technique

Fournisseur :
VP Finances 8,9M\$

Produits/services :

Services comptables
États financiers par unité d'affaires
Financement et trésorerie
Gestion des risques et assurances
Contrôle et intégration des risques d'affaires
Formation
Expertise

Fournisseur :
VP Ressources humaines 2,3M\$

Produits/services :

Services Ressources humaines
Service de rémunération et d'avantages sociaux
Services en relations professionnelles
Services de santé et de sécurité
Services en gestion des accidents du travail
Systèmes Ressources humaines
Demande de recrutement
Institut de formation en RH

Autres fournisseurs corporatifs : 4,6M\$
Contentieux
Produits/services :

Fournir les services juridiques incluant entre autres :
 Les opinions et les avis
 La représentation devant les tribunaux et organismes administratifs
 Les aspects juridiques des ententes et des contrats, etc.

Dir. Sécurité industrielle

Produits/services :

Gardiennage
 Enquêtes administratives
 Expertise-conseil

VP Affaires corporatives et Secrétariat général

Produits/services :

Affaires corporatives
 -Affaires gouvernementales et collectivités
 -Régie d'entreprise et accès
 Affaires réglementaires et tarifaires
 Réglementation hors-Québec

Fournisseur :

Multiplés espaces partagés 10,0M\$

Produits/services :

Espaces bureau
 Espaces atelier
 Espaces entrepôt

Fournisseur :

Dir. Environnement, VP. Recherche et
 Planification stratégique 0,1M\$

Produits/services

Expertise en environnement
 Expertise ISO

Fournisseur :

Autres 0,3M\$
 Produits/services

Autres services

39. Référence : HQT-6, document 5

Préambule :

Hydro-Québec calcule ses charges de service partagés selon le principe du coût complet. Toutefois, il apparaît, à la lecture de la pièce mentionnée ci-dessus, qu'elle utilise plus d'une méthodologie de calcul du coût complet, qui ne sont pas toutes détaillées. De plus, Hydro-Québec présente deux répartitions des coûts, une selon charges primaires, secondaires, etc. et une selon les activités. Ces deux répartitions ne semblent pas être conciliées.

Demandes :

Q39.1 Veuillez expliquer les diverses méthodologies qui ont servi à répartir les charges importantes (de plus de 10M\$) .

R39.1 Une seule méthodologie sert à répartir les coûts globaux de la DPTI : le coût complet d'un produit ou service offert par la DPTI aux clients internes est toujours calculé selon la méthode déjà présentée à la Régie de l'énergie. La réponse à la question 42 du CERQ fournit d'ailleurs un exemple des éléments constituant le coût complet.

Pour ce qui est des deux répartitions apparentes des coûts, la confusion provient probablement du fait que les deux graphiques en annexe représentent des choses différentes :

- **L'annexe A présente le budget total de la DPTI et sa composition selon les strates normalisées d'Hydro-Québec.**
- **L'annexe B découpe la facture annuelle de TransÉnergie en produits.**

Q39.2 Veuillez fournir le rapport de META Group qui détermine que la méthode utilisée pour répartir les coûts du réseau de télécommunication est appropriée.

R39.2 Voir pièce HQT-6, document 5.1

Q39.3 La facturation unitaire du matériel de transport (HQT-6, document 6, page 10 de 14) correspond-elle à un coût complet?

R39.3 Oui, la facturation unitaire du matériel de transport est à coût complet.

Q39.4 La grille de prix de la DPTI mentionnée à la pièce HQT-6, document 5, page 11 de 14 est-elle comparée à celle d'autres fournisseurs externes? Si oui, veuillez fournir les résultats de la comparaison.

R39.4 La grille de prix de la DPTI n'a pas été comparée directement avec celle d'autres fournisseurs, les produits offerts par la DPTI n'étant souvent pas comparables.

Lorsqu'on parle des produits et services facturés à TransÉnergie, les télécommunications sont au premier plan. Or, même si certains éléments individuels peuvent se retrouver ailleurs sur le marché, il n'en demeure pas moins que la topographie des sites desservis par les télécommunications fait souvent que la DPTI ne dispose pas d'alternatives comparables pour offrir le service.

40. Références : HQT-6, document 3, annexe, page 3
Annexe ci-jointe

Préambule :

Les totaux des colonnes de cette page ne permettent pas d'obtenir le total 1999 ni le total 2000, et certains sous-totaux semblent inexacts. De plus certains totaux de cette page ne semblent pouvoir être conciliés avec les chiffres de la page 1 de l'annexe.

Demandes :

R40. La page 3 de l'annexe à la pièce HQT-6, Document 3 a été corrigée comme suit:

		AUTRES CHARGES DIRECTES							(Millions \$)	
		DÉPENSES DE PERSONNEL	INDEMNITÉS	SERVICES EXTERNÉS	STOCK (INVENTAIRE)	ACHATS BIENS TANGIBLES	AUTRES	TOTAL AUTRES	RÉCUPÉRATION COÛTS	
BUREAU DU PRÉSIDENT	1999	0,2	8,6	0,6	0,6	2,4	2,6	15,0	-0,3	
	2000		8,3	-2,7	0,7	2,1	1,1	9,5		
UNITÉ RESSOURCES HUMAINES	1999	0,1	0,3	0,6		0,1	0,1	1,2		
	2000	0,1		0,1		0,1	0,0	0,3		
DIRECTION PLANIFICATION ET DÉVELOPPEMENT DES ACTIFS	1999	0,5		5,8		0,5	0,4	7,2	-0,2	
	2000	0,4		7,3		0,5	0,3	7,9	-0,6	
DIRECTION EXPERTISE ET SUPPORT TECHNIQUE DE TRANSPORT	1999	0,3		0,5		0,3	0,6	0,5	-1,2	
	2000	0,8		4,3		0,4	0,1	5,6	-0,5	
DIRECTION COMMERCIALISATION	1999	0,1		3,2			0,4	2,9	-3,4	
	2000	0,1		1,1			0,1	1,3	-0,5	
DIRECTION CONTRÔLE DES MOUVEMENTS D'ÉNERGIE	1999	0,2		0,4		0,2	0,1	0,9	-0,1	
	2000	0,2		1,8		0,5	0,4	2,1	-0,1	
DIRECTION TÉLÉCONDUITE	1999	0,8	0,2	0,5		0,9	0,2	2,6		
	2000	0,7	0,1	0,2		1,3	0,1	2,4		
DIRECTION TRANSPORT SUD	1999	0,7	0,2	1,1		1,4	0,3	3,1	-3,3	
	2000	1,0		3,8	7,1	0,8	0,8	13,5		
DIRECTION RÉGIONALE SAGUENAY ET TRANSPORT NORD	1999	1,0	0,1	3,1	1,0	1,6	0,7	7,5	-0,2	
	2000	1,9	0,1	4,6	1,7	3,6	1,5	13,4	-0,1	
DIRECTION TRANSPORT OUEST	1999	0,7	0,2	0,8	2,4	1,2	0,8	4,5	-3,1	
	2000	1,0		3,4	1,0	6,0	1,8	13,2		
DIRECTION TRANSPORT EST	1999	1,8	0,1	1,3	1,2	1,4	0,8	6,6	-0,4	
	2000	2,1	0,1	6,5	2,7	2,9	2,9	17,2		
CONCILIATION (ORDRES INTERNES)	1999								52,0	
	2000								4,5	
ÉCRITURES DE RÉGULARISATIONS	1999								-3,9	
	2000								2,1	
TOTAL TRANSÉNERGIE	1999	6,4	9,7	17,9	5,2	10,0	2,8	52,0	35,9	
	2000	8,3	8,6	30,4	13,2	18,2	7,7	86,4	4,8	
	2001									
								TOTAL 1999: 87,9		
								TOTAL 2000: 91,2		
								TOTAL 2001: 103,9		

Q40.1 Veuillez confirmer les montants soumis. Les informations doivent porter sur les 3 années et être présentées selon le modèle présenté en annexe.

R40.1 Les autres charges totalisent pour :

1999: 87,9 M\$

2000: 91,2 M\$

2001: 103,9 M\$

Voir le tableau à la réponse 40 précédente.

Q40.2 Veuillez expliquer la différence entre les colonnes “ stock ” et “ achats ”

R40.2 La colonne “ Stock ” représente les sorties - magasin alors que la colonne “ Achats ” représente des achats de matériel réalisés par les unités de TransÉnergie.

Q40.3 Veuillez expliquer en quoi le stock inclus dans les dépenses se distingue de la rubrique matériaux, combustibles et fourniture qu'on retrouve à la base de tarification, à la pièce HQT-7, document 2, page 2 de 2

R40.3 Le Stock inscrit dans les dépenses représente la charge alors que la rubrique Matériaux, combustibles et fourniture représente le calcul du fonds de roulement pour un actif inscrit à un poste de bilan.

Q40.4 Veuillez expliquer en quoi la rubrique " indemnités " se distingue des coûts de main d'œuvre présentés à la page 2 de l'annexe.

R40.4 Le poste Indemnités de la catégorie Autres charges directes représente la charge annuelle d'amortissement des frais reportés - Mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif expliqués à la pièce HQT-5 Document 1, page 7, lignes 7 à 15

41. Référence : HQT-5, document 3, page 1 de 2

Préambule :

Afin de permettre d'évaluer la performance du service de transport, certains comparables seraient utiles.

Demande :

Q41.1 Veuillez fournir le niveau de revenu requis unitaire des utilités que vous jugez comparables.

R41.1 Il n'y a pas d'entité que l'on peut qualifier de " comparables " au niveau du réseau de transport. Néanmoins, Hydro-Québec dépose, comme pièce HQT-9, document 1.1, un balisage des tarifs de transport, qui représentent le niveau des revenus requis unitaires, qu'elle a effectué auprès d'entreprises de services publics d'électricité canadiennes et américaines.

42. Référence : HQT-5, document 5, page 3 de 4

Préambule :

Hydro-Québec utilise, dans sa présentation des résultats de 1999, un montant de 988M\$ pour les frais financiers sous la colonne réglementée de TransÉnergie.

Demandes :

Q42.1 Veuillez expliquer la méthode de répartition utilisée pour obtenir ce montant.

R42.1 La répartition des frais financiers s'effectue de la manière suivante:

1- Établissement d'un taux standard de frais financiers établi en début d'année correspondant au rapport entre:

- les frais financiers bruts non consolidés prévus pour Hydro-Québec dans son ensemble, moins la portion capitalisée de ces frais et les frais financiers attribués spécifiquement aux unités

et

- le total des actifs moins le total des passifs, exclusion faite de la dette à long terme moyenne (soit "le financement fonds généraux" moyen qui correspond au total des capitaux propres et des capitaux empruntés) moins les travaux en cours plus les travaux suspendus.

2- En cours d'année, le taux standard de frais financiers est appliqué mensuellement au solde du financement fonds généraux moins les travaux en cours plus les travaux suspendus de chaque unité d'affaires.

L'expression "moyen" fait référence à une moyenne de 2 soldes (déc. x0 et déc. x1), 5 soldes (trimestres) ou 13 soldes selon la disponibilité de l'information.

Les travaux en cours sont retirés de l'assiette d'actifs nets sur lesquels est calculée l'attribution des frais

financiers puisque des frais financiers ont déjà été capitalisés sur ces derniers. Par ailleurs les travaux suspendus, à l'intérieur de ces travaux en cours, sont rajoutés puisque ces derniers ne donnent pas lieu à une capitalisation de leurs intérêts.

Q42.2 Veuillez expliquer la pertinence du taux utilisé pour établir ce montant de frais financiers.

R42.2 L'application d'un taux standard uniforme de frais financiers à toutes les unités d'affaires permet l'attribution d'une juste part des frais financiers d'Hydro-Québec aux unités d'affaires, selon le niveau d'actif net de chacune d'entre elles. Ainsi, pour chaque dollar supplémentaire investi, l'unité d'affaires se voit attribuer une quote-part de frais financiers, ce qui favorise une gestion optimale des investissements.

En 1999, compte tenu entre autres des incertitudes relatives à la réglementation des activités de production et des décisions réglementaires à venir sur le transport, cette façon de faire (entre autres une seule structure de capital) fut jugée suffisante pour favoriser une imputabilité de gestion des unités d'affaires face aux coûts de financements.

Il faut noter que cette répartition des frais financiers ne vise qu'à répondre aux besoins internes de gestion et que le mode de calcul du revenu requis du service de transport respecte les modalités réglementaires en usage devant la Régie de l'énergie.

43. Référence : HQT-10, document 2, page 3 de 5

Préambule :

Dans le cadre de l'allocation des coûts de transport entre les fonctions, Hydro-Québec semble utiliser une seule clé de répartition pour l'ensemble des coûts à l'exception des charges de services partagés et des frais corporatifs.

Demandes :

Q43.1 Veuillez détailler la répartition des coûts afin qu'on y retrouve séparément chaque rubrique de dépenses incluse dans le revenus requis.

R43.1 Voir la pièce HQT-10, document 2.1.

Q43.2 Veuillez justifier l'utilisation des immobilisations à titre de clé de répartition pour les charges brutes directes si tel est le cas.

R43.2 Les revenus requis ont été répartis par fonction sur une base globale et non pour chacune des rubriques de dépenses incluses dans le revenu requis. Le critère retenu a été les immobilisations nettes puisque la majorité des charges sont reliées aux immobilisations.

Q43.3 Veuillez justifier l'utilisation des immobilisations de 1999 et non de celles de 2001 à titre de clé de répartition étant donné qu'il y a 1,2 milliards de dollars de nouvelles immobilisations entre 1999 et 2001.

R43.3 Nous avons utilisé les données disponibles au moment de la préparation du document, soit les données pour l'année réelle 1999. Par ailleurs, l'utilisation de données projetées ne devrait pas modifier significativement les résultats présentés, compte tenu de l'importance relativement faible des nouvelles immobilisations (1,2 G\$ sur 14,5 G\$) et du fait que celles-ci devraient épouser sensiblement le même profil de répartition.

44. Référence : HQT-5, document 1, page 11 de 14

Préambule :

Hydro-Québec demande une modification de convention comptable. Elle demande, entre autres, que les frais financiers soient capitalisés aux immobilisations en cours au taux du coût en capital.

Demande :

Q44.1 Veuillez fournir l'impact chiffré de la modification de cette convention sur les immobilisations en cours de 2001.

R44.1 Le montant des immobilisations en cours augmenterait de 5,7 M\$.

45. Référence : HQT-8, Document 1, p.10, lignes 26-28, p.11, lignes 1-2.

Préambule :

Dans son exposé sur les risques d'affaires, Hydro-Québec affirme que " dans le cas d'une entreprise réglementée, le risque principal provient des écarts qui peuvent survenir entre les paramètres et hypothèses utilisés pour l'établissement des revenus requis et la réalité."

Demandes :

Q45.1 Quelles sont les mesures ou actions envisageables et envisagées par Hydro-Québec afin de minimiser ce risque principal?

R45.1 Qu'ils soient établis sur la base d'une année témoin historique ou sur la base d'une année témoin projetée, les tarifs s'appliquent généralement de façon prospective et des écarts inévitables peuvent survenir entre les paramètres et les hypothèses utilisés pour établir ces tarifs, et la réalité.

Pour minimiser ces écarts, l'entreprise s'assure tout au cours de l'année tarifaire de l'atteinte de ses objectifs en termes de ventes et de charges tout en perfectionnant continuellement ses processus et ses méthodes de prévisions.

Néanmoins, des événements imprévisibles et hors de son contrôle peuvent affecter la réalisation de ses objectifs. Entre autres, il y a lieu de mentionner l'effet de la température, l'inflation, le risque de catastrophes naturelles, l'évolution des taux d'intérêt et des taux de change, et les décisions des gouvernements relatives à la fiscalité.

Pour minimiser le risque découlant de ces événements, l'entreprise peut faire appel à des outils financiers ou encore à des mécanismes réglementaires.

Q45.2 Selon Hydro-Québec, existe-t-il des mécanismes réglementaires qui permettent d'atténuer ce risque d'écart entre les paramètres et hypothèses utilisés pour l'établissement des revenus requis et la réalité? Si oui, lesquels? De plus, quel serait l'impact de l'atténuation de ce risque principal sur le risque global du transporteur?

R45.2 Oui, il existe des mécanismes réglementaires pour atténuer le risque d'écart provenant d'événements imprévisibles et hors du contrôle de l'entreprise et plusieurs de ces mécanismes sont d'ailleurs déjà utilisés par les distributeurs gaziers du Québec.

Ces mécanismes se regroupent principalement autour de l'utilisation de comptes de nivellement, de comptes de frais reportés et de comptes provisionnels. L'utilisation de tels mécanismes permet d'atténuer certains risques bien spécifiques mais il subsistera toujours des risques inhérents au fonctionnement d'une entreprise.

Q45.3 Est-ce que l'atténuation de ce risque principal, le cas échéant, mènerait, selon Hydro-Québec, à la révision de la structure de capital retenue ainsi qu'à une révision du rendement sur l'avoir propre spécifique au transporteur?

R45.3 Il est évident que si de tels mécanismes étaient utilisés pour le transporteur, il faudrait en tenir compte dans l'établissement du taux de rendement des capitaux propres. Cependant, comme nous l'indiquons dans notre témoignage (pièce HQT-1, Document 1, pages 14 et 15), Hydro-Québec souhaite reporter à une cause ultérieure toute discussion sur de tels mécanismes.

46. Référence : HQT-8, document 1, page 7, lignes 25-29, page 8, lignes 1-3, page 14, lignes 1-4, page 15, lignes 1-3.

Préambule :

Dans son exposé sur les risques financiers, Hydro-Québec affirme que “comme la structure de capital proposée pour le transporteur se limite à 30% d’avoir propre, un taux inférieur à la moyenne des entreprises de comparaison utilisées par le Dr Morin, le risque financier sera plus élevé que dans le cas de la moyenne de ces entreprises.”

Demandes :

Q46.1 Est-ce qu’en pratique la différence observée entraîne nécessairement un risque financier plus élevé?

R46.1 Par définition, toute augmentation du taux de capitalisation implique une diminution des risques financiers associés à l’effet de levier de la dette et vice versa, et cette diminution est proportionnelle à l’augmentation envisagée du taux de capitalisation.

Q46.2 Veuillez expliquer le choix d’Hydro-Québec de retenir une structure de capital présumée de 30% pour la part de l’avoir propre, alors que le Dr Morin recommande 32,5%.

R46.2 Dr Morin (pièce HQT-9, Document 1, Section IV, page 38) considérait qu’un taux de capitalisation se situant entre 30% et 35% était optimal sur le plan des coûts. Afin de diminuer les impacts tarifaires découlant de cette recommandation, Hydro-Québec préfère retenir la borne inférieure de sa recommandation pour les fins du présent dossier.

Q46.3 Veuillez évaluer l’impact sur le revenu requis et sur les tarifs de l’utilisation d’une structure de capital présumée comportant 30% de capitaux propres comparativement à l’utilisation de la structure de capital réelle comportant 26,7% de capitaux propres.

R46.3 Premièrement, notons que la structure de capital présumée comportant 30% de capitaux propres proposée pour le transporteur en 2001 ne se compare pas directement à la structure de capital d’Hydro-Québec non consolidée comportant 26,7% de capitaux

propres en 1999, d'une part parce qu'il ne s'agit pas de la même année et d'autre part parce que, tel qu'indiqué à la pièce HQT-8, Document 1, page 8, lignes 5 à 14, il existe des différences méthodologiques sur les éléments pris en compte dans ce calcul.

Dans un premier temps, si l'on ajuste pour ces différences et si l'on se réfère à l'information non consolidée, le taux de capitalisation d'Hydro-Québec au 31 décembre 1999, selon la méthode de calcul réglementaire, se situait à 28,2% plutôt qu'au niveau de 26,7%. En second lieu, Hydro-Québec, tel qu'indiqué dans son Plan Stratégique 2000-2004, vise à accroître son taux de capitalisation pour l'ensemble de ses activités. Sur des bases comparables, le taux de capitalisation pour le transport devrait être approximativement le même que celui de l'ensemble de l'entreprise en 2001 alors qu'il devrait être inférieur par la suite.

Nonobstant ce qui précède, nous avons quand même procédé à l'évaluation de l'impact sur le revenu requis de l'utilisation d'une structure de capital présumée de 26,7% mesurée selon la méthode réglementaire.

Ne pouvant évaluer l'impact d'une telle décision sur le coût de la dette nous avons fait l'hypothèse qu'il demeurerait le même, soit 9,75%. Toutefois, le rendement sur les capitaux propres proposé doit être ajusté pour tenir compte de l'augmentation du risque financier découlant d'une structure de capital plus faible.

Notre expert, le Dr. Roger Morin recommande un ajustement de 10 points de base pour une variation de 1% du taux de capitalisation. Tel qu'indiqué par Le Dr. Morin, cette estimation repose sur des travaux empiriques publiés dans le domaine financier ainsi que sur l'application du cadre conceptuel développé par Modigliani et Miller et Hamada, exposé au chapitre 17 du livre du Dr. Morin intitulé "Regulatory Finance".

Sur cette base, il faut majorer de 10,6% à 10,93% le rendement sur les capitaux propres proposé pour être

compatible avec un taux de capitalisation présumé de 26,7%.

En résumé, sur la base d'une structure de capital présumée de 26,7%, le coût moyen en capital en 2001 passerait de 10,005% à 10,065% et le revenus requis s'établirait à 2,693 milliards de dollars, soit une augmentation de 8 M\$ (0,3%) par rapport à la proposition d'Hydro-Québec.

HYDRO-QUÉBEC SERVICE DE TRANSPORT REVENU REQUIS Pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2001 (en milliers de dollars)		
Selon une structure de capital ayant 26,7% de capitaux propres		
		(000 \$)
A) RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION		
- Base de tarification (moyenne 13 soldes)	14 450 273	
- Taux du coût en capital (73,3% x 9,75% + 26,7% x 10,93%)	<u>10,0651%</u>	1 454 428,6
B) DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT		
- Charges brutes directes	347 210,2	
- Charges brutes de services partagés - facturation interne	317 997,5	
- Coûts capitalisés ou facturés	- 67 984,5	
- Charges d'amortissement	447 812,6	
- Taxes	184 100,0	
- Achats de services de transport	5 500,0	
- Frais corporatifs - charges imputées	44 600,0	
- Facturation interne émise	- 28 277,4	
- Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	- 10 900,0	
- Autres produits d'exploitation - facturation externe	- 1 200,0	1 238 858,4
C) REVENU REQUIS TOTAL		<u><u>2 693 287,0</u></u>

47. **Référence :** HQT-8, document 1, page 6, lignes 14-16, page 15, lignes 7-20.

Préambule :

Dans sa justification de l'utilisation d'une structure de capital présumée, Hydro-Québec affirme que "l'utilisation de la structure de capital réelle d'Hydro-Québec, pour fixer le taux du coût en capital, pourrait lier le développement des activités réglementées sous examen à celui des autres activités de l'entreprise". Par ailleurs, elle mentionne en page 15 de sa

requête qu'«à l'égard de ses activités de financement, Hydro-Québec utilise une approche intégrée. Avec cette approche, il n'y a pas de financement réalisé au nom de l'unité d'affaires TransÉnergie, non plus qu'il n'y a de financement spécifiquement dédié pour les seules fins du transport d'électricité. Seule la signature d'Hydro-Québec, appuyée par la garantie du Gouvernement du Québec, a été et demeure utilisée dans les divers marchés financiers où l'entreprise s'est financée au fil des ans. Conséquemment, le service de la dette d'Hydro-Québec ne repose pas sur les flux spécifiques d'une activité, mais plutôt sur l'ensemble des flux financiers engendrés par l'ensemble des activités de l'entreprise ».

«Dans un tel contexte [contexte de financement intégré], on ne peut pas dégager un coût de la dette qui soit spécifique et unique aux activités de transport d'électricité. Le coût de la dette du transporteur et le coût de la dette d'Hydro-Québec ne font qu'un.»

Demandes :

Q47.1 Est-ce que l'utilisation du coût de la dette d'Hydro-Québec (et non un coût de la dette qui soit spécifique aux activités de transport) lie, de la même façon que l'utilisation de la structure de capital réelle d'Hydro-Québec le ferait, le développement des activités réglementées sous examen à celui des activités de l'entreprise? Veuillez expliquer.

R47.1 La garantie du gouvernement du Québec fait en sorte d'immuniser les activités réglementées d'Hydro-Québec contre les impacts, positifs ou négatifs, que pourraient avoir les activités non réglementées sur ses coûts d'emprunt.

Q47.2 Veuillez expliquer pourquoi le raisonnement d'isolement des risques qui plaide en faveur d'une structure de capital présumée ne tient plus pour le coût de la dette.

R47.2 L'application d'une structure de capital présumée ne se justifie pas par l'idée d'isoler le transporteur des risques de l'entreprise mais plutôt par l'idée d'isoler le transporteur en regard de toutes les fluctuations de la structure de capital corporative, lesquelles sont conditionnées par un ensemble de paramètres indépendants des activités de transport, et qui auraient des impacts sur les tarifs de transport.

De plus, compte tenu de la politique intégrée de financement d'Hydro-Québec, de la garantie du gouvernement du Québec et des avantages pour l'ensemble des clients de cette politique, tel par exemple les effets de la coassurance entre les diverses activités de l'entreprise, il serait impossible d'identifier un coût de dette présumé spécifique au transporteur. Rappelons que l'approche de financement intégrée proposée diminue le coût en capital du transporteur et par conséquent les tarifs de transport.

Q47.3 Veuillez préciser s'il existe des apports de fonds (de la part de l'actionnaire) spécifiquement dédiés aux seules fins du transport d'électricité.

R47.3 Il n'y a aucun apport de fonds spécifiquement dédié au transport ou à une autre activité particulière d'Hydro-Québec.

Q47.4 Veuillez préciser si le paiement de dividendes à l'actionnaire repose sur les flux spécifiques d'une activité ou plutôt sur l'ensemble des flux monétaires engendrés par l'ensemble des activités de l'entreprise.

R47.4 Le paiement de dividendes est encadré par la *Loi sur Hydro-Québec* et repose sur l'ensemble des flux monétaires engendrés par les activités de l'entreprise.

Q47.5 Est-ce que l'utilisation d'une structure de capital présumée comportant 30% d'avoir propre, alors que la proportion d'avoir propre dans la structure de capital réelle d'Hydro-Québec est de 26,7%, entraîne un risque financier présumé du transporteur inférieur à celui d'Hydro-Québec? Veuillez expliquer.

R47.5 Tel qu'indiqué dans notre réponse à votre question 46.2, sur des bases comparables, le taux de capitalisation pour le transport devrait être approximativement le même que celui de l'ensemble de l'entreprise en 2001 alors qu'il devrait être inférieur par la suite dans la mesure où Hydro-Québec vise, pour l'ensemble de ses activités, à accroître son taux de capitalisation.

Rappelons que les investisseurs établissent leurs exigences de rendement et leur appréciation des risques sur la base des objectifs financiers d'une entreprise et de sa capacité à les réaliser, plutôt qu'uniquement en fonction de son taux de capitalisation ponctuel. La communauté financière est bien au courant de la volonté d'Hydro-Québec de rehausser son taux de capitalisation au cours des prochaines années. Tel qu'indiqué précédemment, sur une base comparable, ce taux devrait au-delà de 2001 dépasser celui proposé pour TransÉnergie. Dans ce contexte, il est peu probable que le risque financier d'Hydro-Québec dans son ensemble soit perçu comme supérieur à celui du transporteur possédant une structure présumée de 30%.

- 48. Références :** HQT-8, document 1, page 16, lignes 24-29, page 17, lignes 13-17, page 18, lignes 18-26, page 19, lignes 11-15, HQT-8 et document 3.4, page 5.

Préambule :

Hydro-Québec mentionne que ce qui suit : *“La dette d'Hydro-Québec bénéficie de la garantie inconditionnelle du gouvernement du Québec. Bien entendu ceci permet à Hydro-Québec d'obtenir de la part des agences principales de crédit une cote supérieure à celle qu'elle obtiendrait sans cette garantie.”*

“Nous avons demandé à Merrill Lynch d'évaluer quelle serait la cote de crédit d'Hydro-Québec sans la garantie gouvernementale. Leur opinion, présenté à la pièce HQT-8, Document 2, est qu'Hydro-Québec obtiendrait des cotes relativement basses de BBB (S&P), Baa (Moody's) et B++ low (CBRS).”

Demandes :

Q48.1 On constate dans l'opinion de Merrill Lynch, qu'aucune mention n'est fait à l'égard de l'agence Duff & Phelps Credit Rating Co. (DCR), malgré le fait que cette dernière fasse partie des quatre agences de notation choisies par Hydro-Québec pour évaluer la qualité de son crédit, pour la dette à long terme. En effet, Hydro-

Québec mentionne que cette agence américaine “est réputée pour la qualité de sa couverture des compagnies dites “de services publics”, dans les domaines de l’électricité, du gaz naturel et de la téléphonie”. Est-ce qu’Hydro-Québec a porté à la connaissance de Merrill Lynch leur rapport de l’agence DCR? Si oui, est-ce que Merrill Lynch est familière avec la méthode de notation de l’agence DCR?

R48.1 Non. Merrill Lynch n’a reçu d’hydro-Québec aucun rapport provenant des agences de crédit, ces rapports étant facilement disponibles pour le public. Merrill Lynch est familière avec la méthode de notation de l’agence DCR.

Q48.2 Veuillez commenter la citation suivante du rapport de notation du crédit d’Hydro-Québec réalisé par l’agence DCR : “The province of Quebec guarantees almost all HQ debt (except C\$250 million in lines of credit). DCR attaches little reliance to the provincial guarantee, because 1) HQ’s cash flow stability is derived from the lack of competition and high quality assets at the operating utility; and 2) public policy is encouraging HQ to operate with a business-driven approach. Provincial finances are improving; Quebec has balanced its budget this year, one year ahead of schedule. HQ is able to support its debt, independently of the province.”

R48.2 Le témoignage déposé par Merrill Lynch établit que les ratios financiers d’Hydro-Québec sont insuffisants pour permettre à l’entreprise, en l’absence d’une garantie gouvernementale, d’avoir le même faible coût de financement. Même si Hydro-Québec bénéficie d’économies d’échelle et possède un parc hydroélectrique lui conférant des avantages commerciaux indéniables, elle demeure néanmoins sujette à un certain nombre de risques. C’est pour ce motif que nous croyons que la dette d’Hydro-Québec doit être garantie par le gouvernement québécois pour bénéficier du coût de financement actuel et pour maintenir tout son accès au marché canadien des capitaux.

Q48.3 Dans son rapport, Merrill Lynch conclut que durant la période 1990-2000, le coût de financement obtenu par Hydro-Québec sur les marchés canadien et américain se situait en moyenne au moins 0,5% plus bas que le coût correspondant à la cote de crédit qui

aurait prévalu sans la garantie gouvernementale. Quelle serait la situation pour 2001?

R48.3 Dans notre rapport, nous avons conclu que durant la période 1990-2000, Hydro Québec aurait payé, en moyenne, 0,5% de plus que le coût de financement obtenu avec la garantie gouvernementale. À ce jour, nous n'avons pas raison de croire que l'écart en 2001 soit largement différent de cette moyenne.

Q48.4 Hydro-Québec a-t-elle demandé des études sur ce que serait sa cote de crédit en l'absence de l'activité Production (avec ou sans la garantie gouvernementale)? Si oui, veuillez déposer les résultats de ces études.

R48.4 Non.

49. Référence : HQT-8, document 1, page 25, lignes 26-28, page 26, lignes 1-3.

Préambule :

Hydro-Québec fait l'affirmation suivante : *“Au 31 décembre 1999, la dette totale d'Hydro-Québec s'élevait, sur une base consolidée, à 39,1 milliards de dollars. Déduction faite des actifs financiers liés à la dette, elle s'établit à 38,5 milliards de dollars. Si l'on exclut les filiales et les coentreprises, la dette totale, réduite des actifs financiers, s'élève à 37,6 milliards de dollars. La tranche de la dette à moins d'un an représente 2,6 milliards de dollars.”*

Demande :

Q49.1 Veuillez concilier le montant de 39,1 milliards de dollars avec le montant de 37,047 milliards de dollars mentionné dans la note 11, en pages 82 et 83, du Rapport annuel 1999 d'Hydro-Québec.

R49.1 Les données sur la dette totale d'Hydro-Québec, présentées dans la cause tarifaire, incluent la dette à perpétuité. Les montants qui figurent dans la note 11 aux états financiers inclus dans le rapport annuel ont, quant à eux, été réduits de la valeur des actifs financiers liés à la dette et de la dette des filiales et coentreprises. Enfin, la note 11 exclut la dette à perpétuité.

Calcul du montant de dette obligataire, évaluée à 39,1 milliards \$

Dette à long terme	35961 (a)
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme	2598 (a)
Dette à perpétuité	<u>552 (a)</u>
	39111

Conciliation avec le montant de 37 047 M\$ à la note 11 des états financiers

Dette obligataire	39111
Soustraction des actifs financiers liés à la dette	
Actifs financiers liés à la dette (court terme)	-191 (a)
Actifs financiers liés à la dette (long terme)	<u>-418 (a)</u>
Dette réduite des actifs financiers liés à la dette	38502
Soustraction des dettes à long terme des filiales et coentreprises	
Dette des filiales et coentreprises	<u>-903 (b)</u>
Après déduction de la dette des filiales et coentreprises	37599
Soustraction de la dette à perpétuité	
Dette à perpétuité	<u>-552 (a)</u>
Dette à long terme Hydro-Québec seule (note 11)	37047 (b) (c)

(a) États financiers 1999, Bilan consolidé

(b) États financiers 1999, note 11

(c) Le montant de 37 047 M\$ inclut la tranche à moins d'un an

50. Référence : HQT-8, document 1, page 30, lignes 10-15.**Préambule :**

Hydro-Québec affirme que : *“La taille des besoins d’emprunts est relativement modeste en 2000 et 2001 par rapport à celle des programmes du début des années 1990. Le niveau d’emprunts prévu s’élève à 2,8 milliards de dollars en 2000 et 2,6 milliards de dollars en 2001. N’eut été des rachats anticipés de 660 millions de dollars, le niveau d’emprunts en 2000 atteindrait 2,2 milliards de dollars. Aucun rachat anticipé n’est prévu en 2001.”*

Demande :

Q50.1 Veuillez fournir le détail (données, calculs) des besoins d'emprunts de 1999, de 2000 (2,8 G\$) et de 2001 (2,6 G\$).

R50.1 De manière générale, le nouveau financement contracté correspond au montant nécessaire afin de rembourser les échéances de l'année courante et défrayer le coût des activités d'investissement, après avoir tenu compte des liquidités apportées par les activités d'exploitation. Sur une base prévisionnelle la position de trésorerie visée au 31 décembre de chaque exercice est de 250 M\$.

Entre 1999 à 2001, l'évolution des flux de trésorerie se présente ainsi :

Calcul des besoins de nouvelles émissions *	1999	2000	2001
Position de trésorerie au début de l'exercice	148	361	250
+ Fonds provenant de l'exploitation	2473	2236	2913
- Fonds requis pour l'investissement	1863	2242	2223
- Rachats de dette à échéance et pour fonds d'amortissement	2172	2304	3342
- Rachats de dette avant échéance	406	660	0
- Position de trésorerie à la fin de l'exercice	<u>361</u>	<u>250</u>	<u>250</u>
= Émissions de dette nécessaires	-2181	-2859	-2652
moins croissance du fonds d'amortissement:	<u>38</u>	<u>20</u>	<u>25</u>
= Nouvelles émissions nettes des fonds d'amortissement	-2144	-2839	-2628

* Les données représentent la situation d'Hydro-Québec, excluant ses filiales et coentreprises
Les données de 1999 représentent la situation réelle alors que les données de 2000 et 2001 sont prévisionnelles

La position de trésorerie est constituée de la somme des espèces, des quasi-espèces et des placements à court terme, diminuée des billets à payer

51. Références : HQT-8, document 1, page 32, lignes 22-27, page 33, lignes 10-14, HQT-10, document 1, page 40, ligne 15 et Requête, page 5, allégué 14.

Préambule :

Hydro-Québec affirme que : *“Les caractéristiques de la dette déjà contractée sont prises en compte et constituent la première étape de l'exercice de projection.”*

Demandes :

Q51.1 Veuillez fournir le détail du calcul permettant d'arriver au coût prospectif de la dette qui est évalué à 7,4% à la ligne 15, page 40, de la pièce HQT-10, document 1.

R51.1 Le coût prospectif de la dette de 7,4 % est la somme de l'intérêt qu'Hydro-Québec prévoit payer, en moyenne, sur ses nouvelles émissions de dette, soit 6,84 %, des frais d'émission de 0,1 % et des frais de garantie de 0,5 %.

Le taux de 6,84 % est la moyenne pondérée de 75 % de dette à long terme (obligations 30 ans à 6,9 %) au Canada, de 9 % dette à court terme au Canada (acceptations bancaires 3 mois à 6,14 %) et de 16 % de dette contractée en dollars des États-Unis (taux LIBOR américain 3 mois à 6,93 %). Ces composantes sont présentées aux pages 25 et 58 de la pièce HQT-8, document 1.

Q51.2 Veuillez confirmer ou infirmer que l'expression "taux d'actualisation nominal", discuté en page 40, ligne 15, de la pièce HQT-10, document 1, est synonyme de l'expression "coût en capital prospectif" en page 5 de la requête. Si vous infirmez, alors veuillez expliquer la différence entre les deux expressions.

R51.2 Le concept de taux d'actualisation nominal présenté à la page 40, ligne 15, de la pièce HQT-10, document 1, est considéré équivalent, aux fins de la présente cause, à celui du coût en capital prospectif énoncé à la page 5 de la présente requête.

Q51.3 En page 33, lignes 10 à 14, de la pièce HQT-8, document 1, veuillez justifier le besoin d'une position de trésorerie de 250 M\$.

R51.3 Le niveau d'encaisse prévu de 250 M\$ au 31 décembre 2000 et 2001 constitue, de par notre expérience, un niveau raisonnable pour faire face aux besoins de liquidités de l'entreprise. Notons que cette variable a un impact négligeable sur le revenu requis du transporteur en 2001. En effet, en raison de l'utilisation dans la base tarifaire du transporteur d'un fonds de roulement réglementaire, une variation du niveau d'encaisse au

31 décembre 2000 et 2001 n'a pas d'impact sur la base tarifaire. Par ailleurs, une telle variation aurait un impact pratiquement nul sur le coût moyen de la dette en 2001.

52. Référence : HQT-8, document 1, page 36, lignes 7-16, p.37, ligne 1.

Préambule :

Hydro-Québec mentionne ce qui suit : *“Les tableaux 1 et 2 suivants présentent respectivement la valeur des éléments des frais financiers (numérateur) et de la dette ajustée du montant des frais reportés liés à la dette (dénominateur). Tel que mentionné précédemment, le point de départ de l'exercice prévisionnel est la situation réelle de 1999, non consolidée, c'est-à-dire excluant les filiales et les coentreprises. C'est pour cette raison que les données de 1999 présentées ci-dessous sont légèrement inférieures à celles présentées au Rapport annuel d'Hydro-Québec.”*

Demandes :

Q52.1 Veuillez fournir la conciliation entre les données présentées au tableau 1 et le Rapport annuel 1999 d'Hydro-Québec.

R52.1 Les différences entre les données présentées au tableau 1 et au Rapport annuel 1999 d'Hydro-Québec sont de plusieurs ordres :

1- Tel que mentionné à la page 36 de la pièce HQT-8, Document 1, le taux de la dette est calculé à partir des résultats non consolidés. Les données du tableau 1 sont donc tirées des résultats non consolidés. Or, le Rapport annuel présente quant à lui des résultats consolidés.

2- Tel que mentionné à la page 34 de la pièce HQT-8, Document 1, les frais financiers et la perte de change utilisés pour l'établissement du taux de la dette excluent les éléments de court terme. Par ailleurs, ces éléments sont inclus dans les états financiers de l'entreprise.

1- Passage des résultats consolidés aux résultats non consolidés (en millions de dollars)

	Résultats non consolidés	Filiales et coentreprises	Écritures d'élimination	Rapport annuel Résultats consolidés	Référence dans le Rapport annuel 99
Intérêts sur titres d'emprunts	3113	82	-21	3174	note 5
Amort. escomptes et frais d'émission	51	3	0	54	note 5
Sous-total	3164	85	-21	3228	note 5
Perte de change	133	1	0	134	note 5
Frais de garantie de dette	197	0	0	197	note 4

2- Correction pour retrancher les intérêts et la perte de change reliée aux dettes de court terme
(en millions de dollars)

	Résultats non consolidés	Portion reliée aux dettes de court terme	Information présentée au tableau 1, pièce HQT-8 Document 1, p.36
Intérêts sur titres d'emprunts	3113	-39	3074
Amortissement-escompte et des frais d'émission	51	0	51
Sous total	3164	-39	3125
Perte de change	133	-8	125
Frais de garantie relatifs aux emprunts	197	0	197
Total			3448

Q52.2 Veuillez expliquer pourquoi les données du tableau 1 ne sont pas présentées avec la moyenne des treize soldes mensuels comme au tableau 2.

R52.2 Le calcul du taux de dette est constitué de données de type "flux" au numérateur, généralement les frais financiers de l'année, et de données de type "stock" au dénominateur, soit une évaluation représentative de la dette moyenne en cours d'exercice.

Par contre, tous les résultats présentés à l'état des résultats (incluant les intérêts, la perte de change, les frais de garantie, l'amortissement des escomptes et des frais d'émission) représentent directement toutes les charges encourues au cours de l'exercice visé. L'information équivalente est présentée au tableau 1 et constitue le numérateur du taux de la dette. Le calcul de 13 soldes mensuels n'est donc pas pertinent.

Cependant, il en est autrement pour ce qui est de l'évaluation de la dette moyenne utilisée au dénominateur. Au bilan, seule la dette en date de clôture d'exercice est présentée. Cette information n'est toutefois pas représentative de la dette moyenne en vigueur en cours d'exercice. Conséquemment, on

fait appel à la moyenne des 13 soldes mensuels des données de type "stock" pour constituer le dénominateur, en conformité avec les principes établis pour la présente demande tarifaire. Le tableau 2 de la pièce HQT-8, Document 1 présente donc la comparaison des données du bilan au 31 décembre et des moyennes établies à partir des 13 soldes mensuels.

Q52.3 Veuillez fournir la conciliation entre les données présentées au tableau 2 et le Rapport annuel 1999 d'Hydro-Québec.

R52.3 Seuls les soldes au 31 décembre sont conciliables avec l'information présentée au Rapport annuel, puisque ce dernier ne présente aucune donnée mensualisée.

Tel qu'expliqué dans notre réponse à votre question 52.1, les données utilisées pour calculer le taux de la dette sont non consolidées et l'information présentée au Rapport annuel inclut les filiales et coentreprises.

	Résultats non consolidés directement présentés au tableau 2	Filiales et coentreprises	Écritures d'élimination	Rapport annuel Résultats consolidés
Dette à long terme	37656	1115	-212	38559 a)
Dette à perpétuité	552	0	0	552 b)
Actifs financiers liés à la dette	-609	0	0	-609 c)
Perte de change reportée	-2508	-9	0	-2517 d)
Autres frais reportés liés à la dette	-111	-6	0	-117 e)
Total	34980			
				= 2634 - 2517

- a) note 11
- b) bilan consolidé
- c) note 9
- d) note 8 annotation "a"
- e) note 8

53. Référence : HQT-9, document 1, pages 16-20, section III.1.A.

Préambule :

Dans son évaluation du bêta pour TransÉnergie, le Dr Morin a utilisé la méthodologie suivante : *“Because TransEnergie is an administrative unit of Hydro-Québec and neither are publicly-traded entities, beta must be inferred from comparable risk publicly-traded companies. I examined several proxies for TransEnergie beta: 1° publicly-traded Canadian energy utilities, 2° U.S. electric utilities, particularly those with a high component of transmission assets, and 3° natural gas transmission utilities.”*

“I examined the beta estimates reported in the April 2000 edition of the Value Line Investment Survey for Windows for Canadian and U.S. energy utilities.”

Demandes :

Q53.1 Pour construire son 2^{ème} échantillon, le Dr Morin explique sa méthodologie de la façon suivante : *“I also examined the betas of U.S. electric utilities with a high component of transmission assets. I began with a large sample of 100 publicly-traded electric utilities, I then ranked them in descending order by percentage of assets devoted to transmission operations. The top fifteen (15) companies in terms of relative transmission assets constituted my final sample.”* Veuillez déposer la liste des 100 compagnies utilisées.

R53.1 The list of electric utilities is attached as HQT-9, document 1.3.

Q53.2 Concernant le 3^{ème} échantillon (natural gas transmission utilities) étudié par le Dr Morin, veuillez déposer la liste des compagnies étudiées et expliquer pourquoi dans cet échantillon, contrairement aux deux autres échantillons, la moyenne des bêtas n'est pas calculée.

R53.2 The list follows. The current average beta of the sample is shown as 0.70 in my testimony. It is actually 0.69 which I rounded to 0.70.

Company Name	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Atmos Energy	0.60	0.50	0.55	0.55	0.65	0.60	0.55	0.55
BC Gas Inc.	0.50	0.50	0.55	0.55	0.55	0.60	0.60	0.65
Cascade Natural Gas	0.60	0.55	0.55	0.50	0.55	0.55	0.60	0.55
Coastal Corp.	1.10	1.00	0.95	1.00	0.90	0.80	0.85	0.80
Columbia Energy	0.75	0.70	0.70	0.75	0.85	0.85	0.75	0.75
Delta Natural Gas	0.55	0.50	0.50	0.50	0.40	0.45	0.45	0.45
EI Paso Natural Gas			0.65	0.70	0.70	0.75	0.70	0.85
Enron Corp.	1.00	0.85	0.80	0.80	0.85	0.80	0.85	0.90
KCS Energy	0.60	0.55	0.60	0.60	0.85	0.90	1.05	1.05
KeySpan Energy	0.50	0.45	0.50	0.45	0.60	0.70		
National Fuel Gas	0.70	0.60	0.65	0.65	0.75	0.80	0.75	0.60
ONEOK Inc.	0.75	0.75	0.75	0.75	0.80	0.75	0.75	0.70
Pacific Northern Gas	0.40	0.40	0.40	0.40	0.45	0.55	0.50	0.45
Questar Corp.	0.70	0.65	0.70	0.80	0.95	0.90	0.80	0.70
SEMCO Energy Inc.	0.45	0.45	0.45	0.45	0.55	0.60	0.60	0.65
TransCanada Pipe	0.65	0.55	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.65
Valley Resources Inc.	0.55	0.45	0.45	0.35	0.45	0.45	0.45	0.40
Westcoast Energy	0.65	0.55	0.55	0.55	0.65	0.75	0.75	0.65
Western Gas Res	0.50	0.60	0.55	0.55	0.55	0.65	0.70	0.80
Williams Cos.	1.05	1.05	1.05	0.95	1.10	0.95	0.95	0.90
AVERAGE	0.66	0.61	0.63	0.63	0.69	0.71	0.71	0.69

Source: Value Line
Investment Survey
4/2000

Q53.3 Veuillez expliquer pourquoi ce n'est pas la moyenne des trois échantillons de bêtas qui nous est présentée à la place du point milieu entre 0,6 et 0,7.

R53.3 The chart below recapitulates the average beta from the various samples. The average beta is 0.65, which is also the midpoint of the range 0.60 – 0.70.

Sample	Average Beta
Canadian energy utilities	0.60
U.S. Transmission utilities	0.66
Gas transmission utilities	0.69
Canadian gas pipelines	0.65
Average	0.65

Q53.4 Veuillez expliquer si les bêtas utilisés par le Dr Morin, tels que rapportés dans le document de Value Line, sont des bêtas bruts ou des bêtas ajustés.

R53.4 Value Line betas are adjusted for changes in company fundamentals, as are most of the well-known betas provided by the investment community.

54. Référence : HQT-9, document 1, pages 21-27, section III.1.B, page 9, section I.2.

Préambule :

Dans son évaluation de la prime de risque du marché avec le modèle CAPM, le Dr Morin a utilisé la méthodologie suivante : *“For the market risk premium component of the CAPM, I used 6.6%. This estimate was based on the results of both forward-looking and historical studies of long-term risk premiums in North American capital markets. Five studies guided the assumed range.”*

Demandes :

Q54.1 Comme première étude utilisée, le Dr Morin rapporte les résultats d'une étude de Hatch-White basée sur des données historiques de rendements de titres canadiens pour la période allant de 1950 à 1987. Pourquoi le Dr Morin utilise-t-il une étude dont les données les plus récentes datent de treize années pour évaluer la prime de risque du marché qui prévaudra en 2001?

R54.1 The Hatch-White study is one of five studies on which I relied upon in order to arrive at my estimate of the market risk premium. The other four are listed on page 25 of my testimony.

Although the Hatch-White study is somewhat dated, it nevertheless provides useful and relevant market information. The Hatch-White study employs stock market indices and data definitions that differ from more recent studies. It stands to reason that the reliability of the market risk premium estimate increases with the number of supporting studies that are limited to begin with in Canada. I believe that all five market risk premium studies should be taken into

account. I should also points out that even if the Hatch-White results are eliminated from the computation of the average market risk premium, my estimate remains at 6.6%.

Q54.2 Comme deuxième étude, le Dr Morin rapporte une prime de risque du marché de 5,8% provenant d'une étude de la *Canadian Institute of Actuaries*. Veuillez déposer les extraits pertinents de cette étude.

R54.2 The summary results of the CIA study are enclosed. I should also point out that the CIA results are published on CIA's own Web site.

	COMMON STOCK INDEX	CANADA LONG BONDS	MARKET RISK PREMIUM
	-	-	-
1924	11.25	7.84	3.41
1925	28.74	5.17	23.57
1926	24.42	5.39	19.03
1927	44.92	10.18	34.74
1928	32.92	0.56	32.36
1929	-11.60	2.34	-13.94
1930	-30.90	9.26	-40.16
1931	-32.96	-4.97	-27.99
1932	-12.92	12.37	-25.29
1933	51.63	7.37	44.26
1934	20.26	19.66	0.60
1935	30.63	0.83	29.80
1936	25.35	11.12	14.23
1937	-15.83	-0.58	-15.25
1938	9.13	5.63	3.50
1939	0.19	-2.98	3.17
1940	-19.13	8.69	-27.82
1941	1.93	3.80	-1.87
1942	13.99	3.08	10.91
1943	19.67	3.88	15.79
1944	13.47	3.16	10.31
1945	36.05	5.18	30.87
1946	-1.50	6.02	-7.52
1947	0.34	3.17	-2.83
1948	12.13	-2.38	14.51
1949	22.61	4.85	17.76
1950	48.43	-0.12	48.55
1951	24.04	-3.13	27.17

1952	-0.42	1.99	-2.41
1953	2.15	3.64	-1.49
1954	39.05	9.99	29.06
1955	27.80	-0.34	28.14
1956	13.22	-3.63	16.85
1957	-20.58	6.40	-26.98
1958	31.25	-5.98	37.23
1959	4.59	-4.67	9.26
1960	1.78	7.10	-5.32
1961	32.75	9.78	22.97
1962	-7.09	3.05	-10.14
1963	15.60	4.60	11.00
1964	25.43	6.59	18.84
1965	6.68	0.96	5.72
1966	-7.07	1.55	-8.62
1967	18.09	-2.20	20.29
1968	22.45	-0.52	22.97
1969	-0.81	-2.31	1.50
1970	-3.57	21.98	-25.55
1971	8.01	11.55	-3.54
1972	27.38	1.11	26.27
1973	0.27	1.71	-1.44
1974	-25.93	-1.69	-24.24
1975	18.48	2.82	15.66
1976	11.02	19.02	-8.00
1977	10.71	5.97	4.74
1978	29.72	1.29	28.43
1979	44.77	-2.62	47.39
1980	30.13	2.06	28.07
1981	-10.25	-3.02	-7.23
1982	5.54	42.98	-37.44
1983	35.49	9.60	25.89
1984	-2.39	15.09	-17.48
1985	25.07	25.26	-0.19
1986	8.95	17.54	-8.59
1987	5.88	0.45	5.43
1988	11.08	10.45	0.63
1989	21.37	16.29	5.08
1990	-14.80	3.34	-18.14
1991	12.02	24.43	-12.41
1992	-1.43	13.07	-14.50
1993	32.55	22.88	9.67
1994	-0.18	-10.46	10.28
1995	14.53	26.28	-11.75
1996	28.35	14.29	14.06
1997	14.98	17.45	-2.47

1998	-1.58	14.13	-15.71
1999	31.70	-7.50	39.20
	-	-	-
AVERAGE	11.9	6.2	5.8

Q54.3 Comme troisième étude, le Dr Morin rapporte une prime de risque du marché américain de 7,8% provenant d'une étude de *Ibbotson Associates*. Veuillez déposer les extraits pertinents de cette étude.

R54.3 The summary results from the Ibbotson Associates study are filed as exhibit HQT-9, document 1.6. The market risk premium is the difference between the historical return on stocks and the historical return on long-term government bonds over the 1927-1999 period.

Q54.4 Comme quatrième étude, le Dr Morin applique la méthodologie suivante : "I applied a DCF analysis to the aggregate Canadian equity market (Toronto Stock Exchange) using Value Line's "Value Line Investment Survey for Windows 95" ("VLIS") software". Cependant en page 9, le Dr Morin mentionne également que "while, in theory, all the techniques should be employed, more weight should be accorded to the CAPM and Risk Premium methodologies from a practical perspective. The DCF and Comparable Earnings methodologies are particularly difficult to implement in practice when you are dealing with the fast-changing and fluid circumstances of the Canadian capital markets and of the energy industry. One serious obstacle is that there is only a handful of publicly-traded investor-owned pure-play Canadian electric utilities with adequate historical data, and several Canadian energy utilities' historical data are distorted by multiple changes in ownership and corporate restructurings. Moreover, several of the energy utilities are thinly traded, endangering the reliability of market-based measures, such as the beta risk measure discussed later. These difficulties are not nearly so acute in the U.S. because of much larger sample size of electric utilities compared to Canada." . Pourquoi utiliser une évaluation de prime de risque de marché évaluée à partir d'un modèle DCF?

R54.4 Confidence in the reliability of the DCF estimate of the market return is considerably enhanced by averaging the DCF estimates for a wide variety of companies which make up the market index. The vagaries of

individual company circumstances are largely eliminated by relying on several hundred of companies.

Any distortion introduced by measurement errors in the two components of equity return, namely dividend yield and growth, are mitigated when working with a large portfolio of companies. The assumptions of the DCF model are more likely to be fulfilled for a very large group of companies than for any single company. For example, in a large group of companies, positive and negative deviations from the expected growth will tend to cancel out owing to the law of large numbers, provided that the errors are independent. The average growth rate of several companies is less likely to diverge from expected growth than is the estimate of growth for a single company.

Q54.5 Comme cinquième étude, le Dr Morin applique la méthodologie suivante : “I applied a DCF analysis to the U.S. aggregate equity market using VLIS software.” Pourquoi utiliser une évaluation de prime de risque de marché évaluée à partir d'un modèle DCF?

R54.5 Voir réponse R54.4 précédente.

Q54.6 À la lumière de la mise en garde du Dr Morin au sujet du modèle DCF, pourquoi est-il approprié d'utiliser deux études basées sur ce modèle pour évaluer la prime de risque du marché?

R54.6 Voir réponse R54.4 précédente.

55. Référence : HQT-9, document 1, page 27, section III.1.D.

Préambule :

Dans son évaluation de la prime de risque du marché avec la version empirique du modèle CAPM, le Dr Morin utilise la formule suivante :

$$K = R_F + 0.25(R_M - R_F) + 0.75\beta(R_M - R_F)$$

Demande :

Q55.1 Quelle est la justification d'une telle pondération 0.25/0.75?

R55.1 The empirical approximation to the CAPM which I utilize in my testimony is consistent with both theory and empirical evidence, and has the added advantage of computational simplicity. The traditional version of the CAPM is given by the following:

$$K = R_F + \mathbf{b}(R_M - R_F)$$

The statistical evidence indicates that the risk-return relationship is flatter than that predicted by the CAPM. For example, over the period 1926-1984, the empirical evidence indicates that the expected return on a security is actually given by:

$$\text{RETURN} = .0829 + .0520 \mathbf{b}$$

Given that the risk-free rate over the estimation period was approximately 6%, this relationship implies that the intercept of the risk-return relationship is higher than the 6% risk-free rate, contrary to the CAPM's prediction. Given the seminal Ibbotson-Sinquefeld result that the average return on an average risk stock exceeds the risk-free rate by about 8.0% in that period, that is, $(R_M - R_F) = 8\%$, the intercept of the observed relationship between return and beta exceeds the risk-free rate by about 2%, or 1/4 of 8%, and that the slope of the relationship, .0520, is close to 3/4 of 8%. Therefore, the empirical evidence suggests that the expected return on a security is related to its risk by the following approximation:

$$K = R_F + x(R_M - R_F) + (1-x) \mathbf{b}(R_M - R_F)$$

where x is a fraction to be determined empirically. The value of x was actually derived by systematically varying the constant " x " in that equation from 0 to 1 in steps of 0.05 and choosing that value of ' x ' which minimized the mean square error between the observed relationship,

$$\text{RETURN} = .0829 + .0520 \mathbf{b}$$

and the empirical shortcut CAPM formula. The value of x which best explained the observed relationship was between 0.25 and 0.30. For reasons of conservatism, I selected the low value of x , 0.25. If $x = 0.25$, the equation becomes:

$$K = R_F + 0.25 (R_M - R_F) + 0.75 \mathbf{b} (R_M - R_F)$$

56. Référence : HQT-9, document 1, pages 27-29, sections III.2-III.3.

Préambule :

Jusqu'à maintenant, le Dr Morin a évalué deux estimations de primes de risque du marché : l'estimation de 4,3% provenant du modèle CAPM et l'estimation de 4,9% provenant du modèle ECAPM. Pour compléter son évaluation, l'expert a calculé quatre autres estimations provenant des échantillons américains suivants : "[...], *I have examined the risk premiums on securities issued by the U.S. electric utility industries both on a prospective and historical basis. [...] As a proxy for TransEnergie energy transmission operations, I have also examined the risk premiums on securities issued by the U.S. natural gas utility industry both on a prospective and historical basis.*"

Demande :

Q56.1 Veuillez préciser la pondération des données canadiennes par rapport aux données américaines résultant de la moyenne des six échantillons.

R56.1 I assigned equal weight to the results from his six risk premium studies. I started with the premise that equal weight should be accorded to historical and prospective risk premium results regardless of origin because each proxy brings information to the judgment process from a different light. I assign equal weight to the U.S. risk premium results relative to Canadian risk premiums for three principal reasons.

1. There is only a small handful of undiversified pure-play energy utilities in Canada whose shares are publicly listed and actively traded, and are therefore subject to the opinions and actions of investors in a

measurable way. In contrast, the U.S. energy industry, both electric and gas, is made up of over 150 utilities. Given this situation, the need to extend the very small sample of Canadian utilities to include other utility companies of comparable risk is obvious. Moreover, the statistical reliability of U.S. studies exceeds that of Canadian studies in view of the much larger sample sizes and the continuity in the data.

2. Analysts' long-term growth forecasts are widely available for U.S. companies in contrast to Canadian markets where such forecasts are very sparse. It is therefore instructive not only to extend the sample of companies but also to examine the risk premium results for these companies based on the use of such forecasts, which are valid proxies for investors' growth expectations.
3. As discussed in my testimony, the degree of integration between the Canadian and U.S. capital markets has increased exponentially in recent years, as the barriers to entry in global capital markets have eroded. Canadian investors and analysts do compare U.S. utilities with Canadian utilities when making investment decisions.

57. Référence : HQT-10, document 1, pages 15, 16, 19, 20.

Préambule :

Hydro-Québec établit ses prévisions de réservations pour le service point à point ainsi que ses prévisions de revenus de court terme sur la base d'une moyenne de données historiques remontant à 1997.

Demande :

Q57.1 Veuillez fournir, pour chacune des années 1997 à 2001, le tableau ci-dessous complété par des données réelles ou projetées, pour chacun des services point à point, à savoir:

- . Le service point à point long terme
- . Le service point à point de court terme ferme

- Le service point à point de court terme non ferme.

Pour les années historiques 1997, 1998 et 1999 et pour l'année de base 2000, veuillez également fournir le tableau ci-dessous complété par des données normalisées.

Pour l'année 2000, veuillez indiquer quels sont les mois correspondant aux données observées et ceux correspondant aux données prévues.

	Capacité réservée (MW)		Énergie livrée (GWh)		Revenus (M\$)	Rabais (M\$)
	Sans rabais	Avec rabais	Sans rabais	Avec rabais		
Janvier						
Février						
Mars						
Avril						
Mai						
Juin						
Juillet						
Août						
Septembre						
Octobre						
Novembre						
Décembre						
Total année						

R57.1 Les pièces HQT-10, documents 1.2 et 1.3 présentent les données réelles pour les années 1997 à 2000. Comme le mesurage ne permet pas de distinguer l'énergie livrée selon le type de service de point à point (long terme, court terme ferme et non ferme), Hydro-Québec présente les données mensuelles de l'énergie livrée pour le service de point à point. Il est à noter qu'aucune prévision mensuelle est effectuée pour les ventes à court terme mais en raison des données réelles des 6 premiers mois de 2000 (4,9 M\$, incluant les pertes), Hydro-Québec estime que les revenus des ventes à court terme pourraient atteindre 10 M\$. Hydro-Québec n'effectue pas de normalisation des données historiques du service de point à point.

Pour l'année 2001, la prévision des réservations annuelles s'établit à 3 844 MW (incluant des pertes de 5,2 %), ce qui correspond à 289 M\$. La prévision des revenus associés aux ventes à court terme s'élève à 11,2 M\$ (incluant les pertes). Le détail de ces prévisions se retrouve à la pièce HQT-10, document 1.

58. Référence : HQT-10, document 1, page 28, lignes 3-5

Préambule :

En page 28 du document sus-référencé, il est indiqué : “ *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.* ”

Demandes :

Q58.1 Veuillez fournir le montant des coûts variables du transport de l'électricité pour les années 1999, 2000 et 2001.

R58.1 Les coûts variables correspondent aux coûts additionnels que le transporteur doit assumer pour effectuer une transaction supplémentaire. À TransÉnergie, ces coûts représentent une très faible proportion des charges d'exploitation du transporteur : ils pourraient correspondre, par exemple, à la partie variable de la rémunération des employés du Centre de Conduite du Réseau et de OASIS qui réalisent les transactions (heures supplémentaires, personnel temporaire additionnel). Comme ces coûts ne représentent que des montants négligeables, ils ne sont pas comptabilisés séparément.

Les équipements de transport sont construits pour répondre à la demande maximale sur le réseau. Aussi, les dépenses et les investissements sont effectués pour répondre à cette demande. La pratique usuelle est donc de considérer globalement les coûts reliés au transport comme fixes, car ils sont directement fonction de la capacité installée sur le réseau. En

conséquence, ils sont ensuite alloués entièrement en puissance.

Voir aussi les réponses aux questions 65.3 et 67.1 de la Régie de l'énergie.

Q58.2 Veuillez fournir la répartition des coûts fixes affectés aux services point à point long terme, point à point court terme ferme, point à point court terme non ferme pour les années 1999, 2000 et 2001.

R58.2 La tarification du transport est établie afin de récupérer auprès des clients du transporteur l'ensemble des coûts associés au service de transport. Dans le but de réduire les coûts imputables aux clients de la charge locale et des utilisateurs des services de transport de long terme, le transporteur optimise la capacité disponible sur le réseau au moyen de ventes à court terme. Les revenus prévus des ventes à court terme fermes et non fermes sont soustraits des revenus requis totaux et les revenus requis résiduels sont ensuite récupérés auprès des clients de charge locale, du service en réseau intégré et du service de point à point de long terme à partir de leur utilisation du réseau (besoins prévus pour la charge locale et le réseau intégré, et capacité réservée pour le service de point à point).

Les revenus perçus par le transporteur pour les années 1999 et 2000 et les revenus prévus pour l'année 2001 pour les différents services de transport de point à point sont présentés au tableau suivant.

Revenus de transport - Service de point à point (M\$)				
		1999	2000	2001
Long terme	220,9	304,3	289,0	
Court terme ferme	17,4	9,8 ⁽¹⁾	11,2 ⁽²⁾	
Court terme non ferme		4,9	-	-
Total		243,2	314,1	300,2

(1) Estimé pour l'année basé sur une donnée réelle de 4,9 M\$ au 30 juin 2000. Inclut le service de court terme non ferme.

(2) Inclut le service de court terme non ferme.

59. Référence : HQT-10, document 1, page 13, lignes 7-10

Préambule :

“ À titre indicatif, l'ensemble des charges d'exploitation représente moins de 10 % du coût total et la composante effectivement variable de ce coût ne peut être que marginale.”

Demande :

Q59.1 Veuillez définir quelles sont les rubriques de dépenses entrant dans la composition des charges d'exploitation.

R59.1 Pour les fins de l'établissement des états financiers d'Hydro-Québec, les catégories de coûts composant la rubrique des charges d'exploitation sont:

- salaires et avantages sociaux;
- matériel de transport;
- matériel et fournitures;
- services achetés;
- diverses charges d'exploitation.

60. Référence : HQT-10, document 1, page 27, ligne 24, page 28, ligne 1-2

Préambule :

“ Ainsi, les rabais permettent de fixer le prix du transport près de sa valeur économique et facilitent la réalisation de transactions économiquement rentables”.

Demandes :

Q60.1 Veuillez indiquer les prix minima du transport de l'électricité, appliqués, d'une part, aux réservations du service point à point de court terme ferme et d'autre part, aux réservations du service point à point non ferme.

R60.1 Compte tenu que les coûts variables de transport sont négligeables, le transporteur n'applique pas de prix minima pour les services de transport de court terme. Les rabais offerts sur les services de court terme sont établis en tenant compte des conditions de marché. Dans les périodes de prix élevés sur les marchés voisins, il n'est pas nécessaire d'offrir de tels rabais et les prix maxima prévus aux *Tarifs et Conditions* s'appliquent.

Les tableaux de la pièce HQT-10, document 1.4 indiquent le prix unitaire moyen (après rabais, le cas échéant) auquel ont été facturés les services de court terme depuis 1997. La diminution observée dans le niveau des rabais (en %) offerts depuis 1997 reflète de meilleures conditions de marché.

Voir également la réponse à la question 57.1 précédente.

Q60.2 Veuillez indiquer si la détermination de ces prix minima, pour chacun des services sus-mentionnés, est conforme à la pratique canadienne et nord-américaine. Veuillez appuyer votre réponse par des exemples de juridictions ou de compagnies.

R60.2 La réponse à cette question provient du Dr. Ren Orans :

The general industry standard point to point tariff allows the transmission owner to flexibly discount both long term firm and short-term non-firm rates to efficiently utilize excess capacity and has no specified minimum price. While there is no explicit minimum charge in the standard tariff, all customers must pay for their variable costs of service that include scheduling and dispatch service and losses through their ancillary service charges.

The specific discounting practices of the point to point service charges vary considerably from jurisdiction to jurisdiction. In general, significant discounting only takes place for short-term transactions. For example, in British Columbia, which has had considerable experience in implementing point to point service, the tariff allows the utility to flexibly set the short-term rates to maximize their contributions to fixed costs. During the period 10/97–11/97, for example, the prices for short-term firm service by transmission path ranged between CAN\$2.0/MWh and the full undiscounted price of CAN\$5.3/MWh with an overall MWh-weighted average of CAN\$3.7/MWh. The prices for short-term non-firm service by transmission path ranged between CAN\$1.0/MWh and CAN\$5.3/MWh with a MWh-weighted average of CAN\$1.7/MWh.

The average prices of CAN\$3.7/MWh and CAN\$1.7/MWh are significant discounts to the full rate of CAN\$5.3/MWh in that same period. The short term non-firm service has a minimum rate of CAN\$1/MWh designed to collect the variable costs of the service. The short-term service firm service has a minimum rate of \$2.0/MWh, which does guarantee at least a CAN\$1/MWh contribution to fixed costs.

Although the market in Ontario is not yet operational and they are not using a point to point rate with physical delivery rights, the Ontario Energy Board (OEB) has recently approved a rate for export and wheeling through service that has a minimum bill of CAN\$1 per MWh. OHNC's full undiscounted firm price for transmission service is CAN\$3.90 per MWh, which is calculated by taking their CAN\$2.81 per kW per

month network charge and assuming a 30 day month (720 hours) and a 100% load factor. This results in a minimum price that is equivalent to a discount of 74% for non-firm service compared to long term firm service.

As general reference, I have also seen published data on the percentage of average non-firm discounted prices in PJM and Manitoba Hydro for the month of December, 1999. These data were produced by Ontario Hydro Network Company in response to the Ontario Energy Board Staff Interrogatory E-1-95 (RP-1999-0044, filed 1999-12-22) and they summarize the wheel-through and export rates recorded in PJM and Manitoba Hydro in December of 1999.

PJM discounted prices for non-firm service by an average of 81%, from their average firm price of CAN\$5.20¹ per MWh, which was the weighted average of their posted on-peak and off-peak firm prices (CAN\$7.34 and CAN\$3.49 per MWh respectively)², to CAN\$0.99 per MWh for non-firm service. Manitoba Hydro discounted prices for non-firm service by an average of 74%, from their posted firm price of CAN\$9.49 per MWh to CAN\$2.44 per MWh, which was the weighted average of their on-peak and off-peak discounted prices (CAN\$3 and CAN\$2 per MWh respectively).

Q60.3 Veuillez indiquer si les rabais sur le service point à point de court terme est une pratique courante dans l'industrie électrique nord-américaine. Dans l'affirmative, veuillez citer des exemples de juridictions.

R60.3 La réponse à cette question provient du Dr. Ren Orans :

¹ OEB Staff IR E-1-95 shows all prices in US\$. I have converted to CAN\$ using the CAN\$1 = US\$0.68 exchange rate used in E-1-95.

² Where both on-peak and off-peak data are provided in OEB Staff IR E-1-95, I converted the data into a single weighted-average using a ratio of 320 on-peak hours to 400 off-peak hours. This is the ratio of on peak to off-peak hours in a typical 30-day (720-hour) month assuming a 100 percent load factor.

Yes, as described above, discounts on short-term point-to-point service are an industry practice in North America. All transmission providers that use FERC's pro forma tariff (Schedules 7 and 8) have the ability to discount both their short and long term point to point service under the terms and conditions of the tariffs. However, it is much more common to see transmission providers discount short-term service to utilize unused capacity. The information on the short-term capacity available at each point of delivery and the applicable discounted rates are posted on the OASIS of each transmission provider. Examples of such jurisdictions are states (e.g., Michigan, Minnesota, Washington) and provinces (e.g., Quebec and BC) that have not implemented market restructuring. Exceptions to this industry practice are states and provinces (such as California, New York, PJM, New England, Alberta and Ontario) that have implemented market restructuring. These states and provinces have independent system operators (ISO) that offer services under tariffs different from FERC's Pro Forma tariff. These ISOs apply locational marginal pricing (i.e., congestion pricing) for short-term point-to-point services within their own borders; and as such, they do not require discounts to utilize unused capacity for short-term point-to-point transactions that have points of delivery and receipt within their own control areas. However, in both PJM and New York, "out and through" transactions that have points of delivery on the border of the control area are required to pay the access fees of the participating transmission owner at the point of exit. These transmission owners have the right to discount their access fees for "out and through" transactions.

61. Référence : HQT-10, document 1, page 7 lignes 23-27; page 8, lignes 1-15

Préambule :

Hydro-Québec soutient:

“ Pour Hydro-Québec, les tarifs uniformes qu’elle propose respectent le principe d’uniformité territoriale tel que spécifié dans la loi.

Les tarifs proposés sont équitables. Ils permettent d’offrir à tous les utilisateurs un accès au réseau de transport d’Hydro-Québec à un prix comparable à celui de la charge locale d’Hydro-Québec, les faisant contribuer par le fait même aux coûts fixes du réseau ”.

Hydro-Québec fournit également, aux pages 63 et 64, les profils de charge journaliers associés à la charge locale et au service point à point.

Demandes :

Q61.1 Hydro-Québec est-elle d’avis que la nature de l’accès au réseau de transport (qualité de service retenu) devrait dicter le tarif payé par l’utilisateur. Veuillez expliciter votre réponse.

R61.1 Hydro-Québec est d’avis que les utilisateurs de services de transport de long terme (service en réseau intégré et de point à point) ont un service de transport comparable à la charge locale d’Hydro-Québec (et vice versa) et devraient ainsi avoir un accès au réseau de transport à un prix comparable à celui de la charge locale (et vice versa).

Par contre, des tarifs différents peuvent s’appliquer à des services de transport de qualité différente. En effet, la tarification proposée permet d’appliquer un prix plus faible au service non ferme (interruptible) par rapport au service ferme au moyen des rabais sur les prix des services de transport de point à point de court terme.

Q61.2 Veuillez expliquer en quoi un tarif identique du transport applicable à la charge locale et au service point à point de long terme est plus équitable qu’un tarif de transport par type de service.

R61.2 Pour Hydro-Québec, ces deux types de services sont comparables et l’application d’un tarif de transport

identique à la charge locale et au service de point à point de long terme est la façon la plus équitable et la plus transparente d'assurer à tous les utilisateurs un accès non discriminatoire au réseau de transport.

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. Toutefois, TransÉnergie peut, par la commercialisation des excédents de capacité par l'entremise du service de point à point, réduire la part du coût de service assumée par les clients de charge locale.

La détermination des tarifs du service de point à point doit cependant répondre à certains critères comme par exemple ceux émis par la FERC dans son "Transmission Pricing Policy Statement" émis en 1993 :

- permettre de récupérer (sans les excéder) les revenus requis en transport ;
- être comparables, c'est-à-dire offrir aux tiers un accès comparable au réseau de transport à celui dont jouit le transporteur pour la charge locale et ce, à des conditions comparables ;
- promouvoir l'efficacité économique, cela signifie entre autres d'encourager une utilisation efficace des équipements de transport existants ;
- promouvoir l'équité, c'est-à-dire qu'il ne devrait pas y avoir d'interfinancement entre les tiers et les clients existants et que tout changement à la tarification des services de transport devrait avoir le moins d'impact possible sur les clients ;
- être simples à appliquer et à administrer ("practical"), toute modification de la tarification des services de transport devrait refléter à la fois les considérations d'équité et les améliorations

potentielles en termes d'efficacité, et réduire au minimum les impacts négatifs d'une modification.

C'est à la lumière de ces critères que les avenues tarifaires ont été analysées :

- **Tarifification des services de point à point de long terme au coût marginal :** Avec ce type de tarification, les clients du service de point à point de long terme profiteraient pleinement du réseau de transport tout en n'assumant que le minimum des coûts en raison des excédents de capacités. Cela a pour conséquence de faire supporter par les clients de la charge locale une part plus importante des revenus requis. De plus, ces tarifs tout en assurant un traitement comparable aux tiers leur donneraient un avantage qui serait inéquitable pour la charge locale.

Une autre version de ce type de tarification consiste à établir le tarif du service de point à point de long terme sur la base des prix pratiqués dans les réseaux voisins. Par exemple, le prix du service ontarien de "Export & Wheel-Through" a été établi à 0,1 ¢/kWh, ce qui représente environ 20% de leur "Network Rate". Les impacts de cette solution seraient les mêmes que ceux de l'avenue précédente. C'est-à-dire, que les clients de la charge locale devraient payer une balance plus importante de revenus requis.

- **Tarifification uniforme, au coût moyen :** En appliquant des tarifs uniformes, tous les utilisateurs du réseau de transport d'Hydro-Québec que ce soient les clients de charge locale, ceux du réseau intégré et ceux du service de point à point contribuent aux coûts fixes du réseau dans des proportions équitables.

Ainsi par exemple, grâce à la tarification uniforme, les réseaux municipaux ne seront pas incités (pour des services de nature comparable) à passer du service en réseau intégré au service de point à point uniquement en raison d'une facture plus faible au service de point à point.

Q61.3 Veuillez définir les deux concepts suivants en identifiant clairement les motifs appuyant l'application de tarifs uniformes sur l'ensemble du réseau:

- tarif uniforme et
- uniformité territoriale.

R61.3 Pour Hydro-Québec, le principe d'uniformité territoriale de la tarification tel que spécifié à l'article 49 de la *Loi* implique un tarif de type timbre-poste applicable de façon uniforme sur l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec, c'est-à-dire un tarif qui ne varie pas selon la situation géographique, le parcours utilisé pour se rendre d'un point à un autre ou la distance parcourue par l'électricité transitée.

D'ailleurs cette préoccupation était déjà présente lors de la nationalisation.

“ La nationalisation des compagnies d'électricité effectuée au début des années soixante a garanti des tarifs réduits et uniformes, sur l'ensemble du territoire. Dans une large mesure, les Québécois jouissent donc déjà d'une situation que la libéralisation des marchés cherche à reproduire, sur le marché américain, en facilitant l'accès des consommateurs aux sources d'approvisionnement les moins chères sur un plus large territoire. ” (Gouvernement du Québec, *L'énergie au service du Québec : Une perspective de développement durable*, p. 52.)

“ Une tarification différenciée remettrait en cause l'uniformité des tarifs d'électricité, considérée comme un acquis de la nationalisation de l'électricité, et à laquelle les Québécois sont très attachés. Pour cette raison, le gouvernement ne souhaite pas s'engager dans la mise en place d'une tarification variable selon les régions. ” (Gouvernement du Québec, *L'énergie au service du Québec : Une perspective de développement durable*, p.80.)

Ceci se reflète dans les tarifs d'électricité au Québec où le même tarif s'applique en Gaspésie, au Lac St-Jean ou à Montréal.

Q61.4 Est-il possible de récupérer les coûts de l'ensemble des actifs de transport auprès de l'ensemble de la clientèle de transport en appliquant, sur l'ensemble du réseau, des tarifs non "uniformes"? Explicitez votre réponse en identifiant les alternatives potentielles à la tarification uniforme.

R61.4 Oui, mais selon nous cette façon de procéder ne respecterait pas le principe de l'uniformité territoriale de la tarification énoncé dans la *Loi sur la Régie de l'énergie* à l'article 49. Voir HQT-10, document 1, pages 32 à 35 ainsi que la réponse donnée à la question 61.2 de la Régie.

62. Référence : HQT-10, document 4, page 8, lignes 8-10

Préambule :

L'expert soutient : *“ Because efficient dispatch and reliable operation are already achieved by the integrated utility, a simple postage stamp design is the most appropriate choice ”.*

Demande :

Q62.1 Quelles conditions justifieraient de pratiquer au Québec une tarification de transport de l'électricité uniforme ou différenciée par type de service (charge locale, réseau intégré, point à point)? Veuillez justifier votre réponse.

R62.1 La réponse à cette question provient du Dr. Ren Orans :

Uniform transmission rate design is appropriate for electricity markets that have either 1) integrated central dispatch of generation with one primary user of the grid, or 2) decentralized dispatch in a system with little congestion. Currently, Québec's market can be characterized as a centralized system, and therefore uniform tariffs are appropriate. If Québec restructures its electricity market into a system where generation dispatch is not centrally controlled, uniform tariffs will still be appropriate if the overall levels of congestion in the system are relatively low. Differentiated transmission rates that reflected the costs of relieving

congestion would be appropriate only if Québec adopted a decentralized system which also experienced high levels of congestion.

The decision to institute uniform or differentiated transmission rates should be applied consistently to all types of transmission service- native load, network and point-to-point. Users of identical services should pay identical rates. Using different types of transmission tariffs (uniform and differentiated) for the same transmission services would not offer comparable access to all users of transmission service. However, this does not mean there should not be differentiated transmission rates for different transmission products. Rates may differ if they apply to different products (e.g., firm vs. non-firm service).

- 63. Références :** HQT-10, document 1, page 28, lignes 13-16
HQT-10, document 4 , page 16, lignes 6-8
HQT-10, document 1, page 7, lignes 8-12

Préambule :

Hydro-Québec propose une différenciation des rabais selon le point de livraison.

“ 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 ”.

“ Moreover, the discounting can be differentiated by location ”.

Par ailleurs, Hydro-Québec insiste sur la nécessaire uniformité territoriale des tarifs de transport:

“ En maintenant un tarif de type timbre-poste applicable de façon uniforme sur l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec, tous les clients du transporteur conservent leur droit à un même tarif et ce, indépendamment de leur situation géographique, du parcours utilisé pour se rendre d'un point à un autre ou de la distance parcourue par l'électricité transitée ”.

Demande :

Q63.1 Veuillez expliquer en quoi la politique de rabais proposée par Hydro-Québec respecte le principe de l'uniformité territoriale des tarifs de transport.

R63.1 L'application de rabais sur les services de point à point de court terme n'est pas liée à la question de l'uniformité territoriale des tarifs. La politique de rabais permet de commercialiser les capacités de transport non utilisées au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du transporteur qui verra ainsi ses tarifs diminuer uniformément à mesure que des revenus additionnels seront récupérés des services de court terme.

64. Référence : HQT-10, document 4 , page 3, lignes 1-11, lignes 9-11

Préambule :

Le témoignage du Dr Ren Orans stipule:

“ Q6. What are the major objectives for Transmission Tariff Design?

A6. Transmission tariff design should:

A) meet the goals of transmission rate design,

1) to collect the transmission revenue requirement;

2) to be simple to implement and use;

3) to offer open and comparable access;

4) to be equitable, and

5) to promote efficiency;

B) be consistent with the industry standard; and

C) be appropriate for the market environment in which it is applied ”.

Demandes :

Q64.1 Les tarifs de transport d'électricité devraient-ils respecter la causalité des coûts et le principe de l'utilisateur payeur? Justifiez votre réponse.

R64.1 La réponse à cette question provient du Dr. Ren Orans :

Transmission rates should respect cost causality and the principle of user-pay. The principle of cost causality in this context means that transmission rates are designed to collect the transmission revenue

requirement of the grid built to serve all users under open access.

The user-pay principle implies that users of the transmission system should pay based on their usage of the system. The transmission grid was built and is maintained for the purpose of allowing the delivery of electric power to loads. Those for whom the system was built should pay its costs based on their usage of the system. For the purposes of transmission tariff design in Québec, usage is defined through capacity reservation for point to point service and through load ratio share for network service and native load.

Q64.2 Les tarifs de transport proposés par Hydro-Québec dans la présente cause respectent-ils ces deux principes? Expliquez.

R64.2 La réponse à cette question provient du Dr. Ren Orans :

Yes. The transmission rates proposed by Hydro-Québec are designed to collect Hydro-Québec's transmission revenue requirement. The transmission rates are assessed on users of the transmission system based on their usage of the system, measured as either capacity reservation of point-to-point customers or load ratio share for network customers and native load.

65. Références : HQT-10, document 1, page 11, lignes 23-27
HQT-10, document 2, page 4, lignes 4-7

Préambule :

Hydro-Québec indique en page 11 de la pièce HQT-10, document 1: “ *Ainsi, la presque totalité des coûts associés au réseau de transport est considérée comme reliée à la puissance, et l'allocation de l'ensemble des coûts du réseau de transport en puissance traduit cette réalité* ”.

Par ailleurs, la pièce HQT-1, document 2 stipule que les équipements de transport à très haute tension constitués de postes de transformation et de lignes à courant alternatif dont la tension est de 735 kV et 765 kV servent à acheminer l'électricité des zones de production vers les réseaux régionaux et les interconnexions avec les réseaux voisins.

Demandes :

Q65.1 Veuillez indiquer si le tarif timbre-poste à deux composantes, puissance et énergie, constitue une pratique dans certains marchés électriques "centralisés".

R65.1 Selon le balisage d'Hydro-Québec, à l'exception de *ESBI Alberta Ltd (EAL)*, aucune entreprise de transport d'électricité en Amérique du Nord n'utilise un tarif timbre-poste à deux composantes, puissance et énergie.

Q65.2 Veuillez fournir des exemples de juridictions en Amérique du Nord, et en particulier au Canada où un type de tarif à deux composantes, puissance et énergie, est pratiqué.

R65.2 L'Alberta a opté pour une approche organisationnelle et tarifaire du transport différente de celle généralement adoptée par le reste de l'Amérique du Nord.

Leur approche tarifaire se distingue entre autres par les éléments suivants :

- **les revenus requis de transport sont répartis et assumés quasi également entre les producteurs (*supply customers*) et les consommateurs (*demand customers*) ;**

- le tarif pour l'injection d'énergie *Supply Transmission Service (STS)* est presque totalement exprimé en énergie ;
- la structure puissance/énergie du tarif de soutirage d'énergie *Demand Transmission Service (DTS)* a beaucoup évolué :
 - introduite pour la première fois 100 % en puissance ;
 - par la suite, allocation 40 % en puissance et 60 % en énergie ;
 - depuis 2000, allocation 60 % en puissance et 40 % en énergie.

Dans une récente décision, *Alberta Energy and Utilities Board* indique à ce sujet :

"The Board notes the discussion on system support costs that indicated that an estimated 85 per cent of system costs are fixed. Therefore, a cost of service study could well support a classification with a demand component of greater than 60 per cent. Therefore, the Board considers that EAL's proposal is moving in the direction of better cost causation, which should minimize the balances in deferral accounts arising from forecasting error."

Source : EUB *Decision 2000-1* (February 2, 2000) page 124.

Q65.3 Veuillez indiquer si les coûts associés au réseau à très haute tension devraient comporter une composante énergie. Si oui, quelle est cette composante dans le coût du réseau à très haute tension. Si non, veuillez justifier votre réponse.

R65.3 Non.

Les réseaux de transport sont planifiés et construits pour faire face à la demande de pointe. C'est pour répondre à cette demande que sont effectués les dépenses et les investissements sur le réseau. Ainsi, la presque totalité des coûts associés au réseau de

transport est considérée comme reliée à la puissance, et l'allocation de l'ensemble des coûts du réseau de transport en puissance traduit cette réalité. C'est d'ailleurs la pratique usuelle dans l'industrie.

Le réseau à très haute tension et les postes de départ représentent des investissements qui ont pour objectif de répondre à la demande de pointe et qui sont directement fonction de la capacité installée du réseau. Comme la presque totalité de ces coûts sont fixes, ils sont donc alloués entièrement en puissance.

Q65.4 Veuillez indiquer si les coûts associés aux postes de départ devraient comporter une composante énergie. Si oui, quelle est cette composante dans le coût du réseau à très haute tension. Si non, veuillez justifier votre réponse.

R65.4 Voir la réponse donnée à la question 65.3 de la Régie de l'énergie.

66. Référence : HQT-10, document 2, page 3 , tableau.

Préambule :

Le tableau de la page 3 de la pièce HQT-10, document 2, fournit les coûts par fonction du réseau de transport pour 2001.

Demande :

Q66.1 Veuillez indiquer les coûts par fonction attribués à chacun des services charge locale et point à point pour les années 1999, 2000 et 2001.

R66.1 La proposition d'Hydro-Québec ne fait pas appel à une allocation spécifique du coût aux différentes fonctions et/ou types de services du réseau de transport. Les tarifs sont plutôt établis à partir des revenus requis globaux pour l'ensemble des services. Cette approche se justifie principalement par la nature intégrée du réseau de transport et par souci d'éviter de complexifier la structure tarifaire.

Compte tenu de la proposition d'Hydro-Québec, cela signifie que les coûts qui s'appliquent aux différents services sont équivalents aux coûts moyens et que chacun des services se voit allouer une portion des revenus requis sur la base des ventes, le même tarif s'appliquant à tous les services. Par transposition également, cela signifie que ces proportions s'appliquent aux différentes fonctions, tout en gardant à l'esprit le concept de coûts moyens.

Ainsi, les portions associées au service point à point pour les années 1999 à 2001 seraient respectivement de 8,2%, 11,7% et 10,8% de l'ensemble des revenus requis.

Sans cette récupération des coûts par le service point à point, le service de charge locale devrait assumer la presque totalité des charges du transport, sauf quelques exceptions, puisque l'ensemble des investissements réalisés sert à fournir les besoins du service de la charge locale en matière de transport et à assurer la fiabilité du réseau.

La méthode proposée par Hydro-Québec permet ainsi le recouvrement juste et équitable des différentes charges nécessaires à la prestation du service de transport en fonction de l'utilisation réelle du réseau d'Hydro-Québec pour les services de charge locale et point à point.

67. Référence : HQT-10, document 1, page 13, lignes 1-4

Préambule :

“ 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 ”.

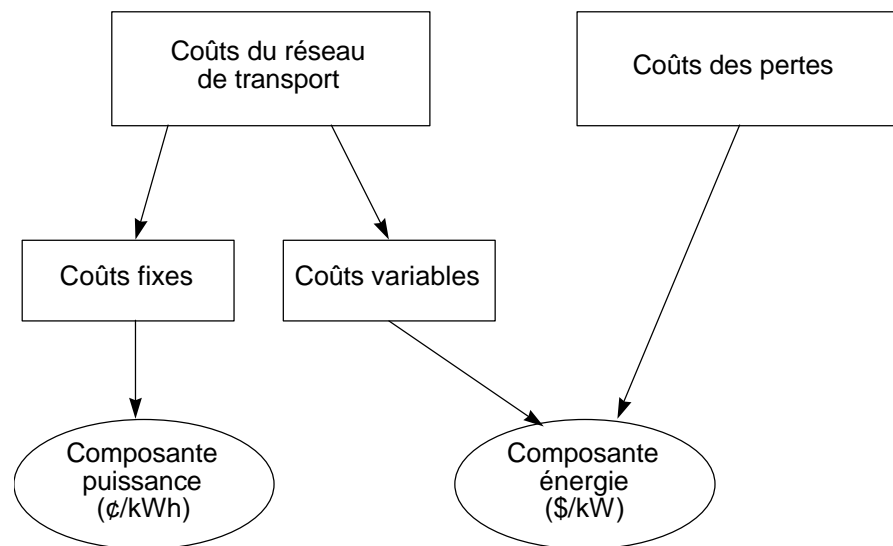
Demandes :

Q67.1 Veuillez préciser quelles sont les différentes approches de détermination des composantes puissance et énergie des coûts du transport, autres que la correspondance avec les coûts variables.

R67.1 L'allocation des coûts entre les composantes puissance et énergie pourrait être analysée en considérant différents critères comme par exemple, l'amélioration de l'efficacité des marchés, le reflet des coûts de développement (coûts marginaux) ou des coûts moyens, l'impact sur les différents producteurs, le rôle joué par les équipements de transport et la volonté d'encourager un certain type de production.

En théorie toutefois, la composante énergie ne devrait comprendre que les coûts variables et les coûts des pertes puisque ceux-ci évoluent avec le niveau de consommation, alors que le reste des coûts de transport devrait être alloué en puissance.

Allocation des coûts de transport en puissance et en énergie



En pratique, les entreprises en Amérique du Nord ont privilégié l'allocation des coûts du transport en puissance considérant ceux-ci comme des coûts fixes et qui doivent être remboursés même s'il n'y a pas de transit d'énergie.

Hydro-Québec propose que l'ensemble des coûts de transport soit traité en puissance en raison du très faible niveau de ses coûts variables associés au transport et d'utiliser une structure tarifaire distincte

avec un taux uniforme pour récupérer le coût des pertes qui sera assumé par le client.

Voir aussi les réponses données aux questions 58.1 et 58.2 concernant les coûts variables.

Q67.2 Veuillez indiquer s'il existe des compagnies canadiennes ou nord-américaines de transport d'électricité dont le tarif de transport inclut une composante énergie. Si oui, veuillez en fournir des exemples.

R67.2 Voir la réponse donnée à la question 65.2 de la Régie de l'énergie.

68. Référence : HQT-10, document 1, page 26, tableau

Préambule :

Le tableau portant sur les tarifs de transport pour l'année 2001 fournit les tarifs annuel, mensuel, hebdomadaire, quotidien et horaire de transport pour le service point à point.

Demandes :

Q68.1 Veuillez fournir les tarifs annuel, mensuel, hebdomadaire, quotidien et horaire de transport d'électricité applicables aujourd'hui par BC Hydro, TVA et BPA.

R68.1 Se référer à la réponse de la question 41.1 de la Régie.

Q68.2 Veuillez comparer les augmentations de tarifs proposées par Hydro-Québec avec l'évolution des taux moyens d'inflation depuis 1997.

R68.2 Évolution des tarifs de transport et de l'inflation de 1997 à 2001

	Hausse
Tarif annuel	5,8 %
Tarif mensuel	0,1 %
Tarif hebdomadaire	0,0 %
Tarif quotidien	0,0 %
Tarif horaire	-0,1 %
Inflation (IPC) *	7,2 %

Hausse cumulée dérivée d'un taux d'inflation de 0,9 % en 1998, de 1,7 % en 1999, de 2,3 % en 2000 et de 2,1 % en 2001.

Sources IPC : 1997 à 1999 : Statistique Canada : 2000 et 2001 (prévisions) : WEFA

- 69. Références :** HQT-10, document 1, page 25, lignes 3-6
HQT-10, document 1, page 28, lignes 7-9

Préambule :

Hydro-Québec propose un tarif mensuel supérieur au tarif annuel afin d'encourager les réservations de long terme.

“ Il en résulte un tarif mensuel qui, multiplié par douze mois, donne un prix supérieur au tarif annuel. Cela a notamment pour effet d'inciter les clients à opter pour le tarif annuel, permettant ainsi aux planificateurs du réseau de mieux tenir compte de leur présence ”.

Par ailleurs, Hydro-Québec énonce l'affirmation suivante:

“ 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 ”.

Demandes :

- Q69.1 De votre point de vue, un tarif mensuel plus élevé pourrait-il créer une barrière pour les clients du service point à point?

R69.1 Tel qu'expliqué à la pièce HQT-10, Document 1, page 25 de 66, le tarif mensuel proposé par TransÉnergie fournit globalement le même niveau de revenus que le tarif annuel proposé, lorsqu'on applique chacun de ceux-ci à leur pointe périodique respective. Les

modalités proposées par TransÉnergie constituent un incitatif pour favoriser les réservations annuelles par les utilisateurs des services point-à-point, ce qui réduit d'autant le coût de service assumé par la charge locale. En ce qui concerne les autres transactions n'ayant pas fait l'objet de réservations annuelles, ce sont les conditions ponctuelles de marché qui détermineront si le tarif mensuel peut ou non devenir un obstacle pouvant empêcher la réalisation d'une transaction donnée. Par exemple, pour un transit interréseaux de New-York à la Nouvelle-Angleterre en passant par le réseau de TransÉnergie, c'est l'écart de prix entre ces deux marchés qui déterminera si une transaction peut-être économiquement effectuée, compte tenu du tarif de transport applicable au Québec. Les prix applicables sur chacun des marchés voisins de TransÉnergie (New-York, Nouvelle-Angleterre, Ontario, etc.) sont en constante évolution, en fonction des heures du jour ou de la nuit, des saisons, des périodes d'entretien des équipements et des pannes, etc.). Dans certaines conditions de marché, le tarif mensuel proposé permettra de réaliser une telle transaction, alors que dans d'autres conditions il ne le permettra pas. Dans cette dernière éventualité, les *Tarifs et Conditions* permettent au transporteur d'offrir des rabais.

Q69.2 Veuillez montrer en quoi les transits de court terme ne seraient probablement pas effectués en l'absence de politique de rabais.

R69.2 Pour la raison expliquée à la réponse 69.1 précédente, lorsque l'écart de prix entre deux marchés voisins n'est pas suffisamment élevé, le tarif de court terme chargé par TransÉnergie peut être un réel obstacle à la réalisation de transactions données. Dans les périodes de prix élevés sur les marchés voisins, il n'est pas nécessaire d'offrir de tels rabais et les prix maxima prévus aux *Tarifs et Conditions* s'appliquent.

70. Référence : HQT-10, document 1, page 28, lignes 20 à 24.

Préambule :

“ Le transporteur peut également limiter ses offres de rabais à des périodes données. Il n'est pas discriminatoire d'offrir un rabais à une période mais pas à une autre puisque la disponibilité de capacité sur le réseau et la valeur de l'énergie sur les marchés varient continuellement en fonction de la période de l'année, de la température et des heures de pointe ou creuses ”.

Demande :

Q70.1 Étant donné que "la disponibilité de capacité sur le réseau et la valeur de l'énergie sur les marchés varient continuellement en fonction de la période de l'année, de la température et des heures de pointe ou creuses", serait-il approprié de créer des tarifs qui tiendraient compte de ces variations tels que des tarifs différenciés par période? Veuillez justifier.

R70.1 La valeur économique du transport entre deux points correspond à l'écart entre les coûts de production à ces deux points. Ainsi, les rabais permettent de fixer le prix du transport près de sa valeur économique et facilitent la réalisation de transactions économiquement rentables.

De plus, l'utilisation et l'application des rabais sur les tarifs des services de transport de court terme de point à point, a pour but de permettre également la différenciation des prix du transport dans le temps selon des aléas de la demande. Elle donne ainsi aux tarifs de transport de TransÉnergie toute la flexibilité nécessaire pour assurer l'utilisation optimale du réseau.

Le remplacement du mécanisme de rabais par une structure tarifaire plus rigide, comme par exemple un tarif horo-hebdo-saisonnier, ne permettrait pas de fixer aussi efficacement les tarifs de transport.

71. **Référence :** HQT-10, document 1, page 66 de 66

Préambule :

Hydro-Québec mentionne à la pièce HQT-10, document 1, page 66 que le tarif annuel était de 2 218 M\$ en 1997 pour la charge locale et le réseau intégré et calcule un écart de 7,5% avec le tarif de 2 385 M\$ en 2001. Étant donné qu'Hydro-Québec demande une modification des tarifs existants, une explication détaillée des données utilisées pour la confection de ce tarif permettrait de mieux comprendre la demande.

Demandes :

Q71.1 Veuillez déposer le détail des calculs relatifs à la détermination du revenu requis et des tarifs de transport en vigueur actuellement chez Hydro-Québec (règlement 659).

R71.1 Voir tableau suivant.

***Établissement du revenu requis de transport 1997
actuellement en vigueur***

Total des charges	2 093 M\$
Charges d'exploitation	422 M\$
Amortissement	445 M\$
Taxes	170 M\$
Frais financiers	1 056 M\$
Autres	- 3 M\$
Rendement des capitaux propres	416 M\$
Capitaux propres associés au transport	3 627 M\$
Taux de rendement	11,5 %
<i>Revenu requis pour le transport</i>	<i>2 509 M\$</i>

Lors de l'établissement du revenu requis de transport de 1997, les charges, de même que les capitaux propres, étaient alloués aux fonctions Production, Transport, Distribution et Services à la clientèle sur la base de facteurs de répartition. Ces facteurs étaient généralement établis sur la base de la valeur nette des immobilisations de chacune des fonctions. Les charges générales et administratives étaient quant à elles réparties entre les fonctions au prorata des autres charges.

Le tableau suivant présente le détail des tarifs de transport en vigueur actuellement chez Hydro-Québec :

Tarifs de transport actuellement en vigueur

	Revenu requis (M\$)	MW	Tarif annuel (\$/kW)
Revenu requis à récupérer	2 509	35 345	
Ventes à court terme	17	s/o	
Contrats d'exportation en vigueur	155		
NEPOOL		1 284	
VJO		325	
Diversité		856	
Revenu requis résiduel	2 337	32 880	71,09
Service annuel point à point	77	1 060	72,64
Revenu requis résiduel net des revenus de point à point	2 260	31 820	71,03
Contrats avec Ontario Hydro et CRT (clause grand-père)	42	584	71,09
Charge locale	2 218	31 236	71,02
Somme des capacités maximales appelées mensuelles		291 842	
Service de point à point :			
Tarif annuel (\$/kW-an)			71,09
Tarif mensuel (\$/kW-mois)			8,01
Tarif hebdomadaire (\$/kW-semaine)			2,00
Tarif quotidien (\$/kW-jour)			0,40
Tarif horaire (\$/kW-heure)			16,69

Q71.2 Veuillez détailler les composantes de ce revenu requis selon le modèle présenté pour le revenu requis le l'année témoin projetée de 2001.

R71.2 Voir tableau suivant.*Revenu requis de 1997 selon le modèle présenté pour l'année témoin projetée 2001*

Charges d'exploitation		498 M\$
Charges directes	272 M\$	
Services partagés (facturation interne reçue) et Corporatif	226 M\$	
Amortissement et déclassement		401 M\$
Taxes		170 M\$
Achats de services de transport		n/a
Remboursement gouvernemental		n/a
Autres		- 3M\$
Sous-total		1 069 M\$
Frais financiers		1 024 M\$
Total des charges		2 093 M\$
Base de tarification		14 681 M\$
Coût de la dette	9,3 %	
Taux de rendement des capitaux propres	11,5 %	
Taux de capitalisation	25 %	
Rendement des capitaux propres		416 M\$
Revenu requis 1997		2 509 M\$

Certains chiffres ne peuvent être conciliés manuellement en raison des arrondis

Le revenu requis de 1997, tel que présenté en 71.1, n'a pas été établi sur la base des principes réglementaires qui ont servi à calculer le revenu requis de l'année témoin projetée 2001. Bien que la demande de la Régie dans le cadre de la présente question est de détailler le revenu requis de 1997 selon le modèle de l'année 2001, certains des principes réglementaires utilisés en 2001 ne peuvent être appliqués à l'année 1997, compte tenu que nous voulions maintenir, pour fins de comparaison, le montant de revenu requis pour 1997 à 2 509 M\$ dans le tableau ci-dessus. Ceci permettra, en 71.3, de mettre en évidence les principales causes de l'augmentation du revenu requis de transport, qui passe de 2 509 M\$ en 1997 à 2 685 M\$ en 2001.

Q71.3 Veuillez comparer le détail obtenu en 71.1 et 71.2 avec le revenu requis pour 2001 en incluant les changements de méthode de calcul qui pourraient avoir eu une influence importante sur la variation entre les deux revenus requis. Cette comparaison devra inclure la part du revenu requis alloué au service point à point ainsi qu'au service en réseau intégré et à la charge locale.

R71.3 Les écarts dans les composantes du revenu requis de 1997 présenté en 71.1 et le revenu requis établi selon le modèle actuel tel que montré en 71.2 proviennent d'un changement de méthode de calcul. L'introduction de la séparation fonctionnelle des activités de l'entreprise, l'implantation du système comptable SAP et l'application de la facturation interne au coût complet sont autant de facteurs qui permettent d'identifier de façon beaucoup plus précise les charges, produits et actifs associés au transport. Il faut noter que la séparation des états financiers par unité d'affaires et la facturation interne au coût complet n'ont été complétées qu'à la fin 1998 permettant ainsi pour l'avenir une répartition plus exacte des revenus, des charges et des investissements entre chaque unité.

L'impact principal du changement de méthode réside dans la distinction des charges d'exploitation totales entre charges directes (coûts relatifs à la réalisation des activités de transport) et charges des unités de services (services partagés) et du Corporatif. Afin de se conformer à la méthode utilisée dans la présente cause, le montant de 422 M\$ des charges d'exploitation pour 1997 tel que présenté en 71.1 est éclaté entre la composante charges directes (272 M\$) et la composante charges des unités de services et du Corporatif (150 M\$).

Aux charges de services partagés doit être ajoutée une part d'amortissement (44 M\$) et de frais financiers (32 M\$) relatifs aux actifs des unités de services et du Corporatif, afin de s'ajuster à la notion de coût complet désormais utilisée à Hydro-Québec. Spécifions que ces montants sont inclus dans les charges d'amortissement et les frais financiers tels que présentés en 71.1, ce qui explique la diminution de ces postes en 71.2.

Ces modifications dans la présentation du revenu requis de 1997 rendent ce dernier davantage comparable au revenu requis proposé pour l'année projetée 2001. Les écarts entre les composantes du revenu requis de 1997 révisé et celui proposé de 2001 s'expliquent par la suite par l'évolution des charges et l'intégration de principes comptables et réglementaires. Ces écarts sont présentés au tableau suivant et ensuite analysés :

Comparaison du revenu requis révisé de 1997 et du revenu requis de l'année témoin projetée 2001

	1997 révisée	2001 projetée	Écart
Charges directes	272 M\$	251 M\$	- 21 M\$
Services partagés et Corporatif	226 M\$	363 M\$	137 M\$
Amortissements	401 M\$	448 M\$	47 M\$
Taxes	170 M\$	184 M\$	14 M\$
Frais financiers	1 024 M\$	986 M\$	- 38 M\$
Rendement	416 M\$	460 M\$	44 M\$
Autres	- 3 M\$	- 6 M\$	- 3 M\$
Revenu requis	2 509 M\$	2 685 M\$	176 M\$

La diminution des charges directes de 21 M\$ se justifie par l'évolution des services facturés par TransÉnergie. Les services rendus par l'unité, principalement au groupe Production, se chiffrent pour l'année 2001 à 28 M\$, alors qu'aucune facture n'a été considérée en 1997. Il est à noter que les effets conjugués du programme de réduction et de renouvellement de l'effectif de 1997 à 1999, des mandats salariaux de 1999 à 2001 et de la croissance normale des charges s'annulent, et n'ont par conséquent aucun impact

significatif sur l'écart de charges directes entre 1997 et 2001.

La forte croissance des charges des unités de services et du Corporatif (137 M\$) s'explique principalement par une augmentation des charges totales facturées par la DPTI. La méthode utilisée en 1997 attribuait essentiellement à TransÉnergie un pourcentage fixe de charges des unités de services et du Corporatif, établi selon la proportion des autres charges de chacune des fonctions, alors que la facturation interne en vigueur actuellement de même que le concept de coût complet se veulent une application du principe de l'utilisateur - payeur. L'impact d'une meilleure identification des services partagés a eu pour conséquence une hausse de la facture émise à TransÉnergie.

Par ailleurs, les données de 2001 incluent un rendement des capitaux propres des unités de services et du Corporatif dans les composantes du coût complet d'un service facturé, alors que cet élément n'avait pas été considéré en 1997. Le rendement alloué à TransÉnergie est évalué à 21 M\$, dont 18 M\$ s'applique aux actifs de la DPTI.

La hausse des charges d'amortissement de 47 M\$ est imputable dans un premier temps à une révision de la durée de vie utile des immobilisations de TransÉnergie en 1999. Les immobilisations d'Hydro-Québec font l'objet d'une révision périodique de leur durée de vie utile. Pour l'année 1999, cette révision a eu pour conséquence une augmentation des charges d'amortissement totales de 74 M\$, dont 36 M\$ concernent les actifs de TransÉnergie.

Répartition du revenu requis

	Année 1997			Année 2001		
	Revenu requis (M\$)	MW	Tarif annuel (\$/kW)	Revenu requis (M\$)	MW	Tarif annuel (\$/kW)
Total du revenu requis à récupérer	2 509	35 345		2 685	35 570	
Ventes à court terme	17	s/o		11	s/o	
Contrats d'exportation en vigueur en 1997 (1)	155			-		
NEPOOL		1 284				
VJO		325				
NYPA		856				
Revenu requis résiduel	2 337	32 880	71,09	2 674	35 570	75,18
Service de point à point annuel	77	1 060	72,64	289	3 844	75,18
Revenu requis résiduel net des revenus de point à point	2 260	31 820	71,03 ⁽³⁾	2 385	31 726	75,18
Contrats avec Ontario Hydro et CRT (2)	42	584	71,09	-	-	-
Charge locale	2 218	31 236	71,02	2 385	31 726	75,18
Somme des capacités maximales appelées mensuelles		291 842			333 210	
Service de point à point						
Tarif annuel (\$/kW-an)			71,09			75,18
Tarif mensuel (\$/kW-mois)			8,01			8,02
Tarif hebdomadaire (\$/kW-semaine)			2,00			2,00
Tarif quotidien (\$/kW-jour)			0,40			0,40
Tarif horaire (\$/kW-heure)			16,69			16,67

- (1) Il avait été prévu que ces contrats, signés avant 1997, bénéficieraient de la clause "grand-père" et seraient facturés pour un montant de 155 M\$, ce qui correspondait à un prix moyen de 62,76\$/kW. Ils ont été, après la mise en vigueur du contrat, facturé au prix actuel de 71,09\$/kW.
- (2) Le contrat avec Ontario Hydro, qui a bénéficié de la clause "grand-père" de 1997 à 2000, a été facturé au prix actuel de 71,09\$/kW. Le contrat avec CRT a reçu un traitement équivalent jusqu'en février 1999 inclusivement.
- (3) La méthode utilisée pour établir le tarif en 2001 diffère de celle utilisée pour le tarif de 1997. Selon la même méthode qu'en 2001, la pointe de la charge locale de 1997 aurait été inférieure de 966 MW. Par conséquent, le tarif en 1997 aurait été de 73,23 \$/kW, soit un écart de 2,7 % seulement par rapport au tarif de 75,18 \$/kW proposé pour 2001.

72. Référence : HQT-10, document 1, page 25, lignes 22-25 et page 26, lignes 1-4

Préambule :

“ Tarif quotidien

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.

Tarif hebdomadaire

Le tarif hebdomadaire est quant à lui calculé en multipliant le tarif quotidien (0,40 \$/kW-jour) par le nombre de jours ouvrables de la semaine, c'est-à-dire 5 jours. Il correspond à 2,00 \$/kW-semaine ”.

Demande :

Q72.1 Veuillez justifier le fait que les jours non ouvrables ne sont pas pris en considération dans le calcul des tarifs hebdomadaire et quotidien du transport.

R72.1 Les tarifs hebdomadaire, quotidien et horaire sont établis à partir du tarif mensuel en y appliquant le diviseur approprié. Ainsi,

- le tarif quotidien est obtenu en divisant le tarif mensuel par le nombre de jours ouvrables durant un mois, soit 20 jours ;
- le tarif hebdomadaire est calculé en multipliant le tarif quotidien par le nombre de jours ouvrables durant une semaine, c'est-à-dire 5 jours ; ce qui revient à diviser le tarif mensuel par le nombre de semaines durant un mois, c'est-à-dire 4 semaines ;
- enfin, le tarif horaire est obtenu en divisant le tarif quotidien par 24 heures ; ce qui revient à diviser le tarif mensuel par le nombre d'heures associées aux jours ouvrables durant un mois, c'est-à-dire 480 heures (20 jours ouvrables * 24 heures).

En tenant compte du nombre de jours ouvrables pour dériver les tarifs hebdomadaire, quotidien et horaire du tarif mensuel, l'approche proposée incite les clients à toujours opter pour le tarif ayant la durée la plus longue

et contribue, grâce aux revenus ainsi générés, à réduire le niveau des revenus requis résiduels devant être récupérés des services de long terme.

Cette approche prend en considération le fait que la demande énergétique est tout au long de l'année généralement plus faible le week-end (samedi et dimanche) que les jours ouvrables de la semaine (lundi au vendredi) et que cela se traduit par une valeur économique du transport moins élevée durant le week-end. Cette situation est aussi vraie sur les marchés voisins. En répartissant le coût hebdomadaire du transport sur les 5 jours ouvrables de la semaine, les clients de transport ne sont pas incités à faire de l'arbitrage entre les prix des services quotidien et hebdomadaire de transport en souscrivant à des réservations séparées la semaine et le week-end afin d'éviter de payer le tarif hebdomadaire ou mensuel.

Par exemple, si le tarif quotidien avait été établi pour correspondre au septième du tarif hebdomadaire, les clients qui ont besoin de réservations de transport durant sept jours auraient avantage à faire des réservations au tarif quotidien pour les jours ouvrables de la semaine et à prendre des réservations non fermes, et si possible avec rabais, le week-end avec peu de risque de voir leurs charges interrompues. Comme le tarif quotidien ne représenterait que le septième du coût hebdomadaire et que les prix des services non fermes durant le week-end sont généralement plus bas (à rabais) en raison de la faiblesse de la demande énergétique durant cette période, l'ensemble de ces réservations pourraient représenter pour les clients des services de point à point de court terme une facture plus faible par rapport au coût d'une réservation hebdomadaire ou mensuelle.

Le manque à gagner serait alors supporté par l'ensemble des autres clients.

La même logique aurait pu aussi s'appliquer sur une base quotidienne en ne faisant supporter le coût quotidien du transport que sur les heures les plus chargées de la journée (par exemple de 6 h à 22 h). Cependant, comme le tarif horaire proposé ne s'applique qu'au seul service de point à point non ferme, donc interruptible durant les heures chargées, cet élément apparaissait comme un incitatif suffisant pour que les clients concernés optent pour le tarif quotidien.

73. Référence : HQT-10, document 4, page 11, lignes 1-5

Préambule :

“ For annual services (Network Integration and Point-to-Point reservations of one year or longer), the rate is calculated to reflect the customer’s share of Hydro-Québec’s annual peak ”.

Demande :

Q73.1 Veuillez fournir sur la base de mesures effectuées, les pointes annuelles 1999 et 2000 ainsi que les pointes anticipées pour 2000 et 2001 du réseau de transport.

R73.1 Voir tableau suivant.

Pointes annuelles de 1999 et 2000 ainsi que pointes anticipées de 2000 et 2001 des services de transport.

Date de la pointe du réseau	Charge locale (MW)	Service de point à point excluant pertes de transport (MW)
14-janv-1999 à 18h	30 897	1 666
19-janv-2000 à 8h	30 562	1 924
2000 anticipé	30 562 ^(a)	4 205 ^(b)
2001 anticipé	31 726 ^(c)	3 654 ^(d)

- (a) Prévission de la pointe de la charge locale pour l'année 2000.
- (b) Réservation anticipée pour le service de point à point jusqu'en décembre 2000.
- (c) Prévission de la charge locale pour l'année 2001.
- (d) Réservation anticipée pour le service de point à point en 2001, tel qu'indiqué dans la pièce HQT-10, document 1, page 20.

74. Référence : HQT-10, document 1, page 49 , lignes 9-11

Préambule :

“ Parmi les changements qu'il compte apporter dans les Tarifs et Conditions, le transporteur propose d'exprimer le tarif des services complémentaires en dollar par kilowatt (\$/kW) ”.

Demande :

Q74.1 Veuillez indiquer si l'expression des tarifs des services complémentaires en \$ par kW est une pratique courante dans l'industrie électrique canadienne ou nord-américaine. Veuillez appuyer votre réponse par des exemples

R74.1 Oui, l'expression des tarifs des services complémentaires en \$ par kW est une pratique courante dans l'industrie électrique. Voir à ce sujet les prix des compagnies comme la *Florida Power & Light Company*, la *Commonwealth Edison* ou la *Tennessee*

Valley Authority. Pour plus d'information, se référer à la réponse de la question 41.1 de la Régie.

75. Référence : HQT-10, document 3, page 15 de 15

Préambule :

Hydro-Québec mentionne que “ *Lors de la mise à jour des taux de pertes par service de transport avec les profils de charge réels de l'année 1999, on constate que l'écart entre les taux différenciés devient négligeable* ”.

Demande :

Q75.1 Veuillez justifier cette affirmation avec chiffres à l'appui.

R75.1 Tel qu'indiqué dans le tableau à la page 13 de la pièce HQT10, document 3, les taux de pertes différenciés étaient de 5 % pour la charge locale et de 7 % pour le service de point à point au niveau de l'année de référence 1995, qui a été utilisée pour établir les taux de pertes des services du contrat de transport actuel.

La mise à jour de ces taux de pertes avec des données réelles de 1999 pour la charge locale et le service de point à point démontre que l'écart entre les taux différenciés est devenu négligeable. Le tableau suivant présente les résultats par service de transport pour l'année 1999.

Taux de pertes différenciés (année réelle 1999)

(en GWh)	Charge locale et service de point à point	Charge locale	Service de point à point (Marginal)
Énergie produite	180 637	158 147	22 490
Consommation des centrales	650	571	79
Énergie reçue sur le réseau de transport	179 987	157 576	22 411
Pertes de transport	8 837	7 651	1 186
Énergie livrée par le réseau de transport	171 150	149 925	21 225
Taux de pertes de transport	5,16 %	5,10 %	5,59 %

76. Référence : HQT-10, document 1, pages 15 et 16 de 66

Préambule :

Hydro-Québec propose d'établir chaque année une prévision des revenus des ventes à court terme selon la moyenne des revenus réalisés au cours des années antérieures.

	1997	1998	1999	2000	Total
Revenus des ventes à court terme (M\$) excluant pertes	4,8	3,5	20,9	4,6	33,8
Nombre de mois	8	12	12	6	38
Moyenne annuelle excluant pertes (M\$)					10,7

Demandes :

Q76.1 Veuillez expliquer pourquoi les revenus réalisés en 1999 sont particulièrement élevés par rapport aux autres années.

R76.1 L'augmentation des revenus à court terme en 1999 découle directement d'une augmentation du volume d'activités sur les marchés par rapport à 1998 qui s'est traduit pour le Groupe Production par une plus grande utilisation de ses réservations annuelles et par une augmentation importante de ses achats de transit de court terme qui sont passés de 3,5 M\$ en 1998 à 20,9 M\$ en 1999.

Pour l'année 2000, le Groupe Production a accru de façon importante ses réservations de transit de long terme pour atteindre 4000 MW et il est prévu que la majorité de ses transactions vont se faire à l'intérieur de ses réservations annuelles.

Q76.2 Veuillez justifier que la moyenne des revenus réalisés au cours des années antérieures reflète bien les ventes qui devraient être réalisées en 2001, notamment compte tenu des ventes particulièrement élevées de 1999.

R76.2 L'utilisation de la moyenne des revenus des ventes à court terme des années antérieures comme prévision des ventes à court terme pour l'année 2001 est une approche conservatrice. En utilisant une période suffisamment longue, il est possible de capter les tendances dans l'évolution des ventes à court terme tout en minimisant les variations sur la facture de la charge locale.

Le niveau des réservations annuelles prévues pour l'année 2001 est comparable au niveau des réservations annuelles des six premiers mois de l'année 2000. Comme il existe une forte corrélation entre le niveau de réservations annuelles et l'utilisation des services de point à point de court terme (voir réponse à la question 76.1 de la Régie), il est raisonnable de croire que les ventes à court terme en 2001 (prévision de 11,2 M\$) pourraient atteindre un niveau semblable à celui atteint en 2000 (environ 10 M\$ lorsqu'on projette sur toute l'année les revenus réels des ventes à court terme des six premiers mois de l'année).

77. Référence : HQT-8, document 1, page 11, lignes 21-25

Préambule :

“ Il reste cependant le risque sur la partie des revenus provenant des ventes de transport point à point dont le renouvellement est incertain. Les contrats de service de transport point à point ferme, dont la date d'échéance actuelle est généralement le 31 décembre 2000, ne seront pas nécessairement reconduits durant l'année témoin projetée. ”

Demandes :

Q77.1 Veuillez fournir les capacités mensuelles réservées pour 2001 des services de point à point basées sur les contrats existants.

R77.1 À l'exception des contrats Châteauguay 500 MW qui vient à échéance le 31 mai 2001 et HQT/CRT 45 MW dont l'échéance est prévue pour le 31 décembre 2019 (HQT-4, document 3) avec le Groupe Production d'Hydro-Québec, aucune autre convention de service

n'a été signée pour le service de transport ferme de point à point pour 2001.

Q77.2 Veuillez indiquer la pratique courante en Amérique du Nord en matière de prévision des réservations du service point à point.

R77.2 Les prévisions des réservations du service point à point sont généralement basées sur le niveau historique des réservations de point à point, une fois le service introduit.

Q77.3 Veuillez préciser le mode de détermination des réservations du service de point à point utilisé pour calculer les tarifs de transport d'électricité actuellement en vigueur chez Hydro-Québec.

R77.3 Les tarifs de transport actuellement en vigueur ont été calculés pour l'année 1997. Les réservations du service de point à point prévues pour 1997 étaient basées sur des données historiques disponibles en 1996. Ces réservations sont présentées à la réponse de la question 71 de la Régie.

78. Référence : HQT-10, document 1, pages 19 et 20 de 66

Préambule :

Hydro-Québec propose que la prévision des réservations annuelles de point à point soit établie chaque année en fonction de la moyenne des années antérieures. Le montant des réservations utilisé pour chacune des années correspond à la moyenne des réservations de tous les contrats de long terme compte tenu de leur durée.

	1997	1998	1999	2000	Total
Réservations moyennes découlant d'un tarif annuel de 71,09 \$/kW (MW)	2 705	2 755	2 904	4 000	
Contrats avec Ontario Hydro et CRT (MW)	556	556	509	500	
Nombre de mois	8	12	12	12	44
Moyenne de la période excluant pertes (MW)					3 654

Demandes :

Q78.1 Veuillez justifier que la moyenne des réservations annuelles de point à point au cours des années antérieures reflète bien les réservations qui devraient être effectuées en 2001, notamment compte tenu de la tendance à la hausse observée depuis 1997 (2 705 MW) jusqu'en 2000 (4 000 MW).

R78.1 L'approche proposée pour les réservations annuelles de point à point permet de capter les tendances dans l'évolution des marchés externes. De plus, il importe, en raison de la forte corrélation entre le niveau des réservations annuelles et les revenus des ventes à court terme, que cette approche soit cohérente avec celle utilisée pour prévoir les revenus de court terme.

Si Hydro-Québec devait déterminer ses tarifs de transport en utilisant que les contrats qui sont à cette date effectivement confirmés pour 2001, elle sous-estimerait la part des revenus requis que devraient assumer les clients du service de transport de point à point et la part assumée par la charge locale augmenterait d'autant. Il est donc nécessaire d'utiliser une prévision et Hydro-Québec considère que la méthode proposée est celle comportant le plus de stabilité.

Q78.2 Veuillez fournir tous les calculs détaillés menant aux réservations moyennes de 1997, 1998, 1999 et 2000, à partir des capacités mensuelles réservées du service de point à point de long terme.

R78.2 Le détail des calculs menant aux réservations moyennes de 1997 à 2000 est présenté à la pièce HQT-10, document 1, page 20. Ce calcul n'a pas été effectué en considérant la moyenne des capacités mensuelles réservées. Il a plutôt été établi à partir des revenus annuels de transport excluant les pertes de 7 % et du tarif annuel de 71,09 \$/kW. Cette approche permet de considérer implicitement la durée de chacun des contrats de long terme.

Prévision des réservations annuelles de point à point pour l'année 2001

	1997	1998	1999	2000	Total
Réservations moyennes					
Revenus annuels incluant pertes de 7 % (M\$)	137,2	209,6	220,9	304,3	
Revenus annuels excluant pertes (M\$)	128,2	195,9	206,4	284,4	
Réservations moyennes découlant d'un tarif annuel de 71,09 \$/kW (MW) ¹	2 705	2 755	2 904	4 000	
Contrats avec Ontario Hydro et CRT (MW) ²	556	556	509	500	
Total excluant pertes (MW)	3 261	3 311	3 413	4 500	
Nombre de mois	8	12	12	12	44
Moyenne de la période (MW)					
excluant pertes					3 654
incluant pertes de 5,2 %					3 844

¹ Le montant des réservations utilisé pour chacune des années correspond à la moyenne des réservations de tous les contrats de long terme compte tenu de leur durée.

² Puisque le contrat de 500 MW avec Ontario Hydro bénéficiait de la clause " grand-père ", cette capacité n'apparaît pas dans les réservations de 1997 à 2000 mais est considérée dans les prévisions du service de point à point. Pour la même raison, ce traitement est également appliqué au contrat avec CRT jusqu'en février 1999 inclusivement.

79. Référence : HQT-10, document 1, page 62

Préambule :

Hydro-Québec fournit les profils de consommation mensuels prévus pour le service de charge locale en 2001.

Demande :

Q79.1 Conformément à la décision D-99-120, veuillez compléter le tableau ci-dessous pour l'année historique 1999 et l'année de base 2000. Pour l'année 2000, veuillez indiquer les mois correspondant aux données observées et ceux correspondant aux données prévues.

R79.1 Voir tableau suivant.

PROFIL DE CONSOMMATION POUR LA CHARGE LOCALE
Années 1999 - 2000

	Puissance maximale appelée (MW)		Énergie transitée (GWh)	
	Réelle	Normalisée	Réelle	Normalisée
Année 1999				
Janvier	30 897	30 979	17 695	17 976
Février	27 263	29 376	14 746	15 576
Mars	25 425	26 799	15 154	15 480
Avril	21 237	22 942	12 461	12 684
Mai	17 820	19 529	11 269	11 467
Juin	17 977	17 547	10 824	10 644
juillet	17 812	17 668	11 167	11 102
Août	17 766	17 681	11 177	11 153
Septembre	18 200	18 324	10 956	10 861
Octobre	21 173	21 017	12 480	12 277
Novembre	24 554	24 922	13 506	14 141
Décembre	27 555	29 307	16 141	16 957
Maximum/ Total	30 897	30 979	157 576	160 319
Année 2000¹				
Janvier	30 562	31 350	18 146	18 227
Février	28 406	30 132	15 948	16 342
Mars	24 965	26 897	14 738	15 640
Avril	22 909	22 705		12 957
Mai		19 463		11 462
Juin		17 774		10 776
juillet		17 872		11 194
Août		17 849		11 162
Septembre		18 462		10 957
Octobre		21 152		12 397
Novembre		25 293		14 408
Décembre		29 491		17 234
Maximum/ Total²	30 562	31 350	161 378	162 755

¹ En puissance, prévision de mai à décembre; en énergie, prévision d'avril à décembre.

² Le total réel en énergie est composé de données réelles de janvier à mars et des données prévues d'avril à décembre.

80. Référence : HQT-10, document 1, pages 63-64

Préambule :

Hydro-Québec présente, pour les services de charge locale et de point à point, sous forme de diagramme, les profils de consommation journaliers de 1999.

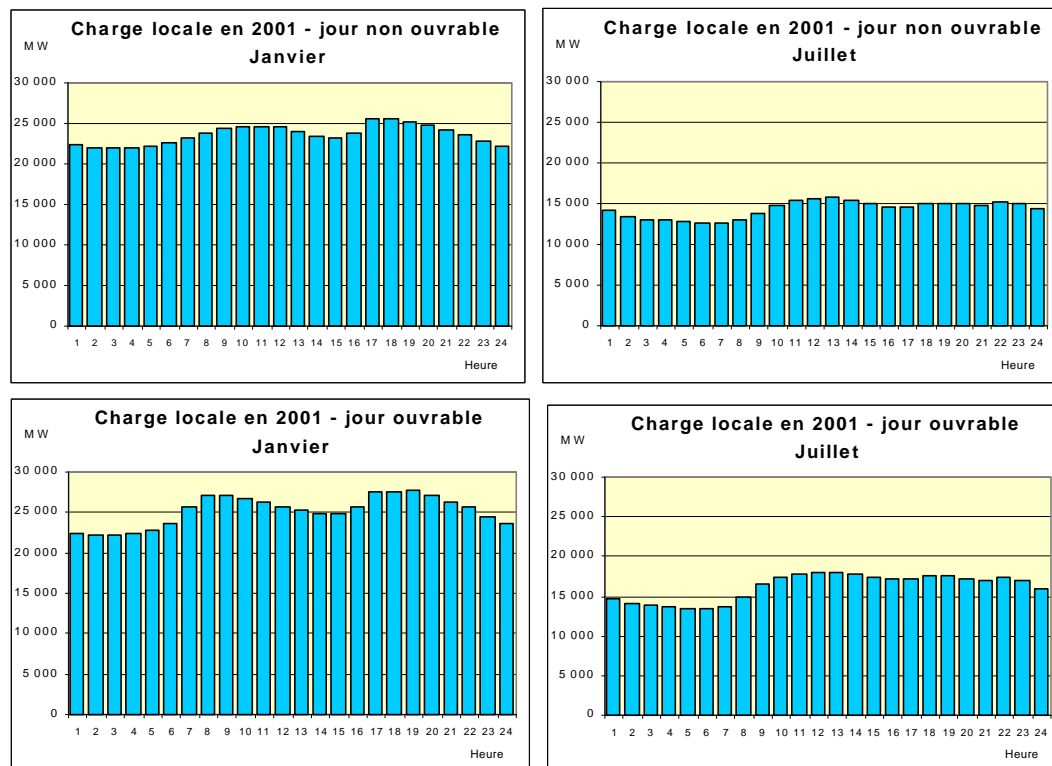
Demande :

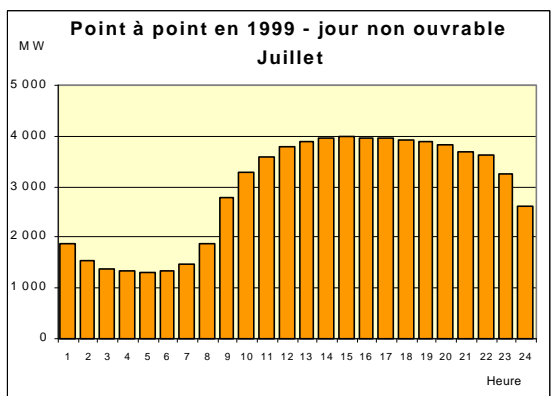
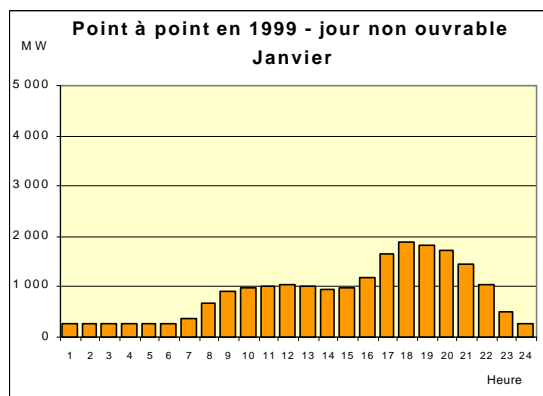
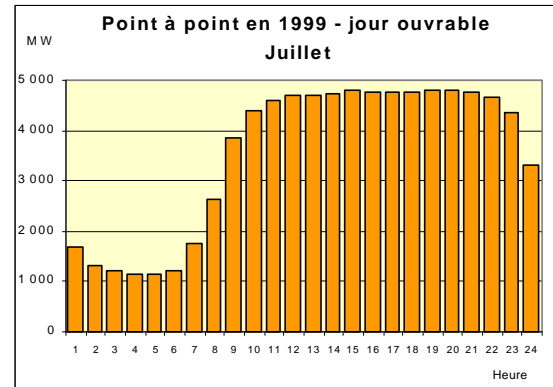
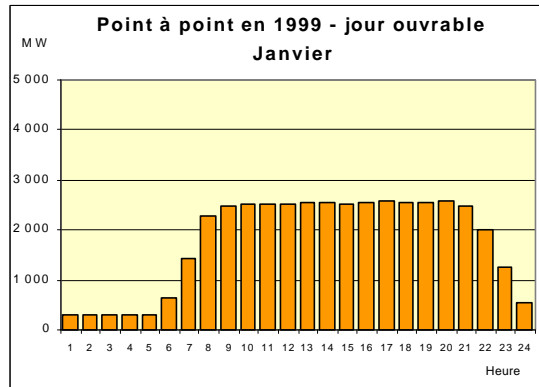
Q80.1 Pour chacun des services de charge locale et de point à point, veuillez fournir, les profils de charge journaliers moyens correspondant aux jours suivants :

- jour ouvrable de janvier,
- jour ouvrable de juillet,
- jour non ouvrable de janvier et,
- jour non ouvrable de juillet.

R80.1 En complément des informations fournies dans la pièce HQT-10, document 1, pages 63 et 64, les graphiques suivants présentent les profils journaliers moyens des jours ouvrables et non ouvrables de janvier et juillet.

Les profils de la charge locale sont basés sur la prévision pour l'année 2001 tandis que ceux du service de point à point (ferme et non ferme) reflètent le transit observé en 1999.





81. Référence : HQT-10, document 1, pages 37 et suivantes

Préambule :

À la page 37, Hydro-Québec précise que les équipements de raccordement des producteurs privés reliés à des ajouts de capacités pour la charge locale seront automatiquement intégrés au coût du service de transport (approche “ rolled-in ”).

À partir de la page 39, Hydro-Québec traite des modalités d’application des énoncés formulés dans les pages précédentes. Elle rappelle que “ *L’ouverture du marché de gros de l’électricité au Québec implique que le réseau de transport d’Hydro-Québec soit accessible à tous les grossistes et producteurs voulant y transiter...* ”.

Elle indique aussi que dans l’établissement du montant que le transporteur pourra assumer pour les installations d’attribution particulière, elle considèrera une période de 20 ans en précisant à la note 16 de la page 40 que cette période est “ *... considérée puisqu’elle correspond à la durée de vie normale des contrats d’approvisionnement des producteurs privés.* ”

Demande :

Q81.1 Veuillez justifier la pertinence de retenir la durée normale de “ *contrats d’approvisionnement des producteurs privés* ” dans le calcul du coût maximal que pourrait supporter le transporteur pour des installations reliées à des activités de “ *grossistes et producteurs* ” voulant transiter sur le réseau du transporteur pour fournir un service en réseau intégré ou de point à point.

R81.1 La période d’amortissement des actifs de distribution et de transport peut varier entre 25 et 50 ans. Hydro-Québec considère une période de 20 ans dans l’actualisation des revenus de transit anticipés de ses clients de transport puisqu’elle correspond à une valeur plus conservatrice du nombre d’années d’utilisation du réseau de transport par les producteurs privés. Comme la décision d’investir en production est fortement liée à l’existence de contrats d’approvisionnement de long terme qui sont généralement d’une durée minimale de 20 ans, la durée de vie normale des contrats d’approvisionnement des producteurs privés est donc une approximation de la présence de ces clients en transport.

Il est proposé d’appliquer la même période pour toutes les installations requises par les autres clients afin d’assurer un traitement équitable pour tous les utilisateurs du réseau.

82. Référence : HQT-10, document 1, pages 39 et 40

Préambule :

Hydro-Québec indique que “ *Le total actualisé des coûts encourus par le transporteur ne pourra, pour chacun des projets, excéder la valeur actualisée, pour une période de 20 ans, des revenus de transit anticipés des clients de charge locale et des services de transport en réseau intégré et de point à point.* ”

Pour établir la valeur actualisée de ses coûts, Hydro-Québec doit tenir compte de “ *la valeur actualisé des frais d’exploitation et d’entretien pour le transporteur qui correspond à 15% de l’investissement...* ”

Demandes :

Q82.1 Veuillez indiquer sur quels critères sera établie, dans chacun des cas, la part des coûts totaux encourus qui sera assumée par le transporteur. Veuillez indiquer si la valeur actualisée mentionnée en préambule sera fonction de la durée des contrats en réseau intégré ou de point à point pour lesquels les installations d'attribution particulière sont requises?

R82.1 Tel que la proposition d'Hydro-Québec l'indique, l'ensemble des coûts associés à un ajout de capacité qui s'intègre au réseau de transport global et qui améliore celui-ci à l'avantage de tous les usagers sera intégré au coût de service du transporteur. Cependant, si les installations sont construites pour un client spécifique de transport, un partage des coûts peut s'imposer. Le transporteur assume le coût associé aux raccordements de clients au réseau de transport, soit les lignes et les postes de transformation, jusqu'à concurrence du tarif de transport ; le client contribue pour tout montant excédant le coût moyen. Une contribution maximale pour les postes de transformation est intégrée à même l'allocation maximale consentie pour le raccordement.

La valeur actualisée des revenus additionnels de transit ne sera pas fonction de la durée des contrats de transport. Hydro-Québec considère que les clients de transport nécessitant l'ajout d'installations d'attribution particulière n'investiraient pas s'il était impossible de rencontrer leurs propres critères de rentabilité sur une période de 20 ans, d'où la pertinence d'utiliser cette période qui représente la durée de vie normale des contrats d'approvisionnement et qui est inférieure à la durée de vie normale d'un équipement de production.

Q82.2 Veuillez fournir le détail du calcul permettant d'établir la valeur actualisée des revenus de transit anticipés en précisant chacun des éléments qu'il comprend (hypothèses, traitement de la taxe sur le capital pour chacune des années, etc.) pour les deux cas suivants :

- a) valeur actualisée établie sur une période de 10 ans et
- b) valeur actualisée établie sur une période de 20 ans.

R82.2 a) et b) Voir la pièce HQT-10, document 1.5.

Q82.3 Veuillez commenter sur l'intérêt d'inclure dans les *Tarifs et Conditions* les critères utilisés pour établir la part payée par le transporteur. Si les critères pour établir la part payée par le transporteur et la méthodologie pour l'établir n'apparaissent pas dans les *Tarifs et Conditions*, veuillez indiquer quand le transporteur prévoit aborder ces questions.

R82.3 Dans la mesure où les *Tarifs et Conditions* réfèrent clairement aux conditions fixées par la Régie, Hydro-Québec juge que celles-ci ne doivent pas nécessairement être explicitées à même le document. Par ailleurs, cette pratique est conforme à celle utilisée dans le contrat type de la FERC. Les articles 13.5, 27 et 34 ne font référence qu'à la politique de la Commission (" Commission policy "), sans la détailler.

Les *Tarifs et Conditions* indiquent que le partage des coûts pour les additions et modifications au réseau de transport entre le transporteur et ses clients doit s'effectuer conformément aux conditions fixées par la Régie (articles 13.5, 27 et 34). Les conditions proposées par Hydro-Québec quant aux ajouts de capacité devraient être étudiées dans la présente cause tarifaire et la Régie, dans sa décision, devrait alors statuer sur ces conditions permettant ainsi à Hydro-Québec d'y faire référence lors de discussion avec le client du service de transport.

Par ailleurs, Hydro-Québec est évidemment disposée à inclure les dispositions appropriées dans les *Tarifs et Conditions* dès que la Régie aura approuvé les modalités proposées.

Q82.4 Veuillez indiquer la méthodologie et les données utilisées pour établir la valeur de 15%.

R82.4 La valeur actualisée des frais d'exploitation et d'entretien du transporteur doit être prise en compte

dans l'établissement du montant d'investissement en capital équivalent à la valeur actualisée des revenus de transit. Hydro-Québec considère que les frais d'exploitation et d'entretien correspondent en moyenne à 15 % de l'investissement.

Les données utilisées pour illustrer cette proportion sont les charges brutes directes (pièce HQT-5, document 3, page 1) de même que la somme de la pointe annuelle prévue des clients de charge locale et du réseau intégré, et des réservations prévues pour le service de point à point (pièce HQT-10, document 1, page 26). Ainsi, les frais d'exploitation et d'entretien correspondent à 9,76 \$/kW (347 210,2 \$ ÷ 35 570 MW), soit 1,9 % de frais annuels pour un investissement de 524 \$. Actualisés sur une période de 20 ans avec un taux nominal de 8,4 %, ces frais correspondent en 2001 à 18 % de l'investissement équivalent au tarif annuel de transport.

Comme les charges brutes de même que l'utilisation du réseau de transport sont des données fortement variables, Hydro-Québec utilise dans sa planification du réseau un taux moyen pour les frais d'exploitation et d'entretien qui correspond à 15 % de l'investissement.

83. Référence : HQT-10, document 1, page 39

Préambule :

Hydro-Québec indique que “ *Le transporteur assumera quant à lui le coût associé aux raccordements de clients au réseau, soit les lignes et les postes de transformation, jusqu'à concurrence du tarif de transport et le client contribuera pour tout montant excédant le coût moyen* ”

Demandes :

Q83.1 Veuillez indiquer si les installations requises pour “ *le raccordement de clients au réseau*” constituent des installations d’attribution particulière dans tous les cas?

R83.1 Non. Les installations d’attribution particulière sont définies comme des installations, en tout ou en partie, qui sont construites par le transporteur pour le seul usage ou profit d’un client spécifique du service de transport (article 1.24). Lorsque le raccordement d’un client au réseau est profitable à l’ensemble des clients, ce raccordement ne sera pas considéré comme une installation d’attribution particulière.

Q83.2 Veuillez indiquer si la notion de client telle qu’utilisée dans le dernier paragraphe de la page 39 comprend les producteurs privés, peu importe que les projets de raccordement soient reliés à des ajouts de capacité pour desservir la charge locale ou qu’il soient associés à un service de transport en réseau intégré ou de point à point?

R83.2 Oui, la notion de client au sens de ce paragraphe comprend les producteurs privés.

84. Référence : HQT-10, document 1, page 46

Préambule :

Hydro-Québec indique que si un réseau municipal ou la coopérative régionale d’électricité “ *... 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 devrait être revus à ce moment-là et soumis à la Régie pour approbation.*”. Hydro-Québec ajoute que si la capacité de production actuelle des clients de gros augmentait, elle “ *... devra lorsque la situation se présentera préciser et soumettre à la Régie pour approbation les modalités qu’elle appliquera à ces clients...*”

Demande :

Q84.1 Veuillez indiquer pourquoi Hydro-Québec préfère attendre qu’un cas concret se présente pour proposer des conditions à la Régie plutôt que de lui soumettre dès maintenant les conditions qui

s'appliqueraient. Est-ce que les conditions à appliquer sont fonction des cas spécifiques ou sont-elles indépendantes des cas spécifiques?

R84.1 Les réseaux municipaux et la coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville sont des clients du distributeur d'électricité et non pas du transporteur d'électricité. Ils sont présentement facturés pour le transport par le distributeur à même leur tarif de détail. Ainsi, toute modification dans la relation entre ces clients et Hydro-Québec relève d'abord du distributeur d'électricité et aura une incidence sur les conditions de service et les tarifs de distribution. Il en est de même pour toute augmentation de la capacité d'auto-production d'un réseau municipal qui excéderait la croissance de sa demande; cette possibilité, en plus, d'être spécifique à chaque réseau, aura un impact d'abord sur sa relation avec le distributeur lequel devra traiter de la problématique de la sous-utilisation de son réseau de distribution, s'il y a lieu, et des coûts de transport d'électricité échoués (stranded). Pour ces raisons, le transporteur d'électricité est d'avis que ces situations particulières touchant principalement le distributeur d'électricité ne devraient pas faire l'objet de conditions génériques établies dans la présente cause mais être traitées, selon le cas, par le distributeur d'électricité.

De plus, si un cas concret survenait avant la cause du distributeur, Hydro-Québec se présenterait à la Régie pour l'approbation des modalités qui devraient s'appliquer.

85. Référence : HQT-10, document 1, pages 51 et 52

Préambule :

Hydro-Québec indique à la page 51 que pour fournir ou absorber la puissance réactive, elle doit " *...réduire la puissance maximale des équipements de production de 270 MW.* "

Hydro-Québec utilise dans le calcul du tarif du service de fourniture de la puissance réactive et de contrôle de tension la formule suivante :

“ 8 467 \$/MWh * 8 760 * 67 % = 49,69 \$/kW-an ”.

Demandes :

Q85.1 Veuillez préciser la méthodologie utilisée et les hypothèses retenues pour établir la contrainte de 270 MW.

R85.1 Pour fournir la puissance réactive à partir des équipements de production, le producteur doit opérer ses équipements de façon particulière qui limite la production maximale de moyens de production.

La méthodologie consiste à faire l'évaluation de l'écart entre la puissance maximale ajustée de l'ensemble des alternateurs du parc du producteur, avec et sans la contrainte minimale de produire de la puissance réactive.

Les puissances maximales ajustées sont réévaluées à chaque année. La puissance maximale d'équipement ajustée mensuellement est le maximum de puissance qu'une centrale peut fournir lorsque :

- tous les groupes sont disponibles et exploités sans contraintes autres que celles qui sont permanentes ;
- le niveau du bief d'amont et celui de la centrale en aval, s'il y a lieu, sont au niveau maximal d'exploitation ;
- la température de l'eau de refroidissement des alternateurs varie au cours de l'année, ce qui peut limiter la puissance de l'alternateur (car variable selon les mois de l'année et l'emplacement des rivières) ;
- les alternateurs sont exploités à la tension nominale ;
- la couverture de la glace en aval de la centrale en hiver augmente le tarage aval, abaisse la hauteur de chute et réduit la puissance maximum de la centrale ;

- les apports peuvent être insuffisants pour maintenir la côte maximale d'exploitation à l'amont, ce qui abaisse la hauteur de chute et réduit la puissance maximale de la centrale.

L'évaluation de l'écart entre la puissance maximale ajustée de l'ensemble des alternateurs du parc du producteur, avec et sans la contrainte minimale de produire de la puissance réactive, donne 270 MW.

Q85.2 Veuillez indiquer comment a été établie la valeur de 67% apparaissant dans la formule citée en préambule.

R85.2 La valeur de 67 % représente le facteur d'utilisation du réseau. Ce facteur d'utilisation correspond au rapport entre la consommation annuelle du marché interne d'Hydro-Québec et la puissance moyenne durant la période de pointe. La formule de calcul est la suivante :

Facteur d'utilisation

$$= \frac{\text{Consommation annuelle}}{\text{Puissance moyenne de pointe} \times 8\,760 \text{ heures}}$$

La puissance moyenne de pointe est calculée sur une période de 300 heures, tandis que la valeur 8 760 représente le nombre d'heures dans une année.

86. Référence : HQT-10 document 1, page 53

Préambule :

Hydro-Québec indique que le service de régulation et de contrôle de fréquence provient de centrales de production et que ceci " ... se traduit par un manque à gagner au niveau des ventes estimée à 180 GWh. "

Demande :

Q86.1 Veuillez fournir la méthodologie utilisée et les hypothèses retenues pour établir la valeur du manque à gagner de 180 GWh “ ...*au niveau des ventes...* ”, en indiquant de quelles ventes il s’agit et en précisant comment ont été traitées les pertes.

R86.1 Le service de régulation et de contrôle de fréquence provient de centrales de production. Le groupe Production d’Hydro-Québec mobilise des moyens de production, qui sont asservis à la régulation et au contrôle de fréquence. Ces centrales doivent conserver une plage réglante, qui se traduit par un écart de rendement.

La méthodologie consiste à faire l’évaluation de l’écart entre les rendements des centrales de production asservies à la régulation et au contrôle de fréquence selon qu’elles produisent de façon optimale ou bien qu’elles assument la tâche de la régulation et du contrôle de la fréquence.

En assumant dans leur fonction d’asservissement la tâche de régulation et de contrôle de la fréquence, les centrales ne sont pas exploitées à leur optimum. L’équivalent énergétique de l’eau turbinée, ainsi mal utilisée à cause d’une exploitation à un moindre rendement pour assurer la régulation et le contrôle de fréquence, conduit à des pertes pour le producteur. Le producteur évalue ces pertes à 180 GWh.

87. Référence : HQT-10, document 1, pages 54 et 55

Préambule :

Hydro-Québec indique que la référence au prix horaire de la tarification en temps réel (TTR) pour établir le tarif du service d’énergie involontaire doit être abandonnée parce que le TTR vise à “ ... *favoriser les ventes additionnelles au delà d’une consommation de référence au tarif régulier, à travers laquelle le client assume l’ensemble des coûts fixes. Ce qui n’est pas le cas de l’énergie involontaire considérée dans le présent service.* ”

Hydro-Québec propose d'introduire " ... un tarif dissuasif... " et de l'établir de façon à ce qu'il corresponde " ... 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 22 du règlement 663 d'Hydro-Québec, majoré de 50%. "

Demandes :

Q87.1 Veuillez indiquer en quoi le tarif basé sur des *coûts variables* permet de remédier au fait que le tarif actuel ne tient pas compte, selon l'argumentation d'Hydro-Québec, des *coûts fixes* de l'énergie fournie dans le cadre du service d'énergie involontaire.

R87.1 Le tarif proposé prend en compte la nature du service considéré ici, celui de l'énergie involontaire provenant d'une variation de la charge alimentée, où le client dispose d'un temps suffisant, pour corriger les écarts horaires enregistrés. En effet, pour des différences mineures à chaque heure entre l'énergie programmée et celle consommée par la charge, il est permis au client de combler la différence à l'intérieur d'un délai de 30 jours en ajustant les livraisons de son énergie afin d'éliminer les écarts. Une différence mineure est celle où l'énergie consommée diffère de l'énergie programmée de moins de 1,5 %, ou 2 MW est aussi considérée comme mineure.

Le client doit compenser le transporteur pour tout écart horaire situé à l'extérieur de la bande définie et aussi pour tous les écarts mineurs horaires accumulés qui n'ont pas été comblés au bout de 30 jours.

Le transporteur a pour responsabilité de faire respecter la programmation, car il doit assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à tout moment.

Le prix TTR anciennement contenu dans le contrat de transport est un prix basé sur le coût marginal court terme.

L'argument d'Hydro-Québec est que cette option tarifaire offerte aux clients de moyenne puissance (tarif MR) et de grande puissance (tarif LR), qui sont des clients de distribution de la charge locale, permet

de récupérer les coûts fixes sur la base de la consommation de référence (consommation normale du client). Seule la consommation marginale de ces clients est payée au prix horaire de la TTR. Ce prix ne contient aucun coût fixe de production, ni de transport, ni de distribution.

Le changement traduit davantage la contrainte à laquelle Hydro-Québec doit faire face pour répondre à un appel non programmé, qui peut survenir à n'importe quel moment. Ainsi, le nouveau tarif proposé est basé sur le coût variable de fonctionnement d'un équipement de pointe, la turbine à gaz, augmenté de 50 %.

Q87.2 Veuillez fournir la méthodologie et les données utilisées pour établir le " *prix de l'énergie associée à la puissance interruptible de 6,94¢/kWh.* "

R87.2 Le prix de l'énergie associé à la puissance interruptible de 6,94 ¢/kWh est défini dans le règlement 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application. Le règlement 663 est entré en vigueur le 1^{er} mai 1998.

Ce prix représente le coût variable de produire un kWh avec une turbine à gaz (TAG). Le calcul de ce prix a été fait lors de la préparation du règlement tarifaire, soit la période couvrant le deuxième semestre de 1997 et le premier trimestre 1998. Les données sont donc valables pour cette période.

Le 6,94 ¢/kWh était obtenu de la façon suivante :

- prix du carburant (mazout N°2) : 23,1 ¢/litre ;
- rendement de la TAG : 31 % ;
- constantes thermiques : 38,68 MJoules/litre et 3,6 MJoules/kWh ;

Ces dernières données conduisent à une consommation spécifique de 0,30 litre de mazout #2 par kWh.

Ce qui donne selon la formule :

prix du combustible * consommation spécifique de la TAG

un coût de l'énergie de 6,94 ¢/kWh.

Si le prix du mazout #2 du mois d'août 2000, qui était de 37,6 ¢/litre devait être considéré, le coût de l'énergie de la même TAG serait aujourd'hui de 11,29 ¢/kWh.

Q87.3 Veuillez indiquer pourquoi Hydro-Québec propose un tarif dissuasif plutôt qu'un tarif basé sur les coûts encourus pour fournir le service.

R87.3 Un producteur doit être capable de livrer l'énergie programmée chaque heure avec précision. Il ne doit en aucun cas contribuer à des perturbations du réseau de transport. La charge qu'il alimente doit être en mesure de consommer avec précision la quantité d'énergie qu'il a convenue avec elle et qu'il a programmée pour elle. Le transporteur se fixe pour objectif de faire respecter la programmation, car il doit assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à tout moment.

Le tarif proposé est donc un tarif dissuasif qui vise uniquement à inciter le client à respecter ses engagements.

Un tarif basé sur les coûts ne traduit pas l'importance de donner le signal adéquat au client de veiller à assumer ses responsabilités en respectant ses engagements en matière de programmation, tout en contribuant à la fiabilité du réseau.

Cette pratique d'un tarif dissuasif est courante chez les transporteurs nord américains (se référer à la réponse de la question 41.1 de la Régie de l'énergie).

Q87.4 Veuillez indiquer quels sont les coûts encourus par Hydro-Québec pour fournir le service d'énergie involontaire.

R87.4 Les coûts encourus pour fournir le service d'énergie involontaire peuvent correspondre au moins aux coûts variables de fonctionnement d'un équipement de pointe, celui de la turbine à gaz, qui est de 6,94 ¢/kWh. L'occurrence de l'énergie involontaire pendant les heures de pointe peut conduire à la mise en place des mesures d'urgences très coûteuses, pouvant aller jusqu'au délestage.

88. Références : HQT-11, document 1 page 4 ligne 17
HQT-11, document 1 page 5 ligne 17

Préambule :

Vous mentionnez : “ *Pour les raisons décrites ci-après, un contrat de service de transport en réseau intégré n'est pas requis pour l'approvisionnement en électricité des clients québécois d'Hydro-Québec.* ”

“ *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.* ”

Demande :

Q88.1 Veuillez préciser quel sera l'impact de cette modification conceptuelle sur:

- i) les obligations de dépôt, notamment celle prévues à l'article 29.2 et 31.6;
- ii) les restrictions de désignation de charges et de ressources en réseau (art.30 et 31);
- iii) les restrictions relatives à l'utilisation du service (art. 28.6)
- iv) les restrictions relatives aux installations du client du réseau intégré (art.29.4);
- v) les procédures d'études supplémentaires pour les demandes de service de transport (art.32);
- vi) les procédures de délestage de charges et de réductions (art.33);
- vii) les ententes d'exploitation (art.35).

- R88.1 i) 29.2 Aucun dépôt n'étant exigé entre unités administratives d'Hydro-Québec, la modification est sans effet à cet égard.
31.6 Aucun dépôt n'est exigé en vertu des dispositions de cet article.
- ii) 30 et 31 Aucun effet ; les obligations demeurent les mêmes. Voir également notre réponse à votre question 22.1.
- iii) Aucun effet ; les restrictions demeurent les mêmes.
- iv) Aucun effet ; les définitions des réseaux de distribution et de transport d'électricité contenues à la *Loi sur la Régie de l'énergie* sont claires. Les responsabilités respectives du distributeur et du transporteur d'électricité sont elles aussi claires.
- v) Aucun effet.
- vi) Aucun effet.
- vii) Aucun effet.

89. Référence : HQT-11, document 2

Demandes :

Q89.1 Veuillez élaborer sur les avantages de définir des conditions de transport spécifiques aux clients de charge locale à même le contrat de service de transport.

R89.1 Tel qu'expliqué à la pièce HQT-11, Document 1, pages 4 à 6 de 14, Hydro-Québec propose de modifier l'intitulé du *Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau* pour le titre plus approprié de *Tarifs et Conditions du service de transport d'Hydro-Québec*.

Cette nouvelle désignation est plus conforme à la nature de ses pouvoirs réglementaires en matière de tarification tels que décrits à l'article 48 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et respecte plus justement la nature intégrée d'Hydro-Québec. Cet ajustement n'a aucun impact sur les conditions de transport de la charge

locale, qui demeurent les mêmes quel que soit l'intitulé que l'on choisit. Par ailleurs, l'avantage de regrouper toutes les conditions de transport dans un même document, outre la simplicité, est de permettre de les comparer plus facilement.

Q89.2 La possibilité de définir les conditions de transport des clients de charge locale dans un document distinct a-t-elle été envisagée?
Élaborer

R89.2 Non. Nous ne voyons aucun avantage à le faire.

90. Références : HQT-11, document 1 page 2 ligne 18
HQT-11, document 2

Préambule :

Vous mentionnez: “ *Pour l’élaboration du contrat, Hydro-Québec a adapté au contexte québécois, dans la mesure du possible, le contrat type (Pro Forma Open Access Transmission Tariff) que la FERC avait elle-même publié dans son ordonnance no 888 du 24 avril 1996.* ”

Demande :

Q90.1 Veuillez présenter un tableau qui précise, pour chacune des modifications proposées au contrat de service de transport :

- i) la raison d’être du passage original dans le contexte du pro forma de l’ordonnance 888 de la FERC;
- ii) une explication de votre demande de modification compte tenu de votre réponse en i), incluant notamment les faits et motifs à l’origine de votre demande;
- iii) le cas échéant, la procédure prévue dans le texte proposé pour résoudre la problématique identifiée en i).

R90.1 i) Hydro-Québec n’a fait aucune étude ou analyse visant à déterminer les motifs qui ont guidé la FERC dans l’établissement du texte de son contrat *pro forma*.

ii) Comme nous l’indiquons à la pièce HQT-11, Document 1, p. 2, lignes 18-25, pour l’élaboration du *Contrat* de 1997, Hydro-Québec avait adapté le pro forma au contexte québécois, dans la mesure du

possible. Aujourd'hui, nous croyons opportun de mettre à jour le **Contrat** et d'en améliorer l'adaptation au contexte québécois.

iii) Voir nos réponses à i) et ii) ci-dessus.

91. **Références** : HQT-11, document 1 page 6 ligne 6
HQT-2, document 1 page 16 ligne 25

Préambule :

Monsieur Régis mentionne: “ *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.* ”

Monsieur Vaillant mentionne : “ *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. Les excédents ponctuels de capacité de transport sont ensuite commercialisées (principalement au moyen d'ententes relatives à du service de transport point à point) afin d'optimiser l'utilisation du réseau de transport et partant, de réduire le coût du service de transport pour les clients de la charge locale, c'est-à-dire pour l'ensemble des Québécois.* ”

Il est également mentionné : “ *En outre, une fois les besoins des Québécois satisfaits, les réservations pour le service de transport ferme à long terme de point à point bénéficient d'une priorité égale à celle des clients de charge locale et des clients du service de transport en réseau intégré (article 13.2.).* ”

La lecture des Tarifs et conditions semble indiquer que les clients de charge locale, du service en réseau intégré et du service point à point ont un niveau égal de priorité (par exemple article 13.6, 28.2, 28.3, 30.5 et appendice C).

Demande :

Q91.1 Veuillez réconcilier ces citations avec les Tarifs et conditions et identifier le ou les articles des Tarifs et conditions qui permettent au transporteur de privilégier la “ satisfaction des besoins des Québécois ” par rapport à tout autre client du service en réseau intégré et/ou du service ferme point à point. Veuillez expliquer votre raisonnement.

R91.1 Comme nous l'avons exprimé, entre autres, à la ligne 5 de la page 5 de la pièce HQT-11, Document 1, en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et de la *Loi sur Hydro-Québec*, Hydro-Québec a l'obligation de desservir les clients de la charge locale. Il s'agit là de la mission de base d'Hydro-Québec, de sa raison d'être fondamentale. Le réseau de transport d'Hydro-Québec est planifié, conçu, construit, exploité et entretenu pour satisfaire d'abord et avant tout les besoins de la charge locale (Voir par exemple les pièces HQT-2, Document 1, p. 16, lignes 25-28 ; HQT-4, Document 1, p. 6, lignes 11-12 ; p. 7, lignes 10-17 ; HQT-11, Document 1, p. 5, lignes 21-22).

De plus, comme nous l'affirmons clairement dans notre demande (pièces HQT-4, Document 1, p. 7, lignes 17-18 ; et HQT-11, Document 1, p. 5, ligne 22 à p. 6, ligne 2), seule la capacité de transport qui excède les besoins québécois est commercialisée au moyen de contrats de service de transport de point à point.

Par ailleurs, dans l'éventualité où les 9 réseaux municipaux et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville opéreraient pour un service de transport en réseau intégré, il serait normal qu'ils continuent de bénéficier d'une qualité de service de transport identique à celle à laquelle ils ont actuellement droit à titre de clients de charge locale.

En dernier lieu, une fois les besoins de la charge locale totalement satisfaits, Hydro-Québec doit rendre aux clients du service de transport ferme de point à point le service auquel il sont en droit de s'attendre, c'est-à-dire un service ferme, un service sur lequel ils peuvent compter. Il s'agit d'un engagement sur lequel le transporteur ne revient pas.

Quant aux dispositions des *Tarifs et Conditions* qui permettent de privilégier la satisfaction des besoins de la charge locale, citons :

- l'article 9 qui mentionne l'obligation légale qu'a le transporteur " de construire et d'exploiter son

réseau, afin de répondre de façon fiable aux besoins en électricité [des clients de la charge locale] ” ;

- l'Appendice C qui établit l'ordre de priorité pour la satisfaction des besoins, pour fins de détermination de l'ATC.

92. Références : HQT-11, document 2 art. 1.5
HQT-4, document 1 page 6 ligne 28 à page 7 ligne 8

Préambule :

L'article 1.5 définit la notion de charge en réseau.

Vous mentionnez : “ *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.* ”

Demande :

Q92.1 Veuillez réconcilier l'absence de la notion de client de charge locale dans la définition de charge en réseau (art. 1.5) et son inclusion dans la définition de ressource en réseau (art. 1.40) compte tenu notamment de la deuxième référence).

R92.1 Il n'y a pas, selon nous, incompatibilité entre les deux dispositions, surtout compte tenu des dispositions de l'article 28.2 des *Tarifs et Conditions*. Cependant, si la Régie le juge à propos, nous pourrions modifier l'article 1.5 dans le sens qu'elle indiquerait.

93. Référence : HQT-11, document 2 article 1.49

Préambule :

L'article 1.49 définit la notion de transporteur dans le contrat du service de transport pour l'accessibilité à son réseau.

Demande :

Q93.1 Veuillez préciser si le passage de la notion de “ transmission provider ” telle que définie dans le pro forma de l’ordonnance 888 de la FERC, à la notion de “ transporteur ” telle que définie dans les Tarifs et conditions a été fait de façon à préserver l’esprit original du texte des articles 19.2 iii), 19.3, 23.2, et 32.2 iii). Expliquer

R93.1 La modification est faite pour refléter les dispositions pertinentes de la *Loi sur la Régie de l’énergie*, en particulier la définition de transporteur.

94. Référence : HQT-11, document 2 art. 5.1

Préambule :

L’article 5.1 fait référence à la notion de droit applicable.

Demandes :

Q94.1 Veuillez préciser si “ la Convention de service ” tel que mentionnée à l’article 5.1 réfère à la même notion que celle définie à l’article 1.13.

R94.1 Oui.

Q94.2 Les modifications proposées à l’article 5.1 viennent-elles limiter l’application de cet article aux seules “ conventions de service ” définies à l’article 1.13 en excluant, notamment, les conventions d’exploitation de réseau, d’étude d’impact sur le réseau, de service accéléré et d’avant-projet? Expliquer et, le cas échéant, justifier.

R94.2 Les précisions apportées à l’article 5.1 ne sont pas du tout limitatives.

Comme il y est expressément stipulé, la *Convention d’exploitation du réseau* fait partie des *Tarifs et Conditions*.

La “ convention de service accéléré ” constitue une convention de service aux sens des dispositions de l’article 1.13 des *Tarifs et Conditions*.

Quant aux études d'impact sur le réseau et aux études d'avant-projet, elles découlent de l'application des dispositions des *Tarifs et Conditions*.

Pour toutes ces raisons, nous sommes d'avis que les dispositions de l'article 5.1 s'appliquent aux documents mentionnés ci-dessus.

95. Référence : HQT-11, document 2 art. 6.2

Préambule :

L'article 6.2 fait référence à la fiabilité des réseaux de transport et de distribution.

Demandes :

Q95.1 Veuillez préciser la problématique qui justifie l'introduction de cet article.

R95.1 Il est de l'intérêt du transporteur d'électricité que tous les réseaux, tant de transport que de distribution, qui sont interconnectés avec le sien soient assujettis à des normes de fiabilité qui soient, à tout le moins, équivalentes et compatibles avec celles auxquelles il est lui même assujetti. Comme, toutefois, les autres transporteurs d'électricité dont les réseaux sont situés dans les limites territoriales du Québec ne sont pas réglementés par la Régie et les distributeurs québécois d'électricité autres qu'Hydro-Québec ne sont que partiellement réglementés, les normes de fiabilité que la Régie approuvera éventuellement en vertu de l'article 73.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* ne seraient opposables qu'à TransÉnergie. Le nouvel article 6.2 des *Tarifs et Conditions du service de transport d'Hydro-Québec* permet d'imposer à tous les réseaux québécois de transport et de distribution d'électricité, directement ou indirectement, par le biais d'une condition du service de transport contracté auprès de TransÉnergie, les normes de fiabilité que la Régie approuvera pour le transporteur d'électricité.

Q95.2 Veuillez préciser comment les objectifs identifiés précédemment ont été atteints dans d'autres juridictions ayant adopté le pro forma de l'ordonnance 888 de la FERC.

R95.2 Hydro-Québec sait que dans certaines juridictions, comme en Colombie-Britannique, par exemple, tous les membres d'un organisme de normalisation, le Western Systems Coordinating Council en l'occurrence, se lient, par une entente contractuelle sujette à ratification par les organismes de réglementation, le cas échéant, au respect par eux ainsi qu'à l'imposition à tout client du service de transport, de normes de fiabilité approuvées par ledit organisme de normalisation. Ailleurs, comme en Ontario, la législation applicable au marché de l'électricité peut prévoir qu'un organisme de réglementation du marché, la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité («SIGMÉ») de l'Ontario en l'occurrence, établit des règles pour maintenir la fiabilité des services d'électricité et que, par l'imposition de conditions dans les permis qui sont requis pour participer à quelque titre que ce soit au marché de l'électricité, ces règles deviennent obligatoires pour tous les participants. Outre les règles des divers organismes régionaux de normalisation associés au North American Electricity Reliability Council («NERC») et la réglementation de la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») elle-même qui exerce sa juridiction à l'égard des transporteurs inter-étatiques d'électricité, Hydro-Québec ne peut davantage préciser comment la problématique de la fiabilité des réseaux de transport d'électricité est traitée dans les autres juridictions ayant adopté le pro forma de l'ordonnance 888 de la FERC.

Q95.3 Veuillez expliquer pourquoi les objectifs recherchés par l'ajout de cet article au contrat de service de transport ne peuvent être atteints grâce, notamment, aux articles 13.6, 14.7, 19.6, 23.2, 29.3, 29.4 et 33.7.

R95.3 Les dispositions des articles des *Tarifs et Conditions* qui sont cités par la Régie, soit les articles 13.6, 14.7, 19.6, 23.2, 29.3, 29.4 et 33.7, quoiqu'elles visent toutes à assurer l'exploitation fiable du réseau de transport

d'électricité d'Hydro-Québec, n'imposent pas, comme tel, aux autres transporteurs d'électricité dont les réseaux sont situés dans les limites territoriales du Québec et aux distributeurs québécois d'électricité autres qu'Hydro-Québec les normes de fiabilité que la Régie approuvera pour le transporteur d'électricité comme le fait nécessairement, soit directement, soit indirectement, l'article 6.2 qui est proposé.

96. Référence : HQT-11, document 2 art 1.26, 3, 4, 17.2, 18.2 et 29.2

Demande :

Q96.1 Veuillez déposer la partie 37 des règlements de la Commission et expliquer les raisons du maintien de cette référence dans chaque article.

R96.1 La partie 37 des règlements de la Commission est déposée comme pièce HQT-11, document 3. Cette partie décrit les caractéristiques et le fonctionnement du système OASIS. Le système OASIS utilisé par TransÉnergie est conforme à cette description et le transporteur désire maintenir un système comparable à celui décrit dans la partie 37 susmentionné, d'où la référence à chaque article.

97. Référence : HQT-11, document 2, art. 10.1

Préambule :

Force majeure

Demande :

Q97.1 Compte tenu de l'article 5.1, veuillez réconcilier la notion de force majeure telle que décrite à l'article 10.1 à la notion de force majeure telle qu'appliquée au Québec.

R97.1 Les dispositions de l'article 10.1 sont tout à fait compatibles avec " la notion de force majeure telle qu'appliquée au Québec ", que ce soit en vertu des

dispositions pertinentes du Code civil du Québec (C.c.Q.) ou de la jurisprudence.

Notons que les dispositions de l'article 1470 C.c.Q. ne sont que supplétives ; les parties contractantes ont toute la latitude nécessaire pour donner à la notion de force majeure la définition la plus adaptée à l'objet du contrat, en l'occurrence les *Tarifs et Conditions*.

98. **Références :** HQT-11, document 2 art. 19.4
HQT-11, document 2 art.32.3
HQT-11, document 2 art. 32.4

Préambule :

Il est mentionné à l'article 19.4, “ *Le client du service de transport a un délai de trente (30) jours pour signer une convention de service ou demander le dépôt d'une convention de service non signée et pour fournir la lettre de crédit ou toute autre forme de garantie requise, sous peine de voir sa demande cesser d'être une demande complète et être réputée résiliée et retirée.* ”

De plus, il est mentionné à l'article 32.3, “ *Pour qu'une demande demeure une demande complète, dans les quinze (15) jours de l'achèvement de l'étude d'impact sur le réseau, le client admissible doit signer une convention de service ou demander le dépôt d'une convention de service non signée, sous peine de voir la demande réputée résiliée et retirée.* ”

Finalement, on mentionne à l'article 32.4 “ *Le client admissible a un délai de trente (30) jours pour signer une convention de service ou demander le dépôt d'une convention de service non signée et pour fournir la lettre de crédit ou toute autre forme de garantie requise, sous peine de voir sa demande cesser d'être une demande complète et être réputée résiliée et retirée.* ”

Demande :

Q98.1 Veuillez réconcilier les phrases citées dans le préambule avec la suppression de l'article 15.3

R98.1 Il y a en effet incompatibilité entre la suppression de l'article 15.3 et le texte des articles 19.4, 32.3 et 32.4 tel qu'il apparaît à la pièce HQT-11, Document 2. Il s'agit là d'un élément qui a échappé à notre attention.

Les articles 19.4, 32.3 et 32.4 devraient être modifiés par la suppression des mots “ ou demander le dépôt d’une convention de service non signée ”.

99. Référence : HQT-11, document 2, articles 13.4, 14.4, 27, 29.5, 31.2 et 34.

Préambule :

Aux articles 13.4 et 14.4, Hydro-Québec indique que “ *Les conventions de service signées renfermant l’information exigée aux termes des présentes doivent être déposées auprès de la Régie conformément aux conditions fixées par elle.* ”

À l’article 27, Hydro-Québec indique que le client du service de transport doit, lorsque de nouvelles installations sont requises, “ *... payer les coûts y afférents conformément aux conditions fixées par la Régie.* ”

L’article 29.5 indique que “ *Le transporteur déposera les conventions des services auprès de la Régie conformément aux conditions fixées par elle.* ”

L’article 31.2 indique que “ *Les frais associés aux nouvelles installations nécessaires à l’interconnexion ... seront imputés au client du réseau intégré conformément aux conditions fixées par la Régie.* ”

L’article 34 stipule que “ *Le client du réseau intégré doit payer au transporteur les frais relatifs aux installations d’attribution particulière et aux services complémentaires et les coûts d’études applicables, conformément aux conditions fixées par la Régie...* ”

Demande :

Q99.1 Veuillez proposer à la Régie, pour chacun des articles mentionnés ci-dessus, les conditions qu’elle doit fixer.

R99.1 Articles 13.4, 14.4 et 29.5 : Hydro-Québec pourrait déposer les conventions de service une fois l’an, en début d’année. Par ailleurs, il est possible que la Régie doive fixer certaines conditions relatives à la confidentialité de certaines informations contenues dans les conventions, à la demande des clients du service de transport.

Articles 27, 31.2 et 34 : Les conditions que propose Hydro-Québec sont énoncées à la pièce HQT-10, Document 1, pages 36 à 45. La Régie pourrait également fixer des conditions dans des décisions qu'elle rendrait sur une plainte d'un client du service de transport, conformément aux dispositions de l'article 12.1 des *Tarifs et Conditions*.

100. Références : HQT-11, document 2, article 13.5
HQT-10, document 1, page 39 de 66

Préambule :

Hydro-Québec propose à la pièce HQT-10, document 1, “ ... *que les ajouts de capacité réalisés pour répondre aux besoins particuliers d'un client du service en réseau intégré et de point à point, soient intégrés au coût du service de transport, jusqu'à concurrence du tarif annuel de transport ou de son équivalent.* ”

Par ailleurs, l'article 13.5 indique que les frais relatifs à une nouvelle répartition, à l'amélioration du réseau ou à des installations d'attribution particulière “ ... *seront facturés au client du service de transport en vertu des présentes ...* ”

Demande :

Q100.1 Veuillez concilier les deux énoncés cités ci-dessus.

R100.1 Les frais relatifs à une nouvelle répartition seront déterminés cas par cas.

Quant aux frais relatifs à des améliorations au réseau ou à des installations d'attribution particulière, voir notre réponse à votre question 99.1 relativement aux articles 27, 31.2 et 34.

101. Référence : HQT-11, document 2, article 33.3

Préambule :

L'article 33.3 indique que "*Lorsque le transporteur met en œuvre des procédures de nouvelle répartition au moindre coût par suite d'une contrainte de transport, les clients du service de transport ferme de point à point, les clients de charge locale et les clients du réseau intégré supportent tous une quote-part proportionnelle du coût de la nouvelle répartition.*"

Demandes :

Q101.1 Veuillez indiquer sur quelle base sera établie la "*quote-part proportionnelle*" des clients du service de transport ferme de point à point, des clients de charge locale et des clients de réseau intégré.

R101.1 La quote-part proportionnelle des clients serait établie sur la base des MW programmés.

Q101.2 Veuillez indiquer la nature des coûts qu'entraînent pour le transporteur la mise en œuvre "*... des procédures de nouvelle répartition au moindre coût par suite d'une contrainte de transport...*". Est-ce que la nouvelle répartition touche uniquement le transport ou peut-elle aussi affecter des moyens de production?

R101.2 Les coûts qu'entraînent la mise en œuvre de procédures de nouvelle répartition à la suite d'une contrainte de transport sont des coûts de production, par exemple le coût de démarrer une centrale ou de la faire fonctionner plus intensément. Ainsi, si des montants étaient facturés aux clients par le transporteur, ils devraient être remboursés aux producteurs mis à contribution.

102. Références : HQT-11, document 2, articles 26 et 34.5
HQT-7, document 3.2

Préambule :

L'article 26 des *Tarifs et Conditions* fait référence à la notion de coûts non recouvrables : "*Le transporteur peut récupérer ses coûts non recouvrables des clients du service de transport conformément aux conditions déterminés*"

par la Régie. Toutefois, le transporteur doit soumettre séparément à la Régie toute proposition spécifique relativement aux coûts non recouvrables.” L’article 34.5 traite aussi des coûts non recouvrables.

À la pièce HQT-7, document 3.2, le rapport des vérificateurs sur les immobilisations attribuées à la division TransÉnergie mentionne que la vérification “ comprend également l’évaluation des estimations importantes faites par la direction en rapport avec l’amortissement et aux coûts jugés irrécupérables, ... ”.

Demandes :

Q102.1 Veuillez définir “ coûts non recouvrables ” et identifier à quelles activités d’Hydro-Québec ils se rapportent.

R102.1 Dans le contexte de l'article 26, on entend par coûts non recouvrables les coûts que le transporteur n'est plus en mesure de récupérer en raison du fonctionnement du marché. Généralement, ces coûts se réfèrent à des actifs dont la valeur, en partie ou en totalité, ne peut être récupérée auprès de ses clients. Un exemple possible serait le cas d'un actif de transport devenu sous-utilisé suite au choix d'un réseau municipal de s'approvisionner à partir de centrales situées sur son territoire.

Q102.2 Veuillez indiquer les circonstances dans lesquelles le transporteur entend soumettre à la Régie des propositions de récupération des coûts non recouvrables.

R102.2 Hydro-Québec n'a pas encore statué si elle entend soumettre des propositions au fur et à mesure des circonstances qui les justifieraient ou dans le cadre d'une discussion générique.

Q102.3 Veuillez indiquer quelles conséquences aurait pour le transporteur le retrait des articles 26 et 34.5.

R102.3 Hydro-Québec n'est pas contre le retrait des articles 26 et 34.5 si celui-ci n'a aucun impact sur ses droits de récupérer ses coûts de transport.

103. Référence : HQT-11, document 2, articles 15.7 et 28.5

Préambule :

La requête fixe à 5,2 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison le facteur applicable de pertes de transport. Par ailleurs, il est mentionné que “ *Le transporteur se réserve le droit de remplacer ce taux par des taux spécifiques, qui peuvent varier selon les chemins de transport et les périodes. Ces nouveaux taux seront affichés sur OASIS* ”.

Demandes :

Q103.1 Veuillez indiquer si un taux de pertes distinct pour chacun des clients du service de point à point a été envisagé, étant donné leur utilisation différente du réseau de transport.

R103.1 Non, un taux de pertes distinct n'a pas été envisagé pour chacun des clients du service de point à point.

Q103.2 Dans la négative, veuillez justifier pourquoi cette option n'a pas été envisagée. Dans l'affirmative, veuillez présenter sommairement les résultats et expliquer pourquoi un taux distinct n'a pas été retenu.

R103.2 Un taux de pertes unique peut être mesuré de façon relativement précise sur la base de données réelles alors qu'une mesure spécifique à un chemin laisse place à beaucoup d'arbitraire et d'imprécision, tout en devenant très complexe au fur et à mesure que l'on ajoute des chemins.

De plus, l'approche retenue, soit un taux uniforme pour tous les services de transport sans différenciation géographique et dans le temps, est conforme au principe d'uniformité territoriale, comme l'est d'ailleurs l'approche timbre-poste de la tarification du service de transport, qui ne fait pas de différenciation sur la localisation géographique des clients.

Q103.3 Veuillez indiquer si Hydro-Québec entend soumettre à la Régie les taux spécifiques mentionnés aux articles 15.7 et 28.5.

R103.3 Cette possibilité n'est pas envisagée actuellement.

Q103.4 Veuillez expliquer en quoi l'utilisation de taux spécifiques pouvant varier selon les chemins de transport respecte le principe de l'uniformité territoriale des tarifs.

R103.4 Voir la question 103.3. Notons également que les pertes de transport sont assumées par les clients du réseau de transport.