

RÉPONSES AUX QUESTIONS DE OPTION CONSOMMATEURS

The Hydro Quebec objectives in their transmission tariff design are provided in the Direct Testimony of Dr. Ren Orans; HQT-10, Document 4; Page 3; Lines 2 to 11
As stated the major objectives for 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.*

The main purpose of the following interrogatories is to allow the Option consommateurs (OC) to explore alternative transmission tariff design that would also meet the above objectives.

1. Reference: HQT-7, Document 2; Page 2 & HQT-10, Document 2; Page 3; Line 12.

Using the definition of cost pools outlined below please allocate the elements of the rate base outlined in HQT-7, Document 2 to each cost pool. Once the rate base has been allocated to each cost pool, please provide the total capital and operating costs associated with each cost pool. These costs include operation and maintenance expense, depreciation, interest charges, applicable taxes and return on equity associated with the rate base items allocated to each cost pool. In total, the costs allocated to each cost pool should equal 2,674 (\$million) as outlined in HQT-10, Document 2; Page 3; Line 12.

The following provides the definition of cost pools.

Network Pool:

The transmission facilities that are used for the common benefit of all customers are categorized as Network assets, and the associated costs would be allocated to the Network Pool. In general, these are the assets that form the 'back-bone' of the transmission system. If an outage were to occur on these facilities a significant number of transmission customers would be without power. The network pool assets are simply defined as the total assets minus the connection pool assets. The connection pool assets include transformation connection assets and line connection assets defined as follows.

Line Connection Pool:

Transmission circuits, or their sections, that are radial are categorized as Line Connection assets. These facilities are not needed to reinforce the

'back-bone' transmission system that is commonly shared by a large portion of, or the entire, provinces. Typically, these facilities are one or more 'spur' lines, which come off the main transmission system and provide connection for one or more transmission customers that can be identified. In other words, if an outage were to occur on these lines a relatively few number of transmission customers would be without power.

Transformer Connection Pool:

The Hydro Quebec owned transformers station facilities that drop the voltage below 44kV would be categorized as Transformation Connection assets and the associated costs would be allocated to the Transformation Connection Pool. Generally, these are transformation facilities that provide a transformation service to one or more transmission customers that can be identified.

R1. Le 2 juin dernier, dans sa décision D-2000-102 (page 67), la Régie de l'énergie précisait à Hydro-Québec les données à fournir en matière d'allocation des coûts de transport par fonction.

Malgré le fait qu'Hydro-Québec ne fait pas appel à une allocation des coûts par fonction pour établir ses tarifs, elle s'est soumise à la décision de la Régie et a fourni les informations demandées.

Nous sommes d'avis que la présente question d'Option Consommateur, qui demande une allocation des coûts selon d'autres fonctions, va au-delà de ce que la Régie a retenu pour les fins de cette cause.

2. **Reference: HQT-4, Document 2, Page 13, Line 2; HQT-10, Document 1 Page 21 Line 5; HQT-10 Document 1; Page 25, Line 10 and HQT-10 Document 4; Page 13, Line 27 to Page 14, Line 1.**

As stated by Dr. Ren Orens in his evidence HQT-10 Document 4; Page 13, Line 27 to Page 14, Line 1:

'Yes, it is, with the exception that FERC generally recommends that transmission owners base their rates on the sum of the monthly coincident peaks (12-CP basis), rather than on a single annual peak (1-CP). Hydro-Québec has chosen to use both the 12-CP and 1-CP methods in its rate design.'

- a) Please confirm the 1-CP value referenced in Dr Orens evidence is equivalent to 35 570 (MW) as outlined in the table provided in HQT-10, Document 1, Page 21 Line 5.

R2a) Oui, la valeur de la pointe annuelle (1-CP) à laquelle le Dr. Orans fait référence à la pièce HQT-10, document 4, page 13, ligne 27 à page 14, ligne 1, est égale à 35 570 MW

- b) Please confirm the 12-CP value referenced in Dr Orens evidence is equivalent to 333 210 (MW) as outlined in HQT-10, Document 1, Page 25, Line 10.

R2b) Oui, la somme des pointes annuelles coïncidentes (12-CP) à laquelle le Dr. Orans fait référence à la pièce HQT-10, document 4, page 13, ligne 27 à page 14, ligne 1, est égale à 333 210 MW.

- c) Please confirm the 333 210 provided in HQT-10, Document 1, Page 25, Line 10 is equivalent to the sum of the monthly amounts shown under the 'Total' column in the table provided in HQT-10, Document 1, Page 21, Line 5.

R2c) Oui, la valeur de 333 210 MW indiquée à la pièce HQT 10, document 1, page 25, ligne 10 correspond à la somme des montants mensuels présentés dans la colonne " Total " de la pièce HQT-10, document 1, page 21, ligne 5.

- d) Please confirm the 'Pointe annuelle' of 31 756 MW shown in the table provided in HQT-10, Document 1, Page 21, Line 5 under the column 'Charge locale' is equivalent to the 'Pointe annuelle (MW)' outlined in the table provided in HQT-4, Document 2, Page 13, Line 2 under the column '2001' for the category 'Charge locale du transporteur'.

R2d) Oui, la pointe annuelle de 31 726 MW présentée à la colonne " Charge locale " du tableau de la pièce HQT-10, document 1, page 21, ligne 5 correspond à la ligne " Pointe annuelle (MW) " du tableau présenté à la pièce HQT-4, document 2, page 13, ligne 2 sous la colonne " 2001 " de la catégorie " Charge locale du transporteur ".

- e) Please provide the actual 'Pointe annuelle' for 1997 for the local load determined in the same manner as the 31 756 MW referenced in d).

R2e) Pour l'année 1997, la pointe annuelle réelle de la charge locale, établie selon la même méthode que la prévision de la pointe annuelle de l'année 2001, correspond à 30 163 MW. La pointe annuelle réelle normalisée pour l'année 1997 correspond quant à elle à 30 164 MW.

- f) Please provide a breakdown of the 35 570 (MW) shown in HQT-10, Document 1 Page 21, Line 5 by residential, commercial and industrial sectors.

R2f) La répartition par secteur de consommation de cette pointe annuelle n'est pas disponible.

- g) Please provide a breakdown of the 333 210 (MW) HQT-10 Document 4, Page 25, Line 10 by residential, commercial and industrial sectors.

R2g) La répartition par secteur de consommation de cette somme de pointes mensuelles n'est pas disponible.

- h) In some cost allocation methods the sum of the monthly non-coincident peaks (12-NCP basis), are used to allocate costs. Using the same format as the table provided in HQT-10, Document 1, Page 21, Line 5 please provide the monthly values that would be needed to define the 12 NCP value for Hydro Quebec for 2001.

R2h) L'information demandée n'est pas disponible. Par ailleurs, le tarif de transport a été établi en considérant les demandes de la charge locale et du service point à point pour lesquels le tarif de transport s'appliquera. Les composantes utilisées ne sont pas nécessairement des pointes coïncidentes.

La notion de pointes non coïncidentes telle qu'énoncée dans la question fait référence à la puissance maximale des catégories tarifaires de la charge locale. La somme de ces pointes non coïncidentes est plus élevée que la pointe coïncidente. La différence entre les deux mesures s'explique par la complémentarité des

charges des différentes clientèles au moment de la pointe coïncidente de la charge locale.

Cette méthode sert notamment à répartir des coûts de certaines composantes du réseau de transport qui s'associent davantage au niveau des clients qu'à la pointe du réseau (ex : la répartition et la transformation). Dans le contexte présent, l'utilisation de la méthode non coïncidente n'est pas appropriée puisque la proposition d'Hydro-Québec ne fait pas appel à une allocation spécifique des coûts aux différentes fonctions du réseau de transport, de même qu'aux différentes catégories tarifaires.

D'autre part, l'utilisation de la méthode non coïncidente pour l'ensemble des coûts de transport aurait pour incidence de surévaluer la portion de la charge locale, en la privant de la complémentarité des charges des différentes catégories de clients qui survient au moment de la pointe coïncidente.

- i) Please provide a breakdown of the answer to h) by residential, commercial and industrial sectors.

R2i) Voir réponse à la question 2h) d'Option consommateurs.

3. Reference: HQT-4, Document 2, Page 7, Line 19 to 20 and HQT-10, Document 1 Page 21, Line 5

- Q3a) In HQT-4, Document 2, Page 7, Line 19 to 20 there is a reference to 21 zones. Please provide a table showing on a monthly basis how each of the 21 zones contributes to the monthly amount shown under the 'Total' column in the table at HQT-10, Document 1 Page 21 Line 5

R3a) La contribution de chacune des 21 zones aux pointes mensuelles indiquées n'est pas disponible.

- Q3b) For the information provided in the response to a) please provide a percentage breakdown between residential, commercial and industrial on a monthly basis for each of the 21 zones.

R3b) La répartition par secteur de consommation de la contribution de chacune des 21 zones aux pointes mensuelles indiquées n'est pas disponible.

4. Reference: HQT-4, Document 2, Page 7, Line 19 to 20 and response to 2 h)

- a) Please provide a table showing on a monthly basis how each of the 21 zones contributes to the monthly amount shown in the response to 2 h)

R4a) Ce type d'information n'est pas disponible.

- b) For the information provided in the response to a) please provide a percentage breakdown between residential, commercial and industrial on a monthly basis for each of the 21 zones.

R4b) Ce type d'information n'est pas disponible.

5. Reference: HQT-4, Document 2, Page 13, Line 2

The table provided at HQT-4, Document 2, Page 13, Line 2 provides the assumption of the average growth rate by sector as follows

Domestique et agricole	0,9%
General et institutional	1,0%
Industriel-PME	1,8%
Industriel-GRANDS ENT.	1,6%
Autres	1,3%
Total	1,3%

Please provide for each of the years 1990 to 1999 the actual annual energy growth rate for each of the above sectors as well as the total.

R5. Voir tableau suivant.

Ventes au Québec ¹														
Par secteur de consommation														
Historique														
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Croissance 1989-1999		
												Totale	en % ²	
Ventes au Québec en TWh														
Domestique et agricole	46,6	47,4	47,6	49,0	48,8	49,4	49,3	50,3	50,6	50,8	51,4	4,8	1,0%	
Général et institutionnel	28,4	28,2	28,5	28,1	28,1	28,2	29,0	29,1	29,3	29,4	30,0	1,6	0,6%	
Industriel	46,5	45,9	48,1	49,6	54,6	56,6	59,3	59,6	61,8	62,0	63,4	16,9	3,1%	
Autres	4,6	4,7	4,7	4,8	4,7	4,7	4,8	5,3	4,6	4,7	4,6	0,0	0,0%	
TOTAL	126,1	126,2	128,8	131,6	136,1	138,9	142,3	144,4	146,4	146,9	149,4	23,3	1,7%	
Taux de croissance annuel des ventes au Québec														
Domestique et agricole	1,7%	0,5%	3,0%	-0,5%	1,3%	-0,3%	2,2%	0,6%	0,3%	1,3%				
Général et institutionnel	-0,8%	1,0%	-1,1%	-0,3%	0,6%	2,6%	0,5%	0,7%	0,3%	2,0%				
Industriel	-1,3%	4,7%	3,2%	10,1%	3,6%	4,7%	0,6%	3,7%	0,2%	2,3%				
Autres	2,6%	-0,6%	1,7%	-2,4%	0,0%	3,5%	9,3%	-12,6%	3,1%	-2,5%				
TOTAL	0,1%	2,1%	2,1%	3,5%	2,0%	2,5%	1,4%	1,4%	0,3%	1,7%				

¹ Données publiées normalisées pour les conditions climatiques et corrigées pour les ajustements du facturé/livré et les années bissextiles.

L'année 1998 est également corrigée de l'impact du verglas (1,1 TWh).

² Taux de croissance annuel moyen.

6. Reference: HQT-10, Document 1, Page 32, Line 1

In the table shown at HQT-10, Document 1, Page 32, Line 1 the local load service is assigned a MW value of 31 726 and the revenues charged to the local service are proposed to be 2 385 (\$million)

- a) Please confirm the annual transmission tariff is equivalent or essentially equal to the annual transmission tariff for the point-to-point service.

R6a) Oui.

Voir la réponse à la question 3 a) de OPG (Ontario Power Generation).

- b) Please explain in detail how the revenues of 2 385 (\$ million) will be collected from the transmission customers using the local service.

R6b) Puisque le distributeur est le seul client de transport qui dessert les consommateurs de la charge locale, celui-ci doit payer la facture de 2 385 M\$. L'allocation de ce montant parmi les catégories tarifaires prévues au Règlement tarifaire n° 663 sera traitée lors de la cause du distributeur.

7. Reference: HQT-10, Document 1, Page 20 Line 1

In the table that is provided at HQT-10, Document 1, Page 20 Line 1 there is reference to a 7% loss factor in the first row and a reference to a 5.2% loss factor in last row of the table. Please provide a detail explanation for the difference in the loss factor.

R7. Le taux de 7 % correspond au taux de pertes actuellement applicable au service de transport de point à point alors que le taux de 5,2 % correspond au taux de pertes proposé pour l'année 2001 pour l'ensemble des services. La pièce HQT-10, document 3 décrit la méthodologie utilisée pour établir le taux de pertes de transport et explique les différences entre les deux taux de pertes.

8. Reference: HQT-10, Document 1, Page 22 Line 7

The table shown at HQT-10, Document 1, Page 22 Line 7 provides a transmission revenue at existing rates of 2 491 (\$Million) and a proposed 2001 transmission revenue requirement of 2 674 (\$Million) for a deficiency of 183 (\$Million).

- a) Please provide a table that breakdown the 2 461 (\$Million) into the following components;
- i. Operations and maintenances expense;
 - ii. Depreciation;
 - iii. Applicable Taxes
 - iv. Interest Charges
 - v. Return on Equity
 - vi. Other

R8a)

Tableau 1
Établissement des revenus générés par les tarifs actuels

Charges d'exploitation totales	614 M\$
Amortissement et déclassement	448 M\$
Taxes	184 M\$
Frais financiers	986 M\$
Rendement sur avoir propre	277 M\$
Autres	(6 M\$)
<i>Revenus générés par les tarifs actuels</i>	<i>2 502 M\$</i>
Ventes à court terme	11 M\$
<i>Revenus résiduels générés par les tarifs actuels</i>	<i>2 491 M\$</i>

- b) Please provide in the same table as a) above, a breakdown of the 2 674 (\$Million) into the same components and show the difference in the individual components that supports the 2 461 (\$Million) and the 2 674 (\$Million).

R8b)

Tableau 2
Comparaison des composantes des revenus
générés par les tarifs actuels et des revenus requis
pour 2001

Composantes	Selon le contrat actuel	Selon la présente requête	Différence
Charges d'exploitation	614 M\$	614 M\$	-
Amortissement	448 M\$	448 M\$	-
Taxes	184 M\$	184 M\$	-
Frais financiers	986 M\$	986 M\$	-
Rendement sur avoir propre	277 M\$	460 M\$	(183 M\$)
Autres	(6 M\$)	(6 M\$)	
<i>Revenus de transport</i>	<i>2 502 M\$</i>	<i>2 685 M\$</i>	<i>(183 M\$)</i>
Ventes à court terme	11 M\$	11 M\$	
Revenus résiduels de transport	2 491 M\$	2 674 M\$	(183 M\$)

c) Please provide a detail explanation for the difference in each component.

R8c) Hydro-Québec a établi à 2 674 M\$ les revenus requis justes et raisonnables nécessaires à la prestation de ses activités de transport pour l'année projetée 2001. En appliquant les tarifs actuellement en vigueur, on constate que TransÉnergie générerait un revenu de 2 491 M\$, ce qui s'avère insuffisant pour récupérer les revenus requis prévus. L'application des tarifs existants en 2001 aurait donc pour conséquence de ne pas permettre à TransÉnergie l'opportunité d'atteindre le rendement jugé raisonnable sur sa base de tarification et par conséquent, le rendement jugé raisonnable sur son avoir propre.

- d) Considering the rates for end-use customers have been frozen until 2002, please explain in detail how the transmission revenue deficiency of 183 (\$Million) will be allocated to other business units of Hydro Quebec or to other third parties.

R8d) La répartition du déficit tarifaire de 183 M\$ est la suivante: 167 M\$ pour la charge locale représentée par le distributeur et 16 M\$ pour le service de point à point contracté principalement par Hydro-Québec dans ses activités de production.

9. Reference: HQT-10, Document 1, Page 34, Line 19 to Line 24

In HQT-10, Document 1, Page 34, Line 19 to Line 24, Hydro Quebec proposes not to implement a congestion tariff mechanism at this time because there is currently no congestion on the transmission system. However, in the event there would be congestion on the transmission system in the near future how would Hydro Quebec propose they would charge customers to alleviate the congestion?

R9. Comme mentionné à la pièce HQT-10, document 1, de la page 34, ligne 25 à la page 35, lignes 1 et 2, le tarif de transport proposé par Hydro-Québec permet de gérer la congestion si elle se présente sur une partie du réseau au moyen de la réduction des rabais affichés sur les services de point à point de court terme et, au besoin, par l'interruption des tarifs non fermes de point à point. Dans ce cas, les transits de plus long terme ont priorité sur les transits de plus court terme.

Hydro-Québec planifie actuellement son réseau de manière à éviter la congestion et une tarification de la congestion n'est donc pas prévue à court terme. Par conséquent, Hydro-Québec n'a aucune position à formuler à cet égard pour l'instant.

10. Reference: HQT-10, Document 1, Page 43, Line 6

The table provided in HQT-10, Document 1, Page 43, Line 6 outlines the maximum contribution Hydro Quebec would provide to a Independent

Power Producer (IPP) if the IPP provided step up transformation on their own. Please explain in detail how these maximum contribution levels were developed.

R10. Objectif

Rembourser le coût des postes éleveurs aux centrales encouru par les producteurs privés jusqu'à concurrence d'un certain montant, sur présentation de pièces justificatives. Les critères retenus sont :

- **L'allocation maximale devait représenter un montant plafond déterminé de façon à couvrir la majorité des cas. Ainsi, l'allocation versée dépendra des dépenses encourues par le producteur privé pour des installations qui devront être conçues selon les standards qui s'appliquent dans ce domaine. Des pièces justificatives devront être présentées par le producteur privé et feront l'objet de vérifications de la part de TransÉnergie. L'allocation maximale ne sera versée que dans les cas où le coût des installations correspond au montant plafond ou excède ce montant.**
- **L'allocation maximale a été établie en s'inspirant des estimations de coûts fournis par Distribution et TransÉnergie pour des postes de transformation pour différents niveaux de tension. De plus, l'allocation maximale est cohérente avec les montants réellement déboursés ou que l'on prévoit déboursier pour le raccordement de centrales similaires d'Hydro-Québec ou des producteurs privés.**

Établissement de l'allocation maximale

- **Le coût d'un poste éleveur raccordé au réseau de distribution (< 44 kV) a été estimé à partir du coût d'un transformateur abaisseur sur socle, en réseau aérien, chez un client industriel alimenté en basse tension (sans relève). Selon les estimations (voir tableau 1), le coût de ce type de transformateur pour**

des niveaux de tension de 12 kV et 25 kV se situerait entre 26 et 36 \$/kW.

- Dans le cas d'un poste élévateur raccordé au réseau de transport (= 44 kV), les estimations démontrent que les coûts varient de façon significative selon le niveau de tension pour une capacité donnée. L'approche retenue consiste à établir l'allocation maximale pour les postes élévateurs aux centrales à partir d'une capacité de référence, en l'occurrence 50 MW (seuil de référence de la petite production hydraulique).

Tableau 1 - Estimation du coût unitaire des postes de transformation en \$99/kW

(Coût total d'ingénierie, de construction, d'entretien et d'exploitation)

Capacité MW	Niveau de tension		
	12 kV et 25 kV ⁽¹⁾	120 kV ⁽²⁾	315 kV ⁽²⁾
1,50	32		
2,50	26		
3,00	36		
4,00	32		
5,00	29		
50		52	95

(1) Données reflétant le coût d'un transformateur sur socle chez un client industriel en excluant toute réserve, avec alimentation aérienne. Facteur de puissance de 90%.

(2) Poste à la centrale. Données estimées à partir des informations provenant de programmes d'équipements réseaux régionaux, de leur catalogue de coûts ou d'informations déjà obtenues dans le cadre de certains projets. Ces coûts tiennent compte d'un montant pour l'aménagement du terrain et l'implantation d'un bâtiment pour un emplacement favorable et d'un montant pour contingences et frais de gestion.

(3) Hypothèse pour frais d'entretien et d'exploitation : 15 % de l'investissement.

Allocation maximale proposée

- Le tableau 2 présente le montant d'allocation maximale proposé pour trois différentes catégories de tension. Pour des tensions de 12 kV et 25 kV, un montant de 35 \$/kW est retenu puisqu'il permet de couvrir la majorité des cas pour ces niveaux de

tension. Les montants estimés de 52 \$/kW (arrondi à 55 \$/kW) pour une tension de 120 kV et de 95 \$/kW pour une tension de 315 kV servent donc à établir l'allocation maximale applicable aux postes raccordés au réseau de transport.

Tableau 2 - Allocation maximale proposée pour les postes éleveurs aux centrales en \$99/kW
(Coût total d'ingénierie, de construction, d'entretien et d'exploitation)

Niveau de tension	Allocation maximale (\$/kW)
12 kV et 25 kV	35
de 44 kV à 120 kV	55
de 161 kV à 315 kV	95

11. Reference: HQT-10, Document 1, Page 47 to Page 59

In HQT-10, Document 1, Page 47 to Page 59 there is a discussion on the following ancillary services.

- I. Programming, grid control and dispatch
 - II. Reactive power supply and voltage control at generation plants' gates
 - III. Frequency control and regulation;
 - IV. Involuntary energy;
 - V. Synchronous operation and stability reserve;
 - VI. Supplementary operating reserve.
- a) Please confirm the cost associated with services listed under I and II are included in the transmission revenue requirement and are included in the transmission tariff.

R11a) Seul le service n° 1, celui de programmation, de contrôle du réseau et de répartition n'a pas de tarif distinct. En effet, les coûts d'immobilisation et d'exploitation associées à la fourniture de ce service sont inclus dans les revenus requis du transport.

Le service n° 2, celui de la fourniture de la puissance réactive et du contrôle de tension à partir des équipements de production n'est pas inclus dans les revenus requis de transport, car il est fourni à partir d'équipements de production.

Il faut souligner que la puissance réactive est fournie à la fois par des équipements de transport et par les équipements de production. Les coûts des équipements de transport qui fournissent la puissance réactive (compensateurs, condensateurs, ...) sont, en tant qu'actifs de transport, inclus dans les revenus requis de transport et par conséquent inclus dans le tarif.

Le service n° 2, qui est un service fourni à partir des équipements de production et non de ceux de transport, occasionne des pertes à Hydro-Québec, qu'il est nécessaire de récupérer, tel que présenté le point 2 du chapitre 5 de HQT-10, document 1.

- b) Please confirm there will not be a specific rate for services outlined in I and II.

R11b) Pour le service n° 1, celui de programmation, de contrôle du réseau et de répartition, Hydro-Québec ne propose aucun tarif spécifique.

Pour le service n° 2, celui de programmation, de contrôle du réseau et de répartition, Hydro-Québec propose l'ajout d'un tarif spécifique. Le service n° 2, qui est un service fourni à partir des équipements de production et non de ceux de transport, occasionne des pertes à Hydro-Québec, qu'il est nécessaire de récupérer, tel que présenté le point 2 du chapitre 5 de HQT-10, document 1.

- c) If a transmission customer is able to provide any of the services in I and II on their own would that customer receive a credit to their transmission tariff?

R11c) Un client de transport ne peut fournir le service n° 1 de programmation, contrôle du réseau et répartition. En effet, si la programmation nécessite la concertation et l'action, autant du client qui fournit l'information sur la transaction qu'il projette, que celle de l'opérateur de la zone de contrôle qui évalue cette demande et accepte que la transaction soit programmée, l'aspect contrôle du réseau et répartition ne peut être fourni que par le transporteur.

Pour le service n° 2, la fourniture de la puissance réactive et le contrôle de tension à partir des équipements de production, aucun crédit n'est accordé.

Toutefois, en respectant les normes d'exploitation du transporteur en termes de puissance réactive et de contrôle de tension, un producteur n'est pas tenu de payer ce service.

- d) Please confirm the cost associated with services listed under III and VI are not included in the transmission revenue requirement and are not included in the transmission tariff.

R11d) Oui, les coûts des services suivants :

n° 3, régulation et contrôle de fréquence ;

n° 4, énergie involontaire ;

n° 5, réserve d'exploitation synchrone et de stabilité ;

n° 6, réserve d'exploitation supplémentaire,

ne sont pas inclus dans les revenus requis de transport, ni dans les tarifs de transport.

- e) Please confirm there will be a specific rate for services outlined in III to VI.

R11e) Oui, Hydro-Québec propose un tarif spécifique pour chacun des services suivants :

n° 3, régulation et contrôle de fréquence ;

n° 4, énergie involontaire ;

n° 5, réserve d'exploitation synchrone et de stabilité ;

n° 6, réserve d'exploitation supplémentaire.

- f) If a transmission customer is able to provide any of the services in III and VI, please confirm the customer would not be charged for that service by TransEnergie.

R11f) Oui, le client de transport qui est capable d'obtenir ou de fournir les services suivants :

n° 3, régulation et contrôle de fréquence ;

n° 4, énergie involontaire ;
n° 5, réserve d'exploitation synchrone et de stabilité ;
n° 6, réserve d'exploitation supplémentaire,

n'est pas tenu de les payer, à la condition que chacun de ces services respecte les critères de fiabilité du réseau du transporteur.

- g) Please confirm that TransEnergie is collecting charges for III to VI and passing them on to the generation business because it is the generation business which provides these services.

R11g) Oui, les revenus des services suivants :

n° 3, régulation et contrôle de fréquence ;
n° 4, énergie involontaire ;
n° 5, réserve d'exploitation synchrone et de stabilité ;
n° 6, réserve d'exploitation supplémentaire,

sont perçus et reversés au producteur, car c'est ce dernier qui les fournit.

12. Reference: HQT-10, Document 2, Page 3, Line 12

The table shown at HQT-10, Document 2, Page 3, line 12 provides the 2001 transmission revenue requirement by cost function. For each cost function, please provide a breakdown of the function into the following components:

- i. Operations and maintenances expense;
- ii. Depreciation;
- iii. Applicable Taxes
- iv. Interest Charges
- v. Return on Equity
- vi. Other

R12. Voir réponse à la question 43.1 de la Régie.

13. Reference: HQT-3, Document 3, Page 3, Lines 22 to 27

The five performance indices that the Régie directed to build in the D-2000-102 procedural order are the following:

- Customer satisfaction;
- Network reliability;
- Network utilization optimization;
- O&M cost control;
- Social and environmental responsibilities, including public health and safety.

As explained in HQT-1 doc. 1, TransEnergie has requested to postpone the decision as to whether the O&M cost control standard should be debated or not, suggesting that it is closely linked to a PBR mechanism.

However, excluding the O&M cost control measure, please explain in detail the financial and non-financial consequences TransEnergie would experience if the performance targets for the other four indices were not achieved.

R13. La non réalisation de l'objectif relatif à la continuité du service a des conséquences financières immédiates en termes de pertes de revenus pour Hydro-Québec alors que pour celui relatif à l'optimisation de l'exploitation du réseau, Hydro-Québec est tenue de se conformer aux normes du NERC. De façon générale, la non réalisation des objectifs d'Hydro-Québec en regard des autres indicateurs a surtout des conséquences non financières reliées au degré de satisfaction de ses clients, avec potentiellement des conséquences financières à long terme.

14. Reference: HQT-10, Document 5, Page 5 to Page 18 and

In the evidence provided by Roland Priddle in HQT-10, Document 5, pages 13 to 18 provides a history of the toll designed used by TransCanada PipeLines to charge for movement of natural gas along it's pipeline or transmission system. OC is interested in exploring the toll design of TransCanada to better understand how tariffs are developed in the natural gas transmission business.

R14. Before answering any questions relating to the technical detail of toll design, I cite my Evidence, page

3,lines 21 and 22, which reads "My evidence is oriented towards regulatory policy considerations rather than related to the technical detail of toll design." I am not therefore a toll design expert.

- a) HQT-10, Document 5, Page 6; at line 4 there is a reference to *'the two part toll'*. Please explain in detail how the two-part toll is developed? In particular, how are costs allocated to the two parts and how are the two parts charged to the customers using the pipeline?

The two part toll comprises:

-a Commodity Toll (or variable charge) which is a charge applied to quantities of gas actually delivered and is expressed as a dollar amount per heat unit (gigajoule : "GH") ; and

-a Demand Toll (or fixed charge) which is a monthly charge covering the fixed costs of the pipeline. It is based on the daily volume of capacity contracted by the shipper and is payable regardless of the volume transported.

The two part toll methodology is well established and very widely used in gas transmission pipeline toll design. Modern Canadian and American practice is to follow the "full fixed-variable" toll design in which all of the fixed costs are allocated to the Demand Toll. TransCanada's toll design is of the full fixed-variable type.

R14a) The costs presently allocated by TransCanada to the firm transportation Commodity Toll are:

- **variable costs of transportation by other pipelines whose costs are incorporated in TransCanada's costs, such as Trans Québec et Maritimes;**
- **lubricants the consumption of which varies with throughput;**
- **sales taxes charged on gas compressor fuel; and**
- **electricity consumed by electrically-powered compressors.**

The costs presently allocated by TransCanada to the firm transportation Demand Toll are all other costs of owning and operating the pipeline, and include: return on equity, income taxes, property taxes; interest on borrowings, depreciation, operating and

maintenance costs. These fixed costs represent about 99% of the total costs of TransCanada.

The two parts are charged to shippers who have contracted for firm transportation, the largest and overwhelmingly the most important service offered by TransCanada, as follows:

For transportation service from Alberta to the Eastern Zone, which includes all delivery points in Québec, effective May 1, 2000:

- a Commodity Toll of \$0.00472 per GJ; and**
- a Demand Toll of \$29.42293 per GJ per month.**

If the shipper fully utilized its available capacity the Demand Toll is equivalent to just under one dollar per GJ and the Commodity Toll is nearly half of one cent per GJ.

Shippers are billed monthly. For each month, the demand charge is the applicable Demand Toll multiplied by the shipper's contracted capacity. For each month, the commodity charge is the applicable Commodity Toll multiplied by the authorized quantity of gas shipped.

- b) HQT-10, Document 5, Page 16; line 16 to 23 states
'In its decision, the Board concluded that the existing point-to-point methodology for exports remained appropriate. It noted that the toll methodology allocated the cost of service between export and domestic traffic as well as between domestic toll zones on a point-to-point basis (the point-to-point calculation for domestic toll zones, I would note, is based on the geographical load centre of the toll zone, that is the point within a toll zone that represents the weighted average of all deliveries in that zone.)'

Please explain in detail how TransCanada's toll methodology allocated the cost of service between export and domestic traffic as well as between domestic toll zones on a point-to-point basis.

R14b) TransCanada's total cost of service is the aggregate annual costs of owning and operating its pipeline system. This amount is divided by the total amount of transportation service that the pipeline can provide in a given year, expressed in terms of GJ (heat units) kilometres (distance units), or "volume-distance units" to yield the unit cost of transmission in dollars per GJ-kilometre.

Tolls are then calculated from the various gas receipt points to the various gas delivery points, by multiplying the kilometer distances of each route by the unit costs of providing the transportation service, expressed in GJ-kilometres.

The same GJ-kilometre unit cost is applied to both domestic and export delivery points.

In the case of export deliveries (export traffic), the tolls are calculated in relation to the distance from the receipt point (example: Empress, Alberta) to the delivery point (example: Sabrevois, Québec).

In the case of domestic deliveries (domestic traffic), the tolls are calculated in relation to the distance from the receipt point (example: Empress, Alberta) to the geographic load centre of the toll zone in question (example: the Eastern Zone). The load centre is calculated as the geographical point reflecting the average volume-weighted length of haul from the receipt point to all of the delivery points in that toll zone.

15. Reference: Revised Application for the Modification of Rates for the Transmission of Electric Power, Page 4, Paragraph 11 to 13; HQT-9, Document 1

As outlined in the revised application the following outlines the capital structure and rate of return on rate based assumptions used to determine the TransEnergie transmission revenue requirement.

-
- i. Capital Structure
Hydro-Québec projects, for the test year 2001, a deemed capital structure for the carrier made of 70% debt and 30% equity.
 - ii. Rate of Return on Rate Base
Hydro-Québec is of the view that a rate of return on the rate base of the carrier of 10,0% would be just and reasonable for the test year 2001. This rate of return reflects, namely, a just and reasonable rate of return of 10,6% on equity.
 - a) The proposed capital structure and rate of return on rate base are supported by a study conducted by Roger A. Morin provided in HQT-9, Document 1. The study establishes a capital structure and rate of return on rate base consistent with private sector utilities. Considering TransEnergie is a crown corporation, please explain why it is appropriate for the transmission revenue requirement to include costs associated with a capital structure and rate of return level that is equivalent to private sector companies.

R15a) The premise of the question is false. I do not establish a capital structure and rate of return consistent with private sector utilities. The actual and deemed capital structure of both private and government-owned utilities are considered in my study. For example, see Exhibit RAM-9.

- a) Please outline the approach that is used to determine the return on capital for other crown corporations such as BC Hydro, BC Gas, Manitoba Hydro and the successor companies to Ontario Hydro.

R15b) The return on capital for other crown corporations is established in different ways by different regulators, including automatic rate of return adjustment formulas, traditional rate of return – rate base and cost of service hearings, and by government decree.

- 16. Reference: HQT-1, Document 1, Page 10, Line 22 to Page 11, Line 4
In HQT-1, Document 1, Page 10, Line 22 to Page 11, Line 4, Hydro Quebec proposes the following criteria to separate costs between the TranEnergie transmission revenue requirement and other business units.

1. Administrative separation;
 2. Fully allocated cost basis;
 3. Fair compensation to services complementary to the regulated activity;
 4. The consideration of occasional services rendered to third parties;
 5. Realization of transactions with affiliate entities in the normal course of business.
- a) For each cost item that uses the above criteria to separate costs between the TransÉnergie transmission revenue requirement and any other business unit within Hydro Quebec, please provide the total cost of the item and the amount allocated to the transmission revenue requirement

R16a) Les charges totales de TransÉnergie se composent ainsi:

1- Charges d'exploitation(directes) et achats de services de transport d'électricité;

2-Charges de services partagés (facturation interne);

3-Frais corporatifs;

4-Amortissement et Taxes.

- 1) **Les charges d'exploitation directes ainsi que les achats de services de transport d'électricité sont attribuées directement et spécifiquement à TransÉnergie. Par conséquent, aucune allocation n'est nécessaire.**
- 2) **Les charges de service partagés ne sont pas directement attribuées à TransÉnergie. On retrouve la description des charges de services partagés (facturation interne) ainsi que les justificatifs afférents à la pièce HQT-5, Document 2 pages 7 et 8. Les deux principaux services facturés à TransÉnergie sont décrits aux pièces HQT-6, Document 5 et HQT-6, Document 6. Ces documents présentent aussi une comparaison des charges attribuées à TransÉnergie par rapport aux charges totales d'Hydro-Québec.**

- 3) Les frais corporatifs attribués à TransÉnergie proviennent d'une allocation. La description des frais corporatifs ainsi que la méthode de répartition aux unités d'affaires se retrouvent à la pièce HQT-5, Document 2, pages 9 et 10. La part des frais corporatifs attribuée à TransÉnergie est de 44,6 M\$ sur un montant total de 218,5 M\$.
- 4) La charge d'amortissement est attribuée directement et spécifiquement à TransÉnergie. Les taxes sur le revenu brut de même que la taxe sur le capital proviennent d'allocations. La description des taxes ainsi que la méthode de répartition aux unités d'affaires utilisée se retrouvent à la pièce HQT-5, Document 2, page 11. La part de la taxe sur le capital attribuée à TransÉnergie est de 95,2 M\$ sur un montant total de 310,8 M\$. La part de la taxe sur le revenu brut attribuée à TransÉnergie est de 76,8 M\$ sur un montant total de 227,5 M\$.
- b) Please provide a detailed justification for the allocation used to separate the costs referenced in a).

R16b) Voir réponse à la question 16a) précédente.

- c) For each cost item that has been separated between the TransEnergie transmission revenue requirement and TransEnergie's non-regulated business, please provide the total cost of the item and the amount allocated to the transmission revenue requirement.

R16c) Le processus de comptabilisation permet d'isoler les frais relatifs aux activités non réglementées au sein des unités administratives de TransÉnergie. Ce processus est basé selon les principes de la facturation interne décrite à l'étape 5 du processus budgétaire (HQT-5, document 2, ligne 20, page 7 et page 8). Cette facturation permet la récupération des coûts consacrés à des activités non réglementées. Voir également réponse à la question 25 de la Régie.

- d) Please provide a detailed justification for the allocation used to separate the costs referenced in c).

R16d) Voir réponse à la question 16c) précédente.

17. Reference: HQT-7, Document 5, Page 4

The referenced material provides a table supporting the cash working capital requirement as at December 31, 2001. Column 2 provides the lead/lag assumptions used to determine the cash working capital. Typically, regulated utilities prepare a detail lead/lag study to support their lead/lag assumptions. Please provide the detailed lead/lag study that supports the assumptions outlined in column 2 of the referenced table.

R17. Voir pièce HQT-7, document 5.1