

RAPPORT D'EXPERTISE DE GÉRALD ROBERGE
DANS LE CADRE DE LA
CAUSE TARIFAIRE R-3401-98

ARC - FACEF - CERQ

7 février 2001

ARC-FACEF-CERQ-3, DOCUMENT 1

OBJET DU MANDAT

1

2 Mon mandat consiste à produire pour le regroupement ARC-FACEF-CERQ une
3 expertise de nature technique relative au niveau des pertes et à la politique de
4 rabais pour le service court terme des tarifs de transport. Je réaliserai ce
5 mandat sous forme de questions-réponses en répondant aux six questions que
6 m'a formulées le regroupement d'intervenants ARC-FACEF-CERQ.

7

8 **Question 1 :** Nous aimerions dans un premier temps que vous nous
9 indiquiez en tant qu'expert s'il est nécessaire qu'Hydro-
10 Québec, dans ses activités de Transporteur, tienne compte
11 du stockage d'énergie et de l'achat-revente qui utilisent les
12 services de transport point à point.

13

14 **RÉPONSE :** Oui, car si l'on retient les définitions qui nous sont fournies pour les
15 différentes activités de transit de gros (Source : HQT-4, document 1, pp. 4-5), il
16 nous semble évident que les activités de stockage d'énergie et d'achat-revente
17 doivent être prises en compte tout comme le sont les transits d'exportation :

18

19 • *transit d'importation (wheel in), soit l'acheminement, sur le réseau de*
20 *transport d'Hydro-Québec, d'une production d'électricité ayant son*
21 *origine à l'extérieur du Québec ;*

22

23 • *transit d'exportation (wheel out), soit l'acheminement, vers un réseau*
24 *situé à l'extérieur du Québec, d'électricité produite au Québec ;*

25

26 • *transit interréseaux (wheel through), soit l'acheminement, sur le réseau*
27 *de transport d'Hydro-Québec, d'électricité provenant d'un producteur*
28 *situé à l'extérieur du réseau d'Hydro-Québec et qui a également comme*
29 *destination finale un réseau autre que celui d'Hydro-Québec ;*

30

- 1 • *transit intérieur (wheel within), soit l'acheminement, sur le réseau de*
2 *transport d'Hydro-Québec, d'électricité provenant d'un producteur situé*
3 *au Québec et qui a comme destination finale une charge (du marché de*
4 *gros) située au Québec. Bien qu'offert, ce service n'a pas été maintenu*
5 *jusqu'à maintenant.*

6

7 Cependant, il serait utile de mentionner que tel que présentement rédigé et
8 tenant compte des modifications proposées à la Régie, l'article 22.1 des Tarifs
9 et conditions du service de transport permet au Producteur Hydro-Québec
10 d'inclure ces services à l'intérieur des limites mêmes des réservations du
11 service de transport ferme de point à point :

12

13 **22.1** *Modifications sur une base non ferme : Le client du service de*
14 *transport utilisant un service de transport ferme de point à point peut*
15 *exiger que le transporteur fournisse un service de transport sur une base*
16 *non ferme à des points de réception ou de livraison autres que ceux qui*
17 *sont prévus dans la convention de service «points de réception et de*
18 *livraison secondaires» pour des quantités n'excédant pas sa réservation*
19 *de capacité ferme, sans engager des coûts additionnels de service de*
20 *transport non ferme de point à point ni signer une nouvelle convention de*
21 *service, sous réserve des conditions suivantes...*

22

23 En réponse à une question du RNCREQ, Hydro-Québec dans son rôle de
24 Producteur prétend être autorisée à se prévaloir de cette clause pour ses
25 activités de point à point (Source : HQT-13, document 14, p. 50) :

26

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

30

31 *En effet, les interconnexions avec les réseaux voisins sont désignées*

1 *comme ressources en réseau pour la desserte de la charge locale,*
2 *conformément aux dispositions applicables des Tarifs et conditions. Le*
3 *coût du transport pour l'importation de cette énergie est compris à même*
4 *le coût de transport attribuable à la charge locale, il n'y a donc pas de*
5 *frais additionnels pour cela.*

6

7 *[...] Par ailleurs, même si le producteur , ou tout autre client du service de*
8 *transport, devait utiliser le service de transport de point à point pour les*
9 *importations d'électricité, il pourrait le faire sans frais additionnels s'il*
10 *détient déjà une réservation pour du service de transport ferme de point*
11 *à point pour fins d'exportation, conformément aux dispositions de l'article*
12 *22.1 des Tarifs et conditions. En vertu de celles-ci, tout client du service*
13 *de transport qui détient une réservation pour du transport ferme du point*
14 *A vers le point B peut, sans frais additionnels, changer les points de*
15 *livraison et de réception, en les inversant.*

16

17 Je tiens à préciser que les dispositions de l'article 22.1 ne seront valides que
18 lorsque la Régie se sera prononcée sur la question. Et, à moins de modification
19 à l'article 22.1, on peut présumer qu'Hydro-Québec Producteur aura toute
20 liberté pour se prévaloir de cette clause dont elle profite déjà très largement, tel
21 que démontré au Tableau 1 de l'Annexe 1 ci-jointe produit à partir des données
22 d'un document présenté en Commission parlementaire les 25 et 27 janvier 2000
23 portant sur la rentabilité des exportations (Tableau 2 de l'Annexe 1). On
24 constate par exemple que les ventes court terme hors Québec en 1998, soit
25 celles qui utilisent la capacité de production de l'entreprise, auraient dû
26 rapporter des revenus de transport supérieurs aux 3.5 M\$ excluant pertes dont
27 fait état Hydro-Québec pour les 12 mois de 1998 (Source : HQT-10, document
28 1, page 16). En effet, pour les cinq scénarios étudiés, les revenus de transport
29 hypothétiques varient de 30 M\$ à 6 M\$, le scénario le plus plausible étant le
30 scénario 2 avec 24 M\$ comme revenu de transport pour une marge bénéficiaire
31 de 16.7 M\$.

1

2 Dans sa requête amendée, Hydro-Québec précise que :

3

4 (Source : HQT-10, document 1, page 15, lignes 2-8 et 19-24)

5

6 *Dans le but de réduire les coûts imputables aux clients des services de*
7 *transport long terme, le transporteur optimise la capacité disponible sur le*
8 *réseau au moyen de ventes à court terme. La capacité disponible pour*
9 *effectuer ces transactions correspond à la capacité restante après la*
10 *satisfaction des besoins des clients de charge locale d'abord et ensuite,*
11 *de ceux des autres clients en service ferme annuel (réseau intégré et*
12 *point à point). [...]*

13

14 *Hydro-Québec propose que les revenus des ventes à court terme soient*
15 *exclus du tarif des clients utilisant un service ferme de long terme*
16 *puisque'ils permettent de réduire les coûts assumés par l'ensemble de*
17 *cette clientèle. Les revenus prévus des ventes à court terme sont donc*
18 *soustraits des revenus requis totaux de transport, imputables à*
19 *l'ensemble des clients utilisant un service de transport de long terme.*

20

21 Si telle est la proposition d'Hydro-Québec, nous trouverions contradictoire que
22 le Producteur puisse dorénavant continuer à s'exempter de payer des frais de
23 transport pour certaines activités court terme telles que les ventes à partir de la
24 capacité de production de l'entreprise et les achats d'électricité qu'elle effectue
25 sur les marchés externes telles que l'achat-revente et le stockage d'énergie.

26

27 Certes, l'abandon d'une telle pratique aura pour effet de diminuer les bénéfices
28 perçus par le Producteur pour ses activités d'exportation et d'importation, mais
29 elle permettra par contre de réduire les coûts de transport assumés par
30 l'ensemble de la clientèle. Tout comme le client de charge locale doit payer
31 pour l'utilisation du réseau, Hydro-Québec comme Producteur devrait

1 également payer pour l'utilisation du réseau. Le respect d'une telle pratique où
2 chacun devrait payer pour ses coûts (utilisateur-payeur) serait non seulement
3 plus équitable, mais elle n'apporterait aucun changement sous l'aspect de
4 l'utilisation optimale du réseau. Il s'agit tout simplement d'une redistribution des
5 revenus de transport entre le Producteur et le client de charge locale.

6
7 Dans le cadre des questions supplémentaires, la réponse d'Hydro-Québec à
8 une demande de précision du RNCREQ est très claire (Source : HQT-13,
9 document 14.2, page 12) :

10
11 **Q34.1a)** Veuillez expliquer en quoi le fait que le Distributeur aurait droit
12 d'utiliser les interconnexions pour importer l'énergie pour desservir sa
13 clientèle permettrait au Producteur de le faire sans frais pour des fins
14 commerciales.

15
16 **R34.1a)** *Comme nous l'avons exposé à la pièce HQT-13, document 14,*
17 *page 52, le Producteur, c'est-à-dire Hydro-Québec dans ses activités de*
18 *production d'électricité, est client du service de transport. À ce titre, il*
19 *détient des réservations pour du service de transport ferme de point à*
20 *point pour fins d'exportation (voir entre autres les pièces HQT-4,*
21 *documents 3, 3.1, 3.2, 3.4). Il peut donc, conformément aux dispositions*
22 *de l'article 22.1 des Tarifs et Conditions, importer de l'énergie, sur la*
23 *base d'un service de transport non ferme de point à point, en inversant*
24 *les points de livraison et de réception. Comme le stipule ce même article,*
25 *cette modification sur une base non ferme s'effectue sans que le client*
26 *du service de transport non ferme de point à point ait à "engager des*
27 *coûts additionnels de service de transport non ferme de point à point ni*
28 *signer une nouvelle convention de service".*

29
30 Pour remédier à cette situation, il conviendrait de modifier le texte de l'article
31 22.1 de façon à ce que Hydro-Québec dans ses activités de production

1 d'électricité ne puisse utiliser à son seul avantage ses réservations pour le
2 service de transport ferme de point à point à des fins d'activités de ventes court
3 terme, d'achat-revente et de stockage.

4
5 **JUSTIFICATION** : Depuis le 1^{er} mai 1997, Hydro-Québec a procédé à
6 l'ouverture de son réseau au transit de gros pour certaines activités. Or :

7
8 *Hydro-Québec est actuellement le principal utilisateur des services de*
9 *transport de point à point et les transits contractés par Hydro-Québec*
10 *sont tous des transits d'exportation. Dans le cadre de ses transits vers*
11 *les marchés externes, Hydro-Québec réserve sur une base annuelle et*
12 *mensuelle des capacités fermes de transport de point à point. Ces*
13 *capacités lui sont nécessaires entre autres pour faire face à ses*
14 *obligations contractuelles avec des clients externes. Toute capacité*
15 *additionnelle fait l'objet de réservations de point à point de court terme*
16 *avec le transporteur. Les réservations de point à point sont affichées sur*
17 *le site OASIS du transporteur (Source : HQT-10, document 1, p. 19,*
18 *lignes 4-13).*

19
20 L'Annexe 2, que nous avons rédigée à partir des statistiques mensuelles de
21 l'Office national de l'énergie (ONE), nous permet par exemple de suivre
22 l'évolution de ces marchés vers les États-Unis depuis 1997. Nous y distinguons
23 les marchés des achats, des ventes garanties et des ventes interruptibles.
24 Quant à l'activité d'achat-revente, qui prend beaucoup d'ampleur depuis 1997,
25 elle ne fait pas partie des statistiques communiquées par l'Office National de
26 l'Énergie et nous ne possédons que très peu d'information à son sujet. Et pour
27 ce qui concerne le stockage d'énergie, l'information que nous fournissent les
28 statistiques de l'ONE nous semble trop fragmentaire pour se prêter à une
29 analyse.

30
31 Or, nous considérons que les activités de stockage et d'achat-revente

1 répondent aux critères de «wheel-in» et de «wheel-out» puisque qu'elles
2 acheminent sur le réseau de transport d'Hydro-Québec, une production
3 d'électricité ayant son origine à l'extérieur du Québec et qu'ultérieurement, au
4 moment de retourner cette énergie, acheminent vers un réseau situé à
5 l'extérieur du Québec, de l'électricité produite au Québec.

6

7 Un examen des graphiques 1 à 3 de l'Annexe 2 nous renseigne sur l'évolution
8 des exportations vers les États-Unis depuis 1997, un marché qui compte
9 généralement pour 80% de toutes les exportations hors Québec. Ces
10 graphiques, qui sont tirés du Tableau 3 de l'Annexe 2, provient de la
11 compilation, du traitement et de la mise à jour régulière des statistiques
12 mensuelles de l'O.N.E.

13

14 Notons que des réajustements importants ont été constatés au niveau des
15 achats à l'importation en avril et novembre 1999 ainsi qu'au niveau des ventes à
16 l'exportation des mois d'août, novembre et décembre 1999. Nous n'avons pour
17 le moment aucune explication valable pour expliquer ces anomalies, qui
18 auraient pu modifier de façon significative et irrationnelle les tendances
19 observées, et n'en avons pas tenu compte dans nos graphiques.

20

21 **Question 2 : Si oui, nous aimerions que vous commentiez ces activités**
22 **qui prennent de l'ampleur au cours des ans sous l'aspect**
23 **des tarifs de transport applicables ainsi qu'au niveau**
24 **d'évaluation des pertes.**

25

26 **COMMENTAIRES** : Les activités de stockage d'énergie et d'achat-revente se
27 ressemblent puisque dans les deux cas, on achemine sur notre réseau de
28 l'énergie produite à l'extérieur qui sert à alimenter la charge locale tandis que
29 l'on retiendra derrière nos barrages une quantité d'eau équivalente à celle qui
30 aurait été requise pour alimenter cette charge. Plus tard, à des moments
31 propices, cette énergie sera retournée vers les réseaux extérieurs. Dans le cas

1 du stockage, les délais de retour sont généralement très longs et l'on réclamera
2 un loyer à ceux pour qui on aura emmagasiné cette énergie, tandis que dans le
3 cas de l'achat-revente, les délais de retour sont plus courts, ils pourront varier
4 entre quelques heures et quelques mois jusqu'au moment où l'on pourra
5 revendre cette énergie à un coût supérieur à son coût d'achat à des conditions
6 avantageuses.

7

8 L'utilisateur de ces deux services est Hydro-Québec dans ses activités de
9 production et tout comme il doit le faire pour ses transits d'exportation, il devrait
10 être assujetti à des tarifs de transport pour les activités achat-revente et
11 stockage d'énergie et être soustrait à l'application de l'article 22.1 des *Tarifs et*
12 *conditions*.

13

14 Notons par ailleurs que les ententes sur le stockage d'énergie, qui ont rapporté
15 à Hydro-Québec 7 M\$ en 1997 et 53 M\$ en 1998 selon des données recueillies
16 dans le rapport annuel 1998, comportent des clauses permettant à la Société
17 et/ou à la contrepartie de transformer certains contrats de stockage en contrats
18 d'achat-vente d'énergie (rapport annuel 1999, p. 91) ce qui justifierait que
19 l'activité stockage d'énergie soit également soustraite à l'article 22.1.

20

21 Raison de plus pour modifier l'article 22.1 tel que nous l'avons suggéré
22 précédemment afin d'éviter les abus identifiés.

23

24 Au chapitre des pertes, ces activités ne font pas exception non plus puisqu'elles
25 transitent de l'énergie sur le réseau de transport. Il faudra donc fournir, au
26 moment de retourner cette énergie, une quantité d'énergie supplémentaire
27 équivalente aux pertes subies dans les deux directions d'écoulement de
28 puissance pour restituer la même quantité d'énergie au point de facturation.
29 Cette énergie supplémentaire devra cependant être fournie à partir de la
30 capacité de production de l'entreprise.

31

1 **Question 3 :** Nous voulons que votre expertise traite de cette
2 problématique au niveau des pertes, du territoire et des
3 tarifs de transport appliqués. Plus particulièrement quant à
4 la question des pertes, nous requérons votre expertise
5 notamment quant à la proposition d'Hydro-Québec
6 d'uniformiser à 5.2% le taux de pertes tant pour le service
7 en réseau intégré que pour le service point à point
8 (Source : HQT-11, document 2, articles 15.7 et 28.5).

9
10 **Advenant le cas où la clientèle locale aurait à subir un**
11 **préjudice en assumant le coût des pertes supplémentaires**
12 **pour une activité dont elle n'a pas à faire les frais, veuillez**
13 **nous dire si elle pourrait être compensée par**
14 **l'augmentation du volume d'activité point à point et nous**
15 **faire connaître les sommes impliquées dans l'opération**
16 **suggérée par Hydro-Québec.**

17
18 **Le territoire :** Avant d'aborder la question des pertes et des tarifs, j'aimerais
19 dire quelques mots au sujet du territoire. Lorsque Hydro définit les limites du
20 territoire du réseau de Production et Transport, elle le fait de la façon suivante :

21
22 (Source : HQT-3, document 1, partie 2, pp. 20-23)

23
24 *Les frontières du réseau de transport sont représentées*
25 *schématiquement à la Figure 2 et sont conformes aux dispositions*
26 *contenues dans la Loi sur la Régie de l'énergie.*

27
28 *Du côté production, la limite du réseau de transport est fixée à la borne*
29 *basse tension du premier niveau de transformation requis pour élever, à*
30 *la tension de transport, la tension de la puissance électrique générée par*
31 *les groupes alternateurs. Cette limite inclut les unités de transformation*

1 *qui procèdent à l'intégration de ces groupes puisque leurs besoins et*
2 *leurs caractéristiques sont justifiés par la fonction Transport [...].*

3

4 *Du côté distribution, la limite du réseau de transport est fixée au départ*
5 *d'artères des postes de transport à caractère régional. Cette frontière*
6 *représente le point de livraison de l'électricité au distributeur, selon ses*
7 *besoins et ses exigences. De là partent ensuite les circuits de distribution*
8 *pour innover les zones de charge à desservir.*

9

10 Mais du côté des interconnexions, l'on ne fournit aucune indication. Nous
11 référant donc à la Figure 2, p. 41, du document précité, nous trouvons une aire
12 hors frontière TransÉnergie dans laquelle se retrouvent les producteurs privés,
13 les clients industriels majeurs et les clients situés de l'autre côté des
14 convertisseurs des interconnexions. L'annexe 1 du même document intitulée
15 «*Sommaire de l'utilisation des interconnexions d'Hydro-Québec*» est cependant
16 plus explicite puisqu'elle décrit toutes les interconnexions avec les réseaux
17 voisins tant à courant alternatif qu'à convertisseurs.

18

19 Les interconnexions à courant alternatif avec les réseaux des provinces
20 voisines permettent soit d'alimenter soit de recevoir de l'énergie d'une partie
21 isolée de ces réseaux. Ce ne sont donc pas celles-ci qui nous intéressent dans
22 la présente discussion mais plutôt celles qui nous permettent d'échanger ou
23 d'exporter de l'énergie avec les grands réseaux voisins du Nouveau-Brunswick,
24 des États-Unis et éventuellement de l'Ontario lorsque la nouvelle attache à
25 courant continu de 1,250 MW sera devenue réalité. Cette attache ne serait
26 présentement qu'au stade des études d'avant-projet.

27

28 Il faut comprendre ici que les réseaux du Nouveau-Brunswick, du Nord-Est
29 américain et de l'Ontario sont tous en synchronisme entre eux puisqu'ils sont
30 interreliés directement par des lignes à courant alternatif. Pour des raisons
31 techniques, le réseau d'Hydro-Québec fait exception à la règle puisqu'il est

1 asynchrone par rapport à ces réseaux et les échanges d'énergie ne deviennent
2 possibles que par l'entremise de postes convertisseurs ou de liens à courant
3 continu que constituent les interconnexions. Mais certaines d'entre elles sont en
4 territoire hors Québec. Ce sont par exemple le cas de Eel River qui nous relie
5 au Nouveau-Brunswick et de Highgate et Comerford qui, du côté américain,
6 nous relie au Vermont.

7

8 Dans le Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec, à la page 38, il était
9 mentionné dans cette optique que TransÉnergie entendait être active sur les
10 marchés hors Québec ; elle voulait aussi proposer un tarif uniforme de transport
11 pour l'ensemble des marchés qu'elle desservait. Cette approche reposait sur les
12 principes tarifaires suivants :

13

14 • *la tarification au coût moyen, pour tous les ajouts de capacité (approche*
15 *dite de rolled-in) ;*

16

17 • *la tarification uniforme du type timbre-poste, sur tout le réseau de*
18 *TransÉnergie ;*

19

20 • *l'inclusion, dans le service de base de TransÉnergie, de composantes de*
21 *transport hors Québec pour les zones de marché et de production qui*
22 *s'intègrent au réseau étendu de TransÉnergie (approche dite de*
23 *transmission par des tiers).*

24

25 Dans un excellent article publié dans Hydro-Presse, édition de décembre 1999,
26 pp. 9-13, intitulé «Wall Street HQ», l'on explique très bien le mécanisme
27 maintenant en vigueur pour les transactions de courtage court terme.

28

29 Qu'il ne suffise de reproduire quelques extraits de cet article pour se rendre
30 compte du problème que pose l'ambiguïté des frontières du réseau de
31 transport.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31

«[...] Depuis que nous avons obtenu notre permis du FERC, nous pouvons exporter au-delà de la frontière et vendre directement aux acheteurs américains, par l'entremise de notre filiale. Ces nouvelles règles du jeu nous permettent de vendre à court terme des volumes de plus en plus importants et de le faire à la semaine, à la journée et même à l'heure.

[...] Pour vendre à un prix intéressant, nous devons tenir compte des pertes qui surviennent normalement au cours du transport d'électricité. Nous devons produire davantage pour vendre la quantité d'énergie convenue. Nous devons aussi calculer le profit que doit faire notre filiale américaine. Enfin, nous devons penser à notre profit à nous...

[...] Et la comptabilité de ces achats et de ces ventes ? L'électricité vendue et achetée ainsi que son prix sont consignés sur une fiche de confirmation de transaction. Cette dernière est télécopiée à l'acheteur ou au vendeur. Elle est aussi envoyée au service de facturation d'Hydro-Québec qui s'occupe du reste.

Quant aux transactions relatives au transport, l'utilisation des lignes de TransÉnergie par Transactions énergétiques est calculée à la fin de chaque mois, et l'unité paie à TransÉnergie ce qu'elle lui doit. Pour les lignes de transport des réseaux américains, c'est notre filiale qui paie les réseaux concernés.»

Il nous apparaît donc nécessaire, suite aux énoncés d'intention de TransÉnergie dans le Plan stratégique 1998-2002 et à la méthodologie en vigueur telle que décrite dans l'article du journal Hydro-Pressé dont nous venons de citer quelques extraits, de préciser davantage les limites du territoire du réseau étendu de TransÉnergie et d'expliquer comment on assume les

1 perdes en territoire étranger dont celles des interconnexions. Il nous sera ainsi
2 plus facile de concilier la méthodologie de l'évaluation des pertes hors territoire
3 avec la notion de *réseau étendu de TransÉnergie*.

4

5 **Les pertes électriques** : Pour l'instant, nous comprenons que pour le marché
6 de courtage à court terme sur le marché spot, c'est-à-dire celui de l'achat-
7 revente, Hydro-Québec devra assumer les pertes électriques jusqu'au point de
8 livraison situé quelque part aux États-Unis tandis que la filiale américaine
9 absorbera les frais de transport sur les réseaux américains.

10

11 Si l'on considère la progression des ventes hors Québec depuis 1995 à partir
12 des chiffres fournis dans les rapports annuels d'Hydro-Québec (Tableau 4,
13 Annexe 3), nous constatons que les revenus provenant du marché global hors
14 Québec ont progressé de 65%, passant de 637 M\$ en 1995 à 1,051 M\$ en
15 1999 tandis que le volume des transactions est demeuré presque au même
16 niveau soit 24.72 TWh en 1999 contre 23.95 TWh en 1995. Ce qui veut dire
17 que les prix de vente ont beaucoup augmenté passant de 26.60 \$/MWh en
18 1995 à 42.51 \$/MWh en 1999.

19

20 Dans ce tableau, le marché court terme englobe les ventes interruptibles à partir
21 de nos moyens de production propres, le courtage d'achat-revente et les ventes
22 internationales. Le marché hors Québec représentait en 1999 une proportion de
23 12.4% des ventes totales d'Hydro-Québec en volume ou 14.4% en M\$. Ce
24 marché occupe de toute évidence une part très importante du marché
25 d'ensemble et toute cette énergie est acheminée par le réseau de transport
26 d'Hydro-Québec. Il mérite donc une attention toute particulière sous le double
27 aspect des pertes électriques et des tarifs de transport à rabais dont les
28 transactions à court terme peuvent bénéficier. Il s'agit de deux facteurs qu'il
29 faudra regarder de près à cause de leur incidence sur les tarifs de transport
30 résiduels réclamés au client de charge locale. À première vue, nous sommes
31 d'avis que l'uniformisation à 5.2% du taux de perte n'est pas à l'avantage du

1 client local, mais d'autres aspects de la question tel que l'économique devront
2 être étudiés avant de nous prononcer à ce sujet.

3

4 Le réseau de point à point n'est en réalité que le réseau intégré auquel on
5 ajoute des points d'entrée, ou de sortie, afin de lui permettre d'échanger de
6 l'énergie avec les réseaux voisins et l'on ne peut ignorer les pertes associées à
7 ces passages vers les réseaux limitrophes. Ces points comportent des
8 transformateurs, des condensateurs et des inductances pour la compensation,
9 ainsi que des filtres contre les harmoniques en plus des redresseurs-onduleurs,
10 mais le document n'en fait pas mention. Ces installations, que l'on nomme
11 communément interconnexions, ou attaches à courant continu, présentent des
12 pertes de l'ordre de 2% à transit nominal. Soustraire ces pertes à la réalité
13 équivaudrait à vouloir changer les lois de la physique. Non seulement une telle
14 mesure aurait-elle un effet négatif sur le tarif du client local en lui faisant
15 supporter des coûts additionnels pour des activités qui ne le concernent pas,
16 mais elle affecterait également la rentabilité apparente des transactions de point
17 à point. On n'a qu'à s'imaginer par exemple les conséquences qui en
18 résulteraient sur les activités d'achat-revente à court terme où l'électricité entre
19 dans le réseau la nuit pour en ressortir le jour même pour comprendre l'astuce.
20 Cette énergie traverse l'interconnexion deux fois, une première fois lorsqu'elle
21 entre dans le réseau et une seconde fois lorsqu'elle en ressort pour y laisser 4%
22 de pertes et le bilan énergétique est nul puisque l'électricité reçue a été
23 restituée. Nulle part dans le présent document l'on ne parle des pertes
24 attribuables à ces équipements. Même au chapitre des pertes par effet joule qui
25 comptent pour 81% des pertes totales (Source : HQT-10, document 3, page 9,
26 lignes 12-17) où l'on traite des pertes causées par les courants qui circulent
27 dans les transformateurs et les lignes, il n'est question des pertes subies dans
28 les équipements des postes d'interconnexion comme si ceux-ci ne faisaient pas
29 partie du réseau de transport.

30

31 **La méthodologie** : Avant d'aborder le sujet des pertes pour l'année 2001,

1 j'aimerais d'abord préciser que je suis d'accord avec la méthodologie proposée
2 ainsi que l'utilisation de la valeur moyenne annuelle des pertes à des fins
3 tarifaires. Mais je voudrais dans un même temps analyser de plus près le
4 tableau du taux de pertes du contrat de transport actuel pour l'année de
5 référence 1995 (Source : HQT10-document 3, p. 13) où le taux de pertes
6 résultant de l'application d'un modèle analytique est de 5.27% pour le réseau de
7 transport global et de 5.00% pour le réseau de charge locale, ceci pour des
8 puissances livrées respectives de 176.1 TWh et de 152.1 TWh. Le service de
9 transport point à point représentait à ce moment là une puissance livrée de 24.0
10 TWh ce qui correspond à la différence entre les deux valeurs précédentes et le
11 taux de perte correspondant s'élevait à 6.80%.

12

13 Par ailleurs, les taux de perte moyens pour le réseau de transport global
14 obtenus par mesurage de 1997 à 1999 auraient donné 5,23% en 1997 et 5.16%
15 en 1999, les résultats de 1998 étant jugés inexacts à cause du verglas.

16

17 Le concept consiste à mesurer, d'une part, la charge reçue sur le réseau de
18 transport et, d'autre part, la charge livrée par le réseau de transport :

19

20 (Source : HQT-10, document 3, page 10, lignes 9-17)

21

22 *Les pertes sont obtenues par différentiel entre la charge reçue et la*
23 *charge livrée par le réseau de transport.*

24

25 *Les données de mesurage sont recueillies aux 3 secondes puisqu'elles*
26 *sont recueillies pour la conduite du réseau de transport et les*
27 *automatismes de protection. Le mesurage en temps réel implique le*
28 *traitement successif de milliers de valeurs. Compte tenu de la grande*
29 *quantité de données, seulement les données horaires sont conservées*
30 *pour fins de statistiques et de calcul de pertes.*

31

1 (Source : HQT-10, document 3, page 13, lignes 3-5)

2

3 *L'allocation des pertes globales par service de transport n'est pas le*
4 *résultat d'une mesure mais plutôt d'une estimation. Les résultats*
5 *dépendent des hypothèses retenues.*

6

7 Tel que nous l'avons mentionné plus haut, il n'a jamais été question, dans toute
8 l'argumentation invoquée par Hydro-Québec pour expliquer la différence qui
9 existe entre le taux de pertes à 7% du service point à point et celui du réseau
10 de charge locale à 5%, des équipements d'interconnexion qui représentent un
11 élément essentiel pour l'activité de point à point. Sans les interconnexions avec
12 les réseaux voisins que sont celui du Nouveau-Brunswick, et ceux des États-
13 Unis qui comptent généralement comme nous l'avons déjà mentionné pour 80%
14 du marché hors Québec, il n'y aurait pas de marché de point à point significatif.
15 Or, les interconnexions à elles seules représentent 2% ou plus de pertes sur
16 l'énergie transitée. À ce titre, je me souviens que les redresseurs-onduleurs
17 d'un certain poste d'interconnexion avaient en effet donné lieu à des pertes de
18 l'ordre de 2.1% par pôle de 500 MW à valeur nominale de transit lors de
19 mesures effectuées à l'occasion des essais de mise en service.

20

21 En l'absence de telles données, le regroupement ARC-FACEF-CERQ a
22 demandé à Hydro-Québec (Source : HQT-13, document 5.2, page 2, question
23 Q1.1) de lui fournir les taux de pertes pour les liaisons à courant continu. Bien
24 qu'il avait été spécifié dans la question de fournir les valeurs vérifiées au moyen
25 d'essais et à défaut, les valeurs contractuelles si elles n'avaient pas été vérifiées
26 par des essais, nous notons que dans sa réponse, Hydro-Québec a omis de
27 fournir la valeur d'essai lorsque celle-ci excédait la valeur contractuelle. Et dans
28 le cas où une partie de l'interconnexion se trouvait en territoire québécois et
29 l'autre partie en territoire étranger, donc ne faisant pas partie des actifs de
30 TransÉnergie, on n'a fourni que la valeur de la partie de l'interconnexion située
31 à l'intérieur du territoire. Les données concernant les actifs de TransÉnergie

1 seulement sont donc présentées au tableau suivant:

2

Poste	Taux de pertes obtenu par essai	Taux de pertes garanti par le fabricant
Châteauguay		1.8 % *
Madawaska	1.8 % *	
Des Cantons		0.8 % **
Radisson	0.6 % **	
Nicolet	0.6 % **	
Note (*) : Avec redresseurs et onduleurs qui fonctionnent simultanément		
Note (**): Avec redresseurs ou onduleurs qui fonctionnent séparément		

3

4

5 Compte tenu des remarques précédentes, la moyenne du taux de pertes des
6 interconnexions serait du côté québécois de 1.12 % et l'on peut supposer qu'il
7 en sera de même de l'autre côté de la frontière car Hydro n'a pu nous
8 communiquer les taux de pertes pour les interconnexions hors territoire telles
9 que Eel River, Highgate et Comerford. En effet, Hydro précise dans sa réponse
10 à la question Q1.2 que le taux de pertes de TransÉnergie ne s'applique qu'au
11 transit effectué jusqu'à la frontière du territoire québécois, le transit et les pertes
12 encourues en dehors du territoire québécois ne faisant pas partie du réseau de
13 TransÉnergie (Source : HQT-13, document 5.2, page 3).

14

15 **Q1.2** Comment doit-on considérer le cas des interconnexions à courant
16 continu situées en dehors du territoire québécois telles que Eel River et
17 Highgate, par exemple, sous le simple aspect du taux de pertes. Qui
18 assume les frais des pertes du service point à point dans ces cas?

19

20 **R1.2** *Au niveau du service de point à point sur les interconnexions, le*
21 *taux de pertes de TransÉnergie s'applique au transit effectué jusqu'à la*
22 *frontière du territoire québécois.*

1

2 *Le transit et les pertes encourues en dehors du territoire québécois ne*
3 *font pas partie du réseau de TransÉnergie.*

4

5 Or, si l'on tient compte de la longueur des ligne THT nécessaires à
6 l'acheminement de notre énergie jusqu'à la frontière américaine à raison de
7 0.4% par 100 kilomètres de ligne (75 km pour Des Cantons et 60 km pour
8 Châteauguay) et d'un pourcentage encore plus élevé des 75 km de lignes à 315
9 kV entre le poste Rivière-du-Loup et le poste d'interconnexion Madawaka à la
10 frontière du Nouveau-Brunswick, on obtiendra une valeur moyenne du taux de
11 pertes de l'ordre de 1.5% pour la partie québécoise de l'interconnexion. Par
12 ailleurs, il n'a jamais été établi si les pertes de la ligne à courant continu
13 Radisson-Nicolet-Des Cantons-Sandy Pond devaient être considérées comme
14 pertes du réseau de transport ou pertes d'interconnexion. Or, nous considérons
15 que cette ligne, qui est présentement utilisée à 99% pour les exportations,
16 devrait être considérée comme interconnexion au chapitre des pertes ce qui
17 nous amène à une valeur de pertes d'interconnexion en territoire québécois
18 dépassant largement les 2%.

19

20 Parmi les motifs invoqués par Hydro-Québec pour uniformiser à 5.2% le taux de
21 pertes, les points suivants retiennent mon attention (Source : HQT-10,
22 document 3, page 14, lignes 16-25, page 14, lignes 26-29 et page 15, lignes 1-
23 6, page 15, lignes 20-26).

24

- 25 • *L'uniformisation des taux de pertes est cohérente avec le principe*
26 *«timbre poste» pour l'établissement des tarifs de transport au coût*
27 *moyen, qui ne fait pas de distinction entre le prix des différents services*
28 *de transport. L'utilisation d'un taux de perte unique reflète le fait que le*
29 *réseau est intégré et qu'il sert à rendre tous les services de transport,*
30 *sans considération du service de point à point à la marge, de la situation*

1 géographique du client, du parcours utilisé pour se rendre d'un point à un
2 autre ou de la distance parcourue par l'électricité transitée.

3

4 • *Les pertes de transport ne varient pas en fonction du service de transport*
5 *mais en fonction de la charge transitée tout au long de l'année.*
6 *L'approche méthodologique retenue pour calculer les taux différenciés du*
7 *contrat de transport actuel ne tenait pas compte du profil de charge réel*
8 *du service de point à point, mais considérait plutôt un profil constant et*
9 *uniforme à l'année longue. Lors de la mise à jour des taux de pertes par*
10 *service de transport avec les profils de charge réels de l'année 1999, on*
11 *constate que l'écart entre les taux différenciés devient négligeable. Par*
12 *conséquent une approche différenciée ne serait plus justifiée.*

13

14 • *La proposition permet une plus grande simplicité d'application pour un*
15 *traitement uniforme des pertes de sorte que l'évaluation d'un seul taux*
16 *uniforme sera dorénavant nécessaire. Il est à noter que l'utilisation d'un*
17 *taux de perte uniforme est une pratique reconnue et généralisée chez de*
18 *nombreuses entreprises d'électricité, dont notamment BC Hydro, Boston*
19 *Edison et Tennessee Valley Authority.*

20

21 Le troisième argument a trait à la facilité d'application et nous serions malvenus
22 de nous y objecter. Par contre, les premier et deuxième arguments
23 m'apparaissent discutables. Le premier argument utilisé par Hydro-Québec pour
24 justifier l'uniformisation ne tient pas parce qu'il nous fait intégrer dans le réseau
25 des éléments qui sont de nature différente comme les interconnexions par
26 exemple. Quant au deuxième argument, il est considérablement affaibli du fait
27 que si dans la situation précédente où l'on a voulu justifier le contrat de 1995
28 avec chiffres à l'appui, dont les tableaux des pages 12 et 13 (Source : HQT-10,
29 document 3), il est tout de même remarquable que l'on n'avait soumis aucun
30 tableau comparable pour illustrer la situation de 2001 avant que la Régie n'en
31 fasse état dans ses questions. Il en est résulté le tableau du modèle analytique

1 pour l'année 1999 tel que fourni par Hydro-Québec en réponse à la question
2 75.1 de la Régie (Source : HQT-13, Document 1, p. 133). Mais tel que nous le
3 démontrons plus loin, la Régie ne devra pas accorder de valeur à ce tableau
4 plus qu'il n'en mérite.

5

6 La meilleure solution consisterait à maintenir les taux de pertes différenciées au
7 niveau actuel car essayer de compenser l'uniformisation des taux de pertes par
8 une augmentation du volume d'activité n'est pas une solution sûre.

9

10 Toutefois, une augmentation du volume d'activité point à point consécutive à
11 une uniformisation des taux de pertes pourrait, si elle avait lieu, compenser
12 théoriquement et en partie seulement pour le préjudice subi par la clientèle
13 locale. Mais cette compensation profiterait également à Hydro-Québec dans
14 une même proportion et ce n'est pas ce que l'on recherche. Nous en
15 reparlerons plus loin avec chiffres à l'appui.

16

17 Au sujet des sommes impliquées dans l'opération suggérée par Hydro-Québec,
18 il est assez facile d'en évaluer le coût en utilisant les données du Tableau HQ
19 1999 où le service de charge locale s'élevait à 150.0 TWh par rapport à
20 l'énergie globale de 171.2 TWh.

21

22 Le taux de pertes passant de 5.0% à 5.2% implique donc que le transfert des
23 pertes du service de point à point au client de charge locale se traduirait par
24 une hausse de $150.0 * 0.2\% = 0.30$ TWh qui, évaluées au tarif L, représentent
25 une somme additionnelle de 10,5 M\$ sur la facture annuelle de ce client pour
26 des pertes dont il n'a pas à faire les frais.

27

28 De plus, si les pertes de la ligne à courant continu Radisson-Nicolet-Des
29 Cantons étaient associées à des pertes de transport plutôt qu'à des pertes
30 d'exportation tel que nous l'avons soulevé précédemment, cela pourrait

1 impliquer une somme additionnelle de plus d'une vingtaine de millions aux frais
2 de la clientèle locale.

3

4 **Le tableau 1999** : Compte tenu du fait que le tableau 1999 qu'a soumis Hydro-
5 Québec ne tient compte que de l'énergie livrée par le réseau de transport, nous
6 nous sommes questionnés au sujet de l'énergie de point à point dont la valeur
7 est de 14% inférieure à celle du rapport annuel.

8

9 Le regroupement ARC-FACEF-CERQ a donc demandé à Hydro-Québec de
10 fournir des explications à ce sujet (Source : HQT-13, document 5.2, page 4) :

11

12 **Q2.2** Expliquez pourquoi les données du tableau fourni à la question 75.1 de
13 la Régie ne correspondent pas aux données du rapport annuel 1999.

14

15 **R2.2** *La valeur fournie pour le service de point à point en réponse à la*
16 *question initiale 75.1 de la Régie correspond au transit de point à point sur le*
17 *réseau de transport en 1999 tel que mesuré par TransÉnergie.*

18

19 *Les ventes d'électricité hors-Québec publiées à la page 95 du rapport*
20 *annuel 1999 d'Hydro-Québec incluent d'une part, les ventes hors-Québec*
21 *effectuées en vertu des réservations de transit sur le réseau de*
22 *TransÉnergie et, d'autre part, les ventes internationales effectuées par*
23 *l'intermédiaire des participations d'Hydro-Québec au Panama et au Costa*
24 *Rica, ainsi que par les filiales HQUS et Marketing d'énergie H.Q. sans*
25 *utiliser le réseau de TransÉnergie.*

26

27 Qu'il nous soit permis de commenter ces réponses :

28

- 29 • À la page 50 du rapport annuel 1999, il est établi que les ventes
30 internationales (Panama et Costa Rica) ont atteint 35 M\$ ce qui
31 représente 0.4% des ventes globales de l'année. Puisque Hydro-Québec

1 ne fournit pas le volume correspondant dans son rapport annuel, nous
2 utiliserons la valeur fournie dans la requête amendée qui s'établit à 22700
3 GWh comme ventes hors-Québec après soustraction des ventes
4 internationales (Source : HQT-10, document 1, page 63, ligne 6) soit 2000
5 GWh pour un prix unitaire de vente de $35/2 = 17.50$ \$/MWh.

6

- 7 • Les ventes de Marketing d'énergie HQ (MEHQ) ne font partie des
8 statistiques mensuelles de l'Office national de l'énergie que depuis juin
9 2000 et leurs ventes à la fin de novembre 2000 atteignaient 14.3 M\$ pour
10 0.2 TWh d'énergie. Nous ne possédons aucun chiffre pour 1999.

11

12 Nous nous sommes par ailleurs interrogés au sujet de l'influence qu'auraient pu
13 avoir les remaniements constatés dans le rapport annuel 1999 concernant la
14 répartition court terme versus long terme des ventes hors Québec pour les
15 années 1995-1998.

16

17 Le regroupement ARC-FACEF-CERQ a voulu connaître les raisons de ces
18 ajustements et a posé la question à Hydro-Québec (Source : HQT-13,
19 document 5.2, page 3):

20

21 Préambule : À la page 95 du rapport annuel 1999 qu'elle a produit à HQT-2,
22 document 2.1, Hydro-Québec soumet les données d'exploitation du secteur
23 électricité rétroactivement à l'année 1995. [...] Nous constatons un
24 remaniement des chiffres dans le rapport annuel 1999 où il apparaît que,
25 rétroactivement à l'année 1995, on a soustrait des ventes long terme une
26 quantité d'énergie pour l'ajouter aux ventes court terme.

27

1 **Q2.1** Veuillez expliquer la raison de ces changements et leur incidence
2 sur les tableaux fournis en réponse à la question 75.1 de la Régie
3 et ce, plus particulièrement pour les années 1995 et 1999
4 qu'Hydro-Québec a soumis au chapitre du calcul des taux de
5 pertes.

6

7 **R2.** *Hydro-Québec a modifié dans son rapport annuel 1999*
8 *l'appellation des ventes hors Québec pour mieux refléter le*
9 *contexte actuel du marché de l'énergie.*

10

11 *La notion de ventes régulières a cédé le pas à la notion temporelle*
12 *de long et de court terme. Les ventes régulières ont ainsi été*
13 *réparties entre les "ventes à long terme" et les "ventes à court*
14 *terme".*

15

16 *Cette classification des ventes hors Québec n'a pas d'incidence*
17 *sur les tableaux fournis en réponse à la question initiale 75.1 de*
18 *la Régie, à la pièce HQT-13, Document 1, et à la pièce HQT-10,*
19 *Document 3, page 13.*

20

21

22 **Synthèse des tableaux :** Le tableau 5 de l'Annexe 3 met en relief les deux
23 tableaux présentés par Hydro-Québec pour les années 1995 et 1999 par
24 rapport aux données des rapports annuels des années correspondantes. Ce
25 tableau, qui illustre très bien la situation, ne cesse de nous étonner car il suscite
26 de nombreuses questions. Nous comprenons en effet que seule la mesure des
27 pertes globales est réelle et que, conformément à l'énoncé précédent (Source :
28 HQT-10, document 3, page 13, lignes 3-5), *l'allocation des pertes globales par*
29 *service de transport n'est pas le résultat d'une mesure mais plutôt d'une*
30 *estimation et que les résultats dépendent des hypothèses retenues.* Ainsi, les
31 perte globales de transport, qui sont passées de 9289 GWh en 1995 à 8837

1 GWh en 1999, donc en baisse de 5.0%, sont réparties de telle sorte qu'elles
2 demeurent les mêmes pour le réseau de charge locale (7660 en 1995 contre
3 7651 en 1999) alors que cette même charge locale aurait régressé de 1.5%
4 durant la même période selon ce tableau, ce qui nous semble à première vue
5 improbable. Les rapports annuels indiquent au contraire que la charge locale a
6 plutôt progressé de 3.5 % durant cette même période.

7

8 Nous avons reproduit ci-dessous les données des deux tableaux pour ce qui se
9 rapporte aux ventes point à point et avons tenu compte des activités
10 internationales ce qui fait passer l'énergie livrée de 24723 GWh à 22700 GWh :

11

POINT À POINT	Tableau 95 GWh	Rapport annuel 95 GWh	Tableau 1999 GWh	Rapport annuel 99 GWh
Énergie livrée	23995	23946	21225	22700
Pertes de transport	1629	1629	1186	1186
Taux de pertes	6.79 %	6.80 %	5.59 %	5.22 %

12

13

14 Le tableau 1999 fourni par Hydro-Québec en réponse à la question 75.1 de la
15 Régie ne peut donc être retenu parce que incohérent par rapport à celui de
16 1995 (voir Annexe 3, Tableau 5). Il ne pourrait servir à démontrer que l'écart
17 entre taux différenciés serait devenu négligeable tel que l'affirme Hydro-Québec
18 (Source : HQT-10, document 3, page 15, lignes 2-6).

19

20 **Ajustements rétroactifs** : Dans sa réponse, Hydro-Québec n'a pas parlé des
21 années antérieures à 1999 tel que nous l'avions demandé. Mais cette
22 explication pourrait possiblement s'appliquer aux années antérieures tel
23 qu'illustré dans le tableau suivant, extrait du Tableau 4 de l'Annexe 3, où nous
24 pouvons constater les transferts d'énergie régulière vers le court terme qui se
25 sont effectués rétroactivement à 1995.

26

Ajustements effectués en 1999 sur les données des années antérieures				
	1995	1996	1997	1998
Long terme (M\$)	-9.9 %	-13.4 %	-12.5 %	-20.7 %
Court terme (M\$)	+7.9 %	+17.9 %	+25.5 %	+31.8 %
Long terme (TWh)	-13.7 %	-17.5 %	-13.9 %	-24.9 %
Court terme (TWh)	+8.0 %	+17.7 %	+22.3 %	+34.6 %

1

2

3 Pour répondre à la deuxième partie de la question, transportons-nous à
 4 l'Annexe 4 où nous pouvons observer, à l'aide de quatre tableaux, les
 5 changement qui s'opèrent au niveau des revenus de transport qui deviennent à
 6 l'avantage ou au détriment du client de charge locale pour une activité de point
 7 à point telle que l'achat-revente par rapport à la marge bénéficiaire d'Hydro-
 8 Québec selon les hypothèses utilisées. Les conditions et résultats de chaque
 9 tableau sont reproduits ci-dessous :

10

11

Tableau	Tarif de jour	Tarif de nuit	Pertes	Revenu de transport	Marge
6-Annexe 4	7.00 \$	2.00 \$	15 %	33.6 M\$	23.2 M\$
7-Annexe 4	7.00 \$	2.00 \$	11 %	33.6 M\$	29.9 M\$
8-Annexe 4	6.50 \$	1.50 \$	15 %	31.2 M\$	25.6 M\$
9-Annexe 4	7.50 \$	2.50 \$	15 %	36.0 M\$	20.8 M\$

12

13

14 Une brève analyse des résultats nous révèle que le fait de réduire le taux de
 15 pertes d'une activité point à point d'un certain pourcentage bénéficie
 16 immédiatement à Hydro-Québec et n'apporte rien au client de charge locale.
 17 Par contre, une légère diminution des tarifs de transport abaisse les revenus du

1 client de charge locale et augmente la marge bénéficiaire d'Hydro-Québec
2 tandis qu'une légère augmentation des tarifs de transport augmente les revenus
3 du client de charge locale et diminue la marge bénéficiaire d'Hydro-Québec.

4

5 Il est possible de déduire, à l'aide de ces tableaux, qu'une simple augmentation
6 du volume d'activité sans modification des tarifs de transport profiterait à
7 TransÉnergie et au client de charge locale dans des proportions identiques.
8 Mais ceci ne garantit pas que le seul fait d'uniformiser les taux entraînera dans
9 son sillage une augmentation du volume d'activité suffisante pour réparer le
10 préjudice causé au client de charge locale.

11

12 En conclusion, il ressort de cette analyse que l'hypothèse utilisée par Hydro-
13 Québec et proposée dans la présente cause tarifaire a comme impact
14 d'augmenter sa marge bénéficiaire tout en faisant augmenter les coûts
15 assumés par la clientèle de charge locale.

16

17 **Question 4 :** La tarification des services de transport proposée par
18 Hydro-Québec pour 2001 est présentée à la pièce HQT-10,
19 document 1. Entre autres changements, Hydro-Québec
20 propose de permettre l'octroi de rabais différents sur les
21 chemins de transport disponibles, et ce, pour le service de
22 transport point à point ferme ou non ferme de court terme.
23 Nous aimerions que vous nous donniez votre opinion quant
24 aux changements proposés par Hydro-Québec, à savoir si
25 ces modifications sont justifiées afin de maximiser les
26 transits sur chacune des interconnexions en fonction d'un
27 marché propre à chacun des réseaux voisins.

28

29 **RÉPONSE :** Les changements proposés semblent appropriés uniquement dans
30 une optique de maximisation des transits sur un réseau encore sous-utilisé à
31 certaines périodes. Toutefois, les chiffres obtenus à compter du mois de juin

1 2000 semblent démontrer une amélioration des conditions du marché et
2 plaident en faveur d'une modification de la politique de rabais et de ses modes
3 d'application.

4

5 Mais comme il nous est impossible de prévoir si ces conditions favorables de
6 marché vont se maintenir, je recommande la mise en place de balises tel que
7 développé à la question 6.

8

9 **JUSTIFICATION** : Les arguments invoqués par Hydro-Québec en faveur du
10 maintien d'une politique de rabais pour le service court terme des tarifs de
11 transport sont multiples:

12

13 (Source : HQT-4, Document 1, pp. 15-16)

14

15 *Pour le service ferme et non ferme de court terme, des rabais sont*
16 *affichés périodiquement par TransÉnergie via le système OASIS et*
17 *offerts à tous les clients. Ces rabais permettent à TransÉnergie de*
18 *commercialiser la capacité de transport disponible à court terme. Les*
19 *ventes additionnelles de transport générées par l'octroi de ces rabais*
20 *bénéficient à l'ensemble de la clientèle en ayant pour effet de réduire les*
21 *revenus annuels applicables à la charge locale.*

22

23 *En tout temps, les revenus issus des ventes de transport assujetties à*
24 *ces rabais sont largement supérieurs aux coûts encourus pour les*
25 *réaliser. En effet, les ventes de service de transport offertes avec un*
26 *rabais utilisent des infrastructures permanentes dont la politique de*
27 *rabais permet d'accroître le facteur d'utilisation. Tout rabais éventuel est*
28 *offert à tous les clients de TransÉnergie via OASIS, de façon non*
29 *discriminatoire et pour des périodes de courte durée uniquement (moins*
30 *d'un an). La politique de rabais est conçue pour inciter les intervenants*
31 *dans le marché à effectuer des transactions qui, sans rabais, ne seraient*

1 *pas rentables et partant, ne seraient pas exécutées.*

2

3 *La tarification des services de transport proposée pour 2001 est*
4 *présentée à la pièce HQT-10, document 1. Entre autres changements,*
5 *Hydro-Québec propose de permettre l'octroi de rabais différents sur les*
6 *chemins de transport disponibles et ce, pour le service de transport point*
7 *à point ferme ou non ferme de court terme. Les rabais pourraient être*
8 *ainsi adaptés à la situation propre de chaque interconnexion en fonction*
9 *de l'état des marchés impliqués. Il s'agit d'une amélioration proposée du*
10 *système de rabais existant afin de maximiser les transits sur chacune de*
11 *nos interconnexions en fonction des conditions de marché propres à*
12 *chacun des réseaux voisins. TransÉnergie établit à chaque mois de*
13 *façon empirique les rabais applicables au cours du mois suivant, en se*
14 *basant sur l'écart de prix prévu entre les différents marchés.*

15

16 *Cette politique de rabais modifiée permettra une optimisation de*
17 *l'utilisation du réseau lorsque certains parcours sont davantage*
18 *contraints. De plus, elle pourrait permettre d'augmenter les revenus de*
19 *TransÉnergie pour ce type de service, lesquels pourraient être*
20 *bénéfiques à la clientèle de la charge locale. Le texte suggéré aux*
21 *« Tarifs et conditions » pour refléter ce changement est contenu à*
22 *l'Annexe 8, HQT-10, document 1.*

23

1 (Source : HQT-10, Document 4)

2

3 **Témoignage de Dr Ren Orans**

4

5 Réponse 19, lignes 6-21, p. 16

6

7 *«...To improve capacity utilization, the tariff permits discounting to*
8 *promote efficient use of the capacity of the system. Moreover, the*
9 *discounting can be differentiated by location.*

10

11 *[...] This discounting policy is important to Hydro-Québec because there*
12 *are times when the full average embedded cost-based transmission rate*
13 *could be so high as to stifle trade.»*

14

15 Réponse 20, lignes 6-12, p. 17

16

17 *«No, discounting actually provides a method for Hydro-Québec to*
18 *increase the revenues it receives for additional transactions on its*
19 *system, including exports, thereby reducing the charges paid by native*
20 *load, long-term Point-to-Point customers, and Network Integration*
21 *Service customers. Increasing the volume of transactions allows Hydro-*
22 *Québec to generate revenues that reduce the portion of embedded costs*
23 *that must be collected from native load and customers of the Network*
24 *Integration and long term Point-to-Point Services.»*

25

26 Pour ce qui concerne l'octroi de rabais différents sur les chemins de transport
27 disponibles, ils devraient permettre d'en augmenter l'efficacité. Cela deviendra
28 évident après examen de l'Annexe 5 ci-jointe.

29

30 **Question 5 : Dans un deuxième temps, nous aimerions que vous nous**
31 **confirmiez si ces propositions de rabais différents sur les**

1 chemins de transport disponibles et la question de
2 l'uniformisation des taux de pertes soumises par Hydro-
3 Québec sont bénéfiques pour la clientèle de charge locale.
4

5 **RÉPONSE :** Oui, les propositions de rabais différents sur les chemins de
6 transport disponibles qui s'adressent à l'ensemble des clients seront bénéfiques
7 pour la clientèle de charge locale si ces rabais permettent d'augmenter le trafic
8 et par conséquent les revenus de transport. Encore une fois, ceci étant
9 uniquement dans la perspective d'une optimisation de l'utilisation du réseau et
10 de bénéfices potentiels pour la clientèle de charge locale si les revenus de
11 transport sont par la suite correctement redistribués, ce qui n'est pas le cas
12 actuellement tel que nous le démontrerons plus loin.

13

14 Quant à l'uniformisation des taux de pertes, il risquent d'être beaucoup plus
15 bénéfiques à Hydro-Québec qu'au client de charge locale tel que démontré à
16 l'Annexe 4.

17

18 **Question 6 :** Troisièmement, nous voulons que vous nous indiquiez s'il
19 y aurait lieu d'établir des maxima quant aux rabais
20 qu'Hydro-Québec veut s'octroyer (annexes 7 et 8 du
21 document HQT-10, document 1). Si votre conclusion est à
22 l'effet que des limites minimales ou des balises
23 raisonnables doivent être ajoutées au texte des annexes 7
24 et 8, nous aimerions que vous nous fassiez la suggestion
25 quant aux limites minimales ou balises raisonnables qui
26 pourraient être recommandées à la Régie en tenant compte
27 de l'ensemble des circonstances.

28

29 Nous voulons également que vous nous précisiez si des
30 mesures semblables devraient s'appliquer aux autres
31 activités de point à point que sont les ventes régulières et

1 **les ventes à court terme à l'exportation ainsi qu'au**
2 **stockage d'énergie.**

3
4 **RÉPONSE :** Même si la politique de rabais apparaît justifiée dans l'optique
5 mentionnée ci-haut, il nous semble qu'elle devrait se faire à l'intérieur de bornes
6 complémentaires aux modifications apportées aux textes des Annexes 7 et 8,
7 HQT-10, document 1, car si les rabais sont trop élevés, et rien n'empêche que
8 les tarifs demandés soient nuls, cela risquerait de rapporter peu aux clients de
9 charge locale ou de réseau intégré. Il existe par ailleurs une relation d'équilibre
10 entre le revenu de transport dont devrait bénéficier la clientèle locale et la
11 marge bénéficiaire d'Hydro qui dépend de l'importance des rabais et dont le
12 seuil critique reste à déterminer.

13
14 Il m'avait déjà été donné de constater, en allant fureter sur le système OASIS,
15 début 1999, que l'on utilisait des tarifs horaires à rabais de 5.00 \$/MWh le jour
16 et 0.50 \$/MWh la nuit pour une moyenne quotidienne de rabais de 67%, ce qui
17 se situe à l'intérieur des valeurs des tableaux fournis en réponse à la question
18 57.1 de la Régie, c'est-à-dire 81% en 1998 et 62% en 1999 (Source : HQT-10,
19 document 1.3, pages 4 et 5).

20
21 Quant à l'imposition de valeurs minimales, il y aurait certes lieu d'imposer des
22 limites ou balises à l'intérieur desquelles il serait possible de vendre son énergie
23 avec profit.

24
25 Des limites minimales ou balises seraient souhaitables pour les tarifs de jour et
26 de nuit qui permettraient d'exercer un contrôle sur la valeur moyenne des rabais
27 selon la période de l'année.

28
29 Pour ce qui a trait à la dernière partie de la question, il serait certes approprié
30 que des mesures semblables s'appliquent aux autres activités de point à point
31 telles que les ventes régulières et les ventes court terme à l'exportation, ainsi

1 qu'au stockage d'énergie afin d'éviter les situations abusives.

2

3 Afin de se faire une juste idée de la situation, revenons au Tableau 1 de
4 l'Annexe 1 applicable aux ventes court terme hors Québec à partir de la
5 capacité de production de l'entreprise. J'ai utilisé dans ce cas, comme coût
6 unitaire d'achat de l'énergie, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale tel
7 qu'établi à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie, réduit des pertes
8 moyennes sur les réseaux de transport et de distribution qui sont estimées à
9 8.74%, soit $27.90/1.0874 = 25.66$ \$/MWh (Source : HQT-10, document 1, page
10 51, lignes 13-22). La comparaison des résultats s'avère très intéressante en ce
11 sens que l'on constate que, indépendamment du scénario, la somme (revenu
12 de transport + marge bénéficiaire) demeure constante. Seule la proportion entre
13 le revenu de transport et la marge bénéficiaire varie.

14

15 **JUSTIFICATION** : Le meilleur exemple que l'on puisse donner pour illustrer
16 cette situation est celui de l'activité achat-revente. J'ai utilisé comme référence
17 le Tableau 2 de l'Annexe 1 ci-jointe sur la rentabilité des exportations, un
18 document présenté par Hydro-Québec à l'occasion de la Commission
19 parlementaire réunie pour l'étude du Plan stratégique 2000-2004 les 25 et 27
20 janvier 2000.

21

22 Laissons l'auteur de ce tableau nous le présenter :

23

24 *«M. Vandal (Thierry): ...Le deuxième type de vente - et IB on part du long*
25 *terme et on va plutôt vers le court terme - ce sont des ventes qu'on*
26 *réalise B partir de nos moyens de production propres, c'est-à-dire de la*
27 *capacité de production de l'entreprise et de ses apports annuels...*

28

29 *Il reste un troisième bloc. Troisième bloc qui est un bloc plus nouveau*
30 *chez Hydro-Québec, mais un bloc qui est appelé B connaît une*
31 *croissance significative pour des raisons que je vais vous expliquer. Le*

1 bloc C, qui représente les achats ventes, les activités de courtage court
2 terme, ...dire, madame, **H**a fait 18 ans que je suis dans le domaine de
3 l'énergie, j'ai vu bien des commodités, mais la commodité électrique,
4 donc le produit électrique en Amérique du Nord, et dans la région qui
5 nous intéresse, présente des perspectives absolument fantastiques pour
6 une entreprise comme Hydro-Québec, compte tenu de ses actifs, compte
7 tenu de la proximité et de l'accès **B** ces marchés pour réaliser ce qu'on
8 appelle le courtage, donc l'arbitrage de prix, la capacité d'acheter quand
9 les prix sont bas pour revendre quand les prix sont supérieurs.

10

11 En 1998, c'était juste le début de cette activité, **B** toutes fins pratiques,
12 parce que les marchés commençaient **B** s'ouvrir autour de nous, on a
13 réalisé des achats ventes de 4.8 TWh et une marge spécifique pour ces
14 activités-là de l'ordre de 20 M\$. ...Et c'est dans ce contexte-là qu'on vous
15 a passé également une deuxième fiche, la fiche qui représente, ici, en
16 temps réel, si je peux utiliser l'expression, les prix de court terme, les prix
17 qu'on appelle «spot», vous me permettez l'expression. Les prix de court
18 terme sur le marché de New York. On a une **trPs** grande interconnexion
19 avec le marché de New York, et le marché de New York nous est
20 facilement accessible.

21

22 Vous voyez ici la distribution des prix sur le marché qui est directement
23 accessible **B** Hydro-Québec pour une semaine, la semaine la plus
24 récente, donc la semaine du 17 au 23 janvier 2000. Il faut se rappeler
25 que c'est une semaine où Hydro-Québec avait des ventes significatives
26 au Québec, il faisait très froid au Québec. Durant cette semaine-là, il y a
27 eu énormément de volatilité sur les prix hors Québec, ce qui nous a
28 permis de réaliser...comme vous pouvez le voir, de concentrer nos
29 ventes lorsque les prix sont élevés et de retenir notre énergie dans les
30 réservoirs, derrière les centrales lorsque les prix sont bas. Une semaine
31 moyenne, c'est une semaine de... dans ce cas-là, c'est une semaine où

1 *l'on aurait pu réaliser des prix de 60 \$US le mégawattheure. Donc, c'est*
2 *largement supérieur B ce qu'un tarif L équivalent pourrait donner.»*

3

4 Ce tableau est conforme aux données du rapport annuel 1998 avant
5 réajustements, données qui ont été modifiées rétroactivement à l'année 1995
6 dans le rapport annuel 1999 tel que nous l'avons expliqué précédemment. On y
7 apprend en effet que les achats-ventes (courtage court terme) sont
8 responsables d'une marge bénéficiaire (>tarif L) de 20 M\$.

9

10 Une marge bénéficiaire étant exprimée par rapport au tarif L ne veut pas
11 nécessairement dire dans notre esprit un bénéfice puisque le bénéfice par
12 définition est la différence entre le prix de vente d'un produit et la somme des
13 composantes du coût d'acquisition.

14

15 Les principaux paramètres qui peuvent influencer la marge bénéficiaire sont le
16 prix d'achat de l'énergie, les pertes en réseau, les tarifs de transport et le prix de
17 vente. J'ai étudié, dans une série de quatre tableaux ci-joints (Annexe 5,
18 tableaux 10, 11, 12 et 13) l'influence de ces divers paramètres sur la marge
19 bénéficiaire. À cette fin, j'ai utilisé les statistiques de 1998 fournies au Tableau 2
20 de l'Annexe 1 pour ces ventes, en assumant que le coût des transactions
21 s'établissait au point de livraison en sol américain conformément à l'information
22 dont nous disposons.

23

24 Pour chacun des tableaux, j'ai étudié 5 scénarios possibles passant
25 graduellement de gauche vers la droite d'une situation pessimiste à une
26 situation optimiste.

27

28 Mais avant d'aborder l'étude des tableaux, il serait utile d'apporter un certain
29 éclairage quant au revenu de transport devant servir à diminuer la valeur
30 résiduelle du client de charge locale. Des précisions importantes à ce sujet nous
31 sont fournies dans HQT-10, document 1, p. 15.

1

2

Lignes 1-8 : *«Les tarifs de transport sont établis afin de récupérer les revenus requis de transport pour l'année témoin à partir de l'utilisation du réseau. Dans le but de réduire les coûts imputables aux clients de services de transport de long terme, le transporteur optimise la capacité disponible sur le réseau au moyen de ventes à court terme. La capacité disponible pour effectuer ces transactions correspond à la capacité restante après la satisfaction des besoins des clients de charge locale d'abord et ensuite, de ceux des autres clients en service ferme annuel (réseau intégré et point à point).»*

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

Lignes 10-12 : *«Les services de transport de court terme de point à point sont offerts sur une base ferme ou non ferme et, au besoin, avec des rabais afin d'optimiser l'utilisation du réseau.»*

13

14

15

16

Lignes 19-24 : *«Hydro-Québec propose que les revenus des ventes à court terme soient exclus du calcul des tarifs des clients utilisant un service ferme de long terme puisqu'ils permettent de réduire les coûts assumés par l'ensemble de cette clientèle. Les revenus prévus des ventes à court terme sont donc soustraits des revenus totaux de transport imputables à l'ensemble des clients utilisant un service de transport de long terme.»*

17

18

19

20

21

22

23

24

C'est donc en ayant à l'esprit que les revenus de transport court terme sur le réseau d'Hydro-Québec peuvent être associés à un bénéfice pour le client de charge locale que l'analyse des tableaux doit être abordée, un avantage qui pourrait cependant se voir annulé partiellement si TransÉnergie devait rembourser sa filiale américaine qui doit assumer le coût du transport sur le réseau américain.

25

26

27

28

29

30

31

Pour les tableaux, nous faisons l'hypothèse que dans le marché d'achat-

1 revente, les achats se font toujours de nuit et les ventes de jour, de sorte à
2 utiliser les valeurs de rabais de nuit pour les achats et les valeurs de rabais de
3 jour pour les ventes.

4

5 Or, nous constatons que seuls deux scénarios permettent d'atteindre une
6 marge bénéficiaire du même ordre que celle mentionnée au Tableau 1 de
7 l'Annexe 1 soit 20 M\$. Ce sont le scénario 2 du Tableau 10-Annexe 5 et le
8 scénario 4 du Tableau 11-Annexe 5 qui sont encadrés.

9

10 Les tableaux 12 et 13 de l'Annexe 5, qui n'utilisent pas de tarifs à rabais, sont
11 fournis à titre indicatif seulement. Ils démontrent que si le plein tarif de transport
12 avait été chargé, le service d'achat-revente aurait été fortement déficitaire aux
13 conditions de vente de 1998. Ce qui n'aurait pas été le cas avec les conditions
14 que nous avons connues au cours des mois d'été 2000 comme nous le verrons
15 plus tard et dont nous ne pouvons garantir la répétitivité.

16

17 C'est pourquoi nous devons maintenir l'application d'une politique de rabais
18 applicable à certaines périodes de l'année ou sur demande par Hydro-Québec
19 lorsque la situation l'exige.

20

21 Il résulte de ces observations que ce n'est que grâce à de très importants rabais
22 des tarifs de transport qu'il a été possible pour Hydro-Québec de dégager une
23 marge bénéficiaire supérieure à ce qu'aurait rapporté une vente au Québec au
24 tarif L. De plus, le fait que le transport hors Québec soit exclu, c'est-à-dire
25 absorbé par la filiale américaine d'Hydro-Québec, n'assure pas nécessairement
26 la rentabilité de cette activité, d'autant plus que ces coûts sont
27 vraisemblablement imputés au compte Achats d'électricité et de combustible où
28 l'on constate une forte progression des achats court terme ces dernières
29 années, principalement attribuable à l'activité d'achat-revente.

30

31 Les achats court terme sur les marchés extérieurs se sont en effet élevés à 54

1 M\$ en 1997, 176 M\$ en 1998 et 258 M\$ en 1999 (voir rapports annuels : 1997,
2 p. 38 ; 1998, p. 55 ; 1999, p. 51). Dans le troisième rapport trimestriel de l'année
3 2000, on indique que les achats d'électricité et de combustible à la fin du
4 troisième trimestre ont augmenté de façon considérable «...qui pour leur part
5 augmentent de 707 M\$ pour atteindre 1194 M\$. La croissance des achats
6 d'électricité s'explique principalement par l'augmentation des achats d'électricité
7 sur le marché américain pour des fins de revente dans ce marché.»

8

9 Si nous nous en tenons aux données de 1998 où 4.8 TWh ont coûté 176 M\$, le
10 coût unitaire d'achat d'électricité court terme sur les marchés extérieurs
11 reviendrait à 36.50 \$/MWh. Mais il nous est impossible de produire les coûts
12 unitaires correspondants pour les années 1997 et 1999, Hydro-Québec ne
13 fournissant plus dans ses rapports annuels les volumes d'énergie à côté du
14 produit des ventes. Ce n'est que grâce au Tableau 2 de l'Annexe 1 qu'il nous
15 été possible d'établir ce coût pour l'année 1998.

16

17 Ajoutons à cela que le produit de la revente dans ce même marché est combiné
18 aux ventes court terme à partir de la capacité de production de l'entreprise pour
19 augmenter les ventes hors Québec, et par conséquent les besoins globaux en
20 énergie livrée par le réseau de transport.

21

22 Il serait nécessaire de posséder une information séparée quant à la façon dont
23 tous les coûts associés aux activités d'exportation court terme dont l'achat-
24 revente et le stockage d'énergie sont imputées à Hydro-Québec afin de pouvoir
25 évaluer la rentabilité réelle de ces activités.

26

27 Si l'on examine attentivement le scénario le plus près de la réalité, soit le
28 scénario 2 du Tableau 10 de l'Annexe 5, nous pouvons constater un point très
29 important : le revenu de transport hypothétique, c'est-à-dire la part qui aurait dû
30 profiter au client de charge locale, s'établit à 33.6 M\$ tandis que la marge
31 bénéficiaire d'Hydro-Québec s'élève à 23.2 M\$ soit un ratio de 1.45. Mais si

1 dans le cas du scénario 2, le client de charge locale retire plus qu'Hydro-
2 Québec, la situation s'inverse radicalement aux scénarios 3, 4 et 5 où les ratios
3 respectifs passent à des valeurs de 0.72, 0.42 et 0.26.

4

5 Par contre, si ce critère de répartition des bénéfices nous semblait adéquat et
6 atteignable avec les conditions qui prévalaient en 1998, et sans doute en 1999,
7 il n'en est plus de même en l'an 2000 où le prix de vente court terme de
8 l'énergie a augmenté de façon appréciable sur les marchés américains comme
9 l'atteste le tableau 14a de l'Annexe 6 que nous aurons l'occasion de discuter
10 plus loin. Dans ce tableau, nous avons repris l'étude des ventes court terme que
11 nous avons présentée au Tableau1 de l'Annexe 1 en utilisant cette fois le coût
12 unitaire moyen de vente sur le marché américain pour les trois mois d'été de
13 l'an 2000 qui se situe autour de 70 \$/MWh. Si dans le Tableau 1, nous
14 obtenions un ratio de 1.44 avec un tarif de transport à rabais de 8 \$/MWh
15 (rabais de 48%), il en est autrement à l'été 2000 où, selon le Tableau 14a de
16 l'Annexe 6, le ratio maximal qu'il est possible d'atteindre s'établit à 0.66 avec le
17 plein tarif de transport . Par contre, si nous utilisons la moyenne annuelle de fin
18 octobre 2000 (moyenne des 12 derniers mois) qui s'établit à 50 \$/MWh, le ratio
19 demeure suffisamment élevé à 1.77 avec un tarif à rabais de 14 \$/MWh (rabais
20 de 16%).

21

22 Notons ici que tous les tableaux, à l'exception des tableaux 10a et 11a, ont été
23 calculés en tenant compte du fait que les interconnexions avec les réseaux
24 voisins sont désignées par Hydro-Québec comme ressources en réseau pour la
25 desserte de la charge locale, conformément aux dispositions applicables des
26 Tarifs et conditions, le coût de transport pour l'importation de cette énergie étant
27 compris à même le coût de transport attribuable à la charge locale (Source :
28 HQT-13, document 14, p.50, R34.1, para. 1 et 2).

29

30 Article 1.40 des Tarifs et conditions

31

- 1 • **Ressource en réseau** : Toute ressource de production désignée
2 possédée ou achetée par un client du réseau intégré, au sens des
3 dispositions des présentes applicable au service de transport en
4 réseau intégré, ainsi que les ressources en réseau désignées pour la
5 desserte des clients de charge locale. Les ressources en réseau ne
6 comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée
7 par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement
8 répondre aux besoins de charge en réseau du client du réseau
9 intégré, sur une base non-interruptible.

10

11 Notons ici que dans ce texte, les soulignés sont des ajouts proposés par Hydro-
12 Québec à celui de l'ancien règlement 659.

13

14 Article 30.1 des Tarifs et conditions :

15

- 16 • **Désignation des ressources en réseau** : Les ressources en réseau
17 comprennent toute la production possédée ou achetée par le client du
18 réseau intégré qui est désignée comme devant alimenter la charge en
19 réseau en vertu des présentes. Les ressources en réseau ne peuvent
20 inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet
21 d'un engagement [...]. Les ressources possédées ou achetées qui
22 alimentaient les charges du client du réseau intégré aux termes
23 d'ententes conclues jusqu'à la date du début du service,
24 inclusivement, seront initialement désignées en tant que ressources
25 en réseau tant que le client du réseau intégré ne modifiera pas leur
26 désignation.

27

28 C'est donc à dessein que j'ai produit les Tableaux 10a et 11a où j'ai tenu
29 compte des coûts de transport à tarif réduit sur le réseau d'Hydro-Québec, pour
30 la partie «achat» de la transaction «achat-revente», afin de pouvoir établir une
31 comparaison avec les tableaux 10 et 11 où ces coûts ne sont pas chargés. Les

1 résultats, qui sont résumés au tableau ci-dessous, sont éloquentes. Pour un tarif
2 aussi bas que 2.00 \$/MWh, scénario 2, le fait de charger le coût de transport de
3 nuit aurait pour effet, par exemple, de diminuer la marge bénéficiaire de 23.2
4 M\$ à 13.6 M\$ (baisse de 41%) et d'augmenter le revenu de transport de 33.6
5 M\$ à 43.2 M\$ (hausse de 28%).

6

Tableau	Scénario	Tarif de jour	Tarif de nuit	Pertes	Revenu de transport	Marge
10-Annexe 5	2	7.00 \$	N.A.	15 %	33.6 M\$	23.2 M\$
10a-Annexe 5	2	7.00 \$	2.00 \$	15 %	43.2 M\$	13.6 M\$
11-Annexe 5	4	5.00 \$	N.A.	15 %	24.0 M\$	28.0 M\$
11a-Annexe 5	4	5.00 \$	1.00 \$	15 %	28.8 M\$	23.2 M\$

7

8

9 Il y aurait donc lieu de s'interroger ici sur la validité et/ou l'interprétation à
10 donner à cette disposition des Tarifs et conditions, et tout particulièrement sur
11 l'ajout de l'article 1.30 se rapportant à *la desserte des clients de charge locale* ?

12 Bien qu'il me semble tout à fait justifié de faire appel aux importations comme
13 ressources en réseau pour alimenter le client de charge locale en situation de
14 pointe, il m'apparaît discriminatoire envers ce client de faire appel à cette clause
15 la nuit, ou en période creuse, pour des fins purement commerciales tel qu'on le
16 fait avec les activités d'achat-revente et de stockage d'énergie, d'autant plus
17 que ce même client paie le plein tarif pour le coût du transport. La logique
18 voudrait que ce client bénéficie dans ce cas d'un tarif à rabais et la façon de le
19 faire serait par le biais du revenu de transport, c'est-à-dire en réclamant un coût
20 de transport aux promoteurs des activités court et moyen termes mentionnées
21 plus haut.

22

23 Avec des rabais différents sur les chemins de transport disponibles, il deviendra

1 certes plus difficile d'exercer un contrôle externe de façon à s'assurer qu'il
2 n'existe pas de situations abusives ou discriminatoires. Pour exercer un contrôle
3 efficace des revenus de transport, des tableaux périodiques du même genre
4 que ceux de l'Annexe 5 nous renseigneraient sur le rapport qui devrait exister
5 entre le revenu de transport devant profiter à la clientèle locale et la marge
6 bénéficiaire d'Hydro-Québec.

7

8 Ce qui compte en réalité pour l'observateur externe, c'est-à-dire la Régie, c'est
9 la valeur moyenne des rabais consentis telle qu'elle apparaît aux tableaux de
10 l'Annexe 5. En connaissant le prix de vente moyen, le prix d'achat moyen de
11 l'énergie et le taux de pertes, il deviendrait possible en un seul coup d'oeil de
12 juger de la pertinence de la moyenne des rabais consentis, à savoir s'ils sont
13 trop faibles ou trop élevés, selon deux critères : que l'activité dégage un
14 bénéfice réel et que la proportion entre le revenu de transport par rapport au
15 bénéfice d'Hydro-Québec se maintienne à l'intérieur de limites que pourraient
16 suggérer les intervenants. Pour ce qui a trait aux valeurs individuelles des
17 rabais consentis sur les divers chemins disponibles, il s'agit là d'un problème de
18 régie interne car seulement la valeur moyenne des rabais consentis, ou utilisés,
19 devrait nous intéresser.

20

21 Il est un aspect particulièrement intéressant à observer dans ces tableaux, c'est
22 que même dans le cas où l'activité se traduit par une perte pour Hydro-Québec,
23 les revenus de transport peuvent quant à eux être suffisamment élevés pour
24 que la somme (revenu de transport + marge bénéficiaire) se traduise par un
25 résultat positif. Mais il faut être réaliste car aucune entreprise, que ce soit
26 Hydro-Québec ou un client de point à point extérieur, ne voudra utiliser le
27 service point à point dans le seul but d'assurer des revenus de transport au
28 client de charge locale s'il ne fait lui-même un bénéfice.

29

30 Et il y a également cette autre réalité qu'il ne faut pas perdre de vue qu'est le
31 coût de transport sur les réseaux hors Québec que l'on doit défrayer d'une

1 manière ou de l'autre, et qui en dernier ressort est susceptible d'annihiler le
2 revenu de transport. En effet, nous ne disposons présentement d'aucun chiffre
3 officiel au sujet des coûts de transport sur les réseaux voisins, mais nous
4 devinons qu'ils pourraient être assez élevés compte tenu du fait que pour
5 parvenir à un client, il faudra parfois emprunter plus d'un réseau avec chacun
6 son tarif propre.

7

8 La somme des tarifs de transport sur les réseaux étrangers pouvant excéder
9 nos revenus de transport, il faudra donc trouver un moyen pour s'en acquitter.
10 C'est pourquoi il serait très important pour la Régie de connaître la façon dont
11 ces coûts sont ventilés et leur importance relative par rapport aux coûts de
12 transport à rabais sur le réseau d'Hydro-Québec.

13

14 Mentionnons, en dernier lieu, que le tableau de la page 16 (Source : HQT-10,
15 document 1) fournit le revenu des ventes à court terme pour les années 1997 à
16 2000. Une extrapolation des résultats à partir de ces chiffres ne situe qu'à 11
17 M\$ les revenus de transit des ventes à court terme pour l'année 2001, ce qui
18 fixe à 2,674 M\$ les revenus requis résiduels aux fins du calcul des tarifs. Cette
19 valeur de 11 M\$ nous apparaît trop faible en regard du volume des activités de
20 court terme enregistré ?

21

22 L'explication tient probablement au fait qu'une bonne partie des ventes court
23 terme auraient été exécutées sans frais de transport, bénéficiant ainsi de l'effet
24 parapluie des réservations point à point long terme que le producteur
25 s'approprie en vertu de l'article 22.1 dont nous avons discuté précédemment.

26

27 **LES EXPORTATIONS EN 2000**

28

29 Nonobstant tout ce qui a été dit précédemment, il pourrait être intéressant de
30 constater comment certains tableaux que nous avons utilisés pourraient être
31 modifiés si les données relatives aux achats et aux ventes à l'exportation depuis

1 juin 2000 étaient utilisées. **Le graphique 3 de l'Annexe 2** nous renseigne à
2 l'effet que depuis juin 2000, un cassure importante s'est effectuée au niveau du
3 coût unitaire d'achat d'énergie sur le réseau américain dont la valeur moyenne
4 sur une base annuelle est subitement passée de 42 \$/MWh à 25 \$/MWh selon
5 les statistiques d'importation de l'ONE tandis que le volume des achats a
6 quadruplé. Dans le même temps, le coût unitaire des ventes, toujours sur une
7 base annuelle, est passé de 38 \$/MWh à 50 \$/MWh.

8

9 Nous avons voulu appliquer ces nouveaux taux aux ventes court terme à partir
10 de nos moyens de production propres ainsi qu'aux achats-revente. Le résultat
11 de ces calculs apparaissent aux tableaux de l'Annexe 5 que nous analyserons
12 de façon individuelle ci-dessous :

13

14 Afin de comparer des situations identiques, nous avons appliqué aux tableaux
15 de l'Annexe 6 les mêmes volumes qu'en 1998 mais en utilisant les prix de vente
16 moyens des 12 derniers mois tels que connus à la fin d'octobre 2000 en
17 supposant que les chiffres de l'ONE pour le court terme peuvent maintenant
18 s'appliquer à l'activité achat-revente.

19

20 **Tableau 14** : Si l'on applique aux ventes à court terme réalisées à partir de nos
21 moyens de production propres un coût unitaire de vente de 50 \$/MWh et un
22 coût d'achat correspondant à la valeur patrimoniale réduite des pertes, on
23 constate que même avec le tarif de transport régulier de 16.69 \$/MWh, la marge
24 bénéficiaire s'établit à 15.6 M\$. Cependant, si des rabais par étapes
25 successives de 2 \$/MWh sont appliqués, nous voyons augmenter la marge
26 bénéficiaire au détriment du revenu de transport qui diminue, la somme marge
27 bénéficiaire+revenu de transport demeurant fixe à 65 M\$.

28

29 Les bénéfices obtenus durant les mois d'été sont beaucoup plus élevés encore
30 si nous appliquons pour toute l'année le chiffre moyen des trois mois d'été qui
31 est de 70 \$/MWh (voir tableau plus bas). Le tableau 14a est très éloquent à ce

1 sujet car nous voyons la marge bénéficiaire bondir de 15 M\$ à 75 M\$, cela en
2 ayant maintenu le volume des ventes à 3 TWh. Que serait cette marge
3 bénéficiaire avec le volume de ventes de l'an 2000?

4

5 **Tableau 15** : Identique au précédent, mais avec un prix de vente de 40 \$/MWh
6 comme en 1998. Ici, la rentabilité ne s'obtient qu'au scénario 4 avec un tarif de
7 transport à rabais de 10 \$/MWh.

8

9 **Tableau 16** : Même l'achat-revente peut s'effectuer sans rabais avec un prix de
10 vente moyen de 50 \$/MWh. Si nous abaissons simultanément le coût d'achat
11 de l'énergie sur le marché spot et le tarif de transport par étapes successives,
12 nous voyons la marge bénéficiaire grimper tandis que le revenu de transport
13 diminue graduellement. Mais la somme des deux va progressant.

14

15 **Tableau 17** : Identique au précédent avec un prix de vente de 40 \$/MWh
16 comme en 1998. Ici, la rentabilité ne s'obtient qu'au scénario 3 avec un rabais
17 du tarif de transport de 30%.

18

19 Ces quatre tableaux nous permettent de conclure que si la situation continue
20 d'évoluer comme elle le fait depuis juin 2000, la question des rabais ne se
21 posera plus dans l'avenir et les bénéfices iront grandissant. Mais des indices
22 nous portent à croire que nous sommes en régression présentement après
23 avoir subi l'influence des mois d'été où la demande sur le marché américain a
24 été très forte. S'agit-il d'un phénomène temporaire? Il nous faudra continuer à
25 observer l'évolution de ces marchés durant un an avant de se prononcer.

26

1 Alors, peut-être y aurait-il lieu pour l'instant de ne se dispenser de rabais que
2 pour les mois d'été car, si l'on observe les tableau 18a et 18b de l'Annexe 6, il
3 ressort que la moyenne des trois mois d'été tend à prendre de l'ampleur par
4 rapport au reste de l'année tel qu'en témoigne le tableau suivant :

5

Année	\$/MWh 3 mois	\$/MWh 12 mois	Ratio
1997	35.91	32.63	1.10
1998	48.02	40.18	1.19
1999	49.52	36.92	1.34
Oct. 2000	71.70	50.94	1.41

6

7

8 Quant au tableau 18c de cette même annexe qui concerne les importations, il
9 n'est fourni qu'à titre complémentaire aux tableaux précédents 18a et 18b qui
10 ont trait aux exportations. Nous désirons cependant signaler qu'il s'est effectué
11 une transaction très importante en mai 2000 dont nous ne connaissons pas
12 l'explication, une transaction qui influence fortement les moyennes mensuelles
13 des 12 derniers mois consécutives. Ces tableaux ont par ailleurs servi à la
14 préparation des graphiques 1, 2 et 3 de l'Annexe 2.

15

16 **CONCLUSIONS**

17

18 • Les activités stockage d'énergie et achat-revente devraient être traitées
19 comme des activités de point à point.

20

21 • Les réponses d'Hydro-Québec confirment ce que les calculs nous avaient
22 révélé. L'entreprise, dans son rôle de Producteur, interprète l'article 22.1 des
23 Tarifs et Conditions à son avantage et ne s'acquitte d'aucun frais de transport
24 sur le réseau principal dans la plupart de ses activités court-terme telles que
25 le courtage d'achat-revente et les ventes interruptibles.

26

- 1 • Le tableau présenté par Hydro-Québec pour l'année 1999 qui se propose de
2 démontrer une forte diminution de l'écart entre les taux de pertes du point à
3 point et du réseau de charge locale est incohérent et ne devrait pas être
4 utilisé aux fins du présent exercice. Le débat sur l'uniformisation du taux de
5 pertes pourrait n'être qu'un faux débat, l'uniformisation des taux n'ayant pas
6 pour effet d'éliminer ces pertes qui demeurent bien réelles et dont nous
7 devons tenir compte dans l'évaluation de la rentabilité des échanges avec
8 réseaux voisins? Il faudrait plutôt discuter de cette question sous son
9 véritable jour.
- 10
- 11 • L'uniformisation du taux de pertes à 5.2 % implique un transfert de 10.5 M\$
12 vers la facture de la clientèle locale. Sa mise en application ne serait
13 bénéfique qu'à Hydro-Québec qui verrait sa marge unitaire augmenter tout
14 en ne rapportant aucun avantage pour la clientèle locale.
- 15
- 16 • Il serait important de clarifier la situation de la ligne à courant continu
17 Radisson-Nicolet-Des Cantons en vue de déterminer si les pertes électriques
18 de cette ligne sont considérées comme pertes de transport ou pertes
19 d'Interconnexion, et dans quelle proportion, compte tenu du fait que cette
20 ligne sert présentement à 99% pour les exportations.
- 21
- 22 • Un calcul approximatif tiré des tableaux annexés indique que pour l'année
23 1998 prise en exemple, les revenus de transport pour la charge locale
24 auraient pu rapporter 24 M\$ pour le court terme interruptible (Tableau 1,
25 Annexe 1) et 34 M\$ pour l'achat-revente (Tableau 10, Annexe 5) s'ils
26 n'avaient été évités en vertu de l'article 22.1, comparativement aux 3.5 M\$
27 déclarés par Hydro-Québec.
- 28
- 29 • La définition présente des limites territoriales pose un problème lorsqu'il s'agit
30 d'inclure les interconnexions à courant continu dans l'évaluation des pertes.
31 Ne serait-il pas possible d'inclure les interconnexions hors territoire dans ce

- 1 qu'il est convenu d'appeler le *réseau étendu de TransÉnergie* et de définir les
2 limites de ce réseau?
3
- 4 • Des limites minimales pourraient être spécifiées pour les tarifs de jour et de
5 nuit comme complément à l'imposition de balises qui permettraient d'exercer
6 un contrôle sur la valeur moyenne des rabais selon la période de l'année.
7
 - 8 • Il serait très important pour la Régie de connaître la façon dont les coûts de
9 transport sur les réseaux étrangers sont ventilés ainsi que leur importance
10 relative par rapport aux coûts de transport à rabais sur le réseau d'Hydro-
11 Québec.
12
 - 13 • Selon l'évolution du marché américain qui se dégage depuis 1999, et tout
14 particulièrement depuis juin 2000, il y aurait lieu de croire que l'ère des rabais
15 est terminée, du moins pour la période estivale où la demande sur le marché
16 américain est très forte. Les rabais pourraient de ce fait être maintenus pour
17 le reste de l'année seulement.
18
 - 19 • Compte tenu de ce qui précède, nous devons maintenir l'application d'une
20 politique de rabais applicable à certaines périodes de l'année ou sur
21 demande par Hydro-Québec lorsque la situation l'exige.

Gérald Roberge, B.Sc.A, ing. (Polytechnique 1955)

1

2 C'est à titre d'ingénieur ayant oeuvré dans le domaine de la production et du
3 transport d'énergie à moyenne et très haute tensions durant une trentaine
4 d'années, au service d'Hydro-Québec, que je témoigne comme expert dans une
5 cause mettant à profit mon expérience des réseaux électriques.

6

7 Retraité depuis 1987, j'ai au cours de mon emploi à Hydro-Québec mis sur pied
8 et conduit les destinées du service Essais de réseau et Analyse - où j'étais
9 responsable d'une équipe d'ingénieurs et de techniciens chargés des essais
10 spéciaux et de la mise en service des lignes à haute tension, des équipements
11 de production et de transport d'électricité ainsi que des interconnexions avec
12 réseaux voisins - et j'ai collaboré et/ou dirigé des groupes techniques chargés
13 d'évaluer les choix technologiques des réseaux de transport Churchill Falls et
14 Baie James.

15

16 Je suis un spécialiste reconnu en réseaux électriques. En plus d'avoir participé,
17 avec mon équipe, à la mise en service des premières lignes de transport à très
18 haute tension à 735 000 volts d'Hydro-Québec entre Manicouagan et Montréal
19 et des centrales du complexe Manic-Outardes, j'ai également réalisé les essais
20 et la mise en service de la première ligne et de la centrale Churchill Falls et ai
21 aussi contribué, à titre d'expert dans le domaine des essais spéciaux, à la mise
22 en place des différents modes de compensation sur les lignes à très haute
23 tension de la Baie James. De plus, je possède une connaissance intime du
24 réseau de transport d'Hydro-Québec et des équipements qui lui sont associés.

25

26 J'ai par ailleurs été reconnu comme expert par la Régie de l'énergie dans des
27 causes réglementaires antérieures telles que celles portant sur *les principes*
28 *généraux en matière réglementaire pour la détermination et l'application de*
29 *tarifs à être fixés à l'égard du transport d'électricité lors d'audiences ultérieures*
30 *ainsi que sur les modalités de mise en oeuvre de la contribution de la petite*
31 *production hydraulique privée.*