

**TÉMOIGNAGE EN CHEF
DE
ALBERT CHÉHADÉ**

TARIFS DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

**DIRECTION
AFFAIRES RÉGLEMENTAIRES ET TARIFAIRES**

TABLE DES MATIÈRES

1	<u>TABLE DES MATIÈRES</u>	
2		
3	1. Introduction	4
4	2. Établissement des tarifs de transport	6
5	2.1 Répartition du coût du service de transport.....	9
6	2.2 Allocation des coûts en puissance et en énergie	11
7	2.3 Revenus requis du transporteur	14
8	2.4 Détermination des besoins de transport aux fins du calcul des tarifs .	17
9	2.4.1 Charge locale	17
10	2.4.2 Service en réseau intégré.....	18
11	2.4.3 Service de point à point	19
12	2.4.4 Besoins de transport considérés	21
13	2.4.5 Revenus générés par les tarifs actuels.....	22
14	2.5 Pertes de transport	22
15	2.6 Calcul des tarifs de transport de point à point	23
16	2.6.1 Tarifs de point à point	23
17	2.6.2 Dépassement des capacités réservées.....	27
18	2.6.3 Rabais	27
19	2.7 Récupération des revenus requis résiduels.....	29
20	2.7.1 Facturation du service de transport de point à point annuel	29
21	2.7.2 Facturation du service de transport en réseau intégré	29
22	2.7.3 Facturation de la charge locale	31
23	2.8 Tarification par fonction	32
24	2.9 Tarification selon la localisation ou la distance	33
25	2.10 Tarification de la congestion	34
26	3. Traitement des ajouts de capacité de transport	36
27	3.1 Ajouts de capacité pour la charge locale	37
28	3.2 Ajouts de capacité pour les services en réseau intégré et de	
29	point à point.....	38

1	3.2.1 Améliorations du réseau de transport existant	38
2	3.2.2 Installations d'attribution particulière	39
3	4. Conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux	46
4	5. Méthode d'établissement des tarifs des services complémentaires	47
5	5.1 Service de programmation, de contrôle du réseau et de répartition ...	50
6	5.2 Service de fourniture de puissance réactive et de contrôle de	
7	tension à partir des équipements de production.....	50
8	5.3 Service de régulation et de contrôle de fréquence	53
9	5.4 Service d'énergie involontaire	54
10	5.5 Réserve d'exploitation - Service de réserve synchrone et de stabilité .	55
11	5.6 Réserve d'exploitation - Service de réserve supplémentaire	58
12		
13	Annexes	
14	1. Utilisation du réseau de transport.....	60
15	2. Comparaison avec les tarifs existants	65

1 **1. INTRODUCTION**

2 Ce document vise à établir les tarifs applicables pour l'année 2001 aux
3 utilisateurs du réseau de transport d'Hydro-Québec, compte tenu du coût du
4 service de transport. Plus précisément, cette proposition vise à déterminer :

- 5 • le tarif pour la charge locale ;
6 • le tarif pour le service en réseau intégré ;
7 • les tarifs pour les services de point à point ; et
8 • les tarifs des services complémentaires¹.

9 Hydro-Québec propose de maintenir l'utilisation d'un tarif de transport de type
10 timbre-poste, basé sur les coûts moyens de transporter l'électricité. La
11 proposition d'Hydro-Québec reflète l'approche utilisée par tous les
12 transporteurs en Amérique du Nord, tout en reconnaissant les particularités
13 de son réseau. Comme l'indiquent M. Ren Orans et M. Roland Priddle dans
14 leur témoignage respectif², que ce soit dans le domaine de l'électricité ou du
15 gaz naturel, la majorité des transporteurs utilisent une tarification au coût
16 moyen pour les services de transport.

17 Hydro-Québec propose d'offrir les mêmes services de transport qui sont
18 offerts actuellement, c'est-à-dire un service en réseau intégré, un service de
19 point à point (sur une base ferme ou non ferme) et des services
20 complémentaires. Les tarifs proposés offrent toujours à tous les utilisateurs un
21 accès au réseau d'Hydro-Québec comparable à celui dont jouit la charge
22 locale, ce qui maintient la conformité des tarifs avec le contrat type de la

¹ Dans la présente preuve, le terme « services complémentaires » remplace le terme « services ancillaires » qui apparaît au *Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau*.

² Pièce HQT-10, Documents 4 et 5.

1 Federal Energy Regulatory Commission (FERC)³. Par conséquent, cette
2 proposition ne compromet pas le statut de négociant sur le marché de gros de
3 l'électricité aux Etats-Unis obtenu par d'Hydro-Québec en novembre 1997.

4 Les modifications et améliorations proposées aux *Tarifs et conditions du*
5 *service de transport d'Hydro-Québec* (ci-après *Tarifs et conditions*)⁴
6 concernent :

- 7 1. la révision du niveau des tarifs de transport afin que les revenus
8 générés correspondent aux revenus requis ;
- 9 2. l'établissement de la part du ratio de charge des clients en réseau
10 intégré sur une base annuelle plutôt que mensuelle pour la
11 récupération des revenus requis;
- 12 3. l'énoncé de la politique de rabais ;
- 13 4. l'introduction de tarifs distincts pour certains services complémentaires
14 et l'expression de ces tarifs en puissance plutôt qu'en énergie.

15 Outre les modifications aux *Tarifs et conditions*, Hydro-Québec propose des
16 modalités relatives au traitement des ajouts de capacité sur le réseau à la
17 section 3. Les conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux sont
18 traitées à la section 4. Finalement, la méthode d'établissement des tarifs des
19 services complémentaires prévus aux annexes 1 à 6 des *Tarifs et conditions*
20 est présentée à la section 5.

³ L'ordonnance 888 publiée par la Federal Energy Regulatory Commission en 1996 et les ordonnances subséquentes proposent un contrat de transport type aux transporteurs d'électricité sous sa juridiction.

⁴ Les *Tarifs et conditions* remplacent le *Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau*.

2. ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE TRANSPORT

1 Avant d'aborder plus en détail le choix des paramètres servant à établir les
2 tarifs de transport et leur calcul, il est important de passer en revue les
3 principes qui ont guidé Hydro-Québec pour le développement des tarifs
4 proposés.
5

6 La tarification des services de transport a été élaborée en tenant compte des
7 particularités du réseau de transport d'Hydro-Québec, de la tarification en
8 vigueur depuis 1997⁵ de même que du contexte réglementaire et légal
9 encadrant le transport d'électricité au Québec.

10 Le réseau de transport d'Hydro-Québec est un réseau conçu de façon à
11 répondre en tout temps aux besoins en électricité qui atteignent leur
12 maximum en période d'hiver. Les conditions climatiques observées au
13 Québec affectent directement les besoins de transit étant donnée l'utilisation
14 très importante de systèmes de chauffage à l'électricité. Le réseau de
15 transport doit être en mesure de répondre à cette demande. Une fois les
16 équipements installés, les besoins de transit correspondant aux autres
17 périodes de l'année peuvent être satisfaits à un coût marginal très faible. Il est
18 donc nécessaire que les tarifs de transport proposés reconnaissent
19 l'importance de la pointe annuelle dans les dépenses engagées par le
20 transporteur pour répondre aux besoins de la charge locale.

21 Hydro-Québec propose une tarification des services de transport basée sur
22 les coûts moyens. L'approche du coût moyen permet de récupérer auprès de
23 l'ensemble des clients les coûts de transport nécessaires pour répondre à leur
24 utilisation du réseau. Cette approche est également en continuité avec la
25 pratique tarifaire en usage au Québec et partout ailleurs, dans le domaine du

⁵ Le *Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau* qui résume les termes et conditions relatifs au transport d'électricité sur le réseau d'Hydro-Québec est en vigueur depuis que le Québec a ouvert son marché de gros de l'électricité à la concurrence en mai 1997.

1 transport et de la distribution, tout comme le principe de l'uniformité territoriale
2 des tarifs.

3 Hydro-Québec propose d'utiliser un tarif timbre-poste applicable sur tout son
4 réseau de transport. Étant établi à partir d'un seul coût de service pour
5 l'ensemble des activités de transport, ce tarif reflète le fait que le réseau est
6 intégré et qu'il sert à rendre tous les services de transport, y compris le
7 service de point à point.

8 En maintenant un tarif de type timbre-poste applicable de façon uniforme sur
9 l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec, tous les clients du
10 transporteur conservent leur droit à un même tarif et ce, indépendamment de
11 leur situation géographique, du parcours utilisé pour se rendre d'un point à un
12 autre ou de la distance parcourue par l'électricité transitée. En outre, la
13 tarification proposée offre l'avantage de la simplicité dans sa compréhension
14 et sa mise en œuvre, et est conforme à ce que l'on retrouve partout ailleurs
15 dans les secteurs électrique et gazier.

16 Les tarifs applicables aux services complémentaires s'appliquent également
17 de façon uniforme sur l'ensemble du réseau, peu importe la situation
18 géographique du client qui les utilise ou du producteur qui les fournit.

19 La proposition d'Hydro-Québec est également conforme à la *Loi sur la Régie*
20 *de l'énergie* qui stipule à l'article 11, alinéa 11 que la Régie doit, lorsqu'elle
21 fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, « *maintenir, sous réserve d'un*
22 *décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la*
23 *tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité* ». Pour
24 Hydro-Québec, les tarifs uniformes qu'elle propose respectent le principe
25 d'uniformité territoriale tel que spécifié dans la loi.

26 Les tarifs proposés sont équitables. Ils permettent d'offrir à tous les
27 utilisateurs un accès au réseau de transport d'Hydro-Québec à un prix

1 comparable à celui de la charge locale d'Hydro-Québec, les faisant contribuer
2 par le fait même aux coûts fixes du réseau.

3 En effet, l'application de tarifs uniformes sur l'ensemble du réseau de
4 transport permet de s'assurer que les coûts de l'ensemble des actifs de
5 transport soient récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle de transport,
6 même si certains clients choisissent un fournisseur d'électricité autre
7 qu'Hydro-Québec.

8 Toute tarification du transport qui viserait à appliquer un prix différent aux
9 producteurs d'électricité en fonction de leur situation géographique pourrait
10 ainsi remettre en question le rôle de l'électricité dans le développement
11 régional du Québec et serait incohérente avec la tarification du transport du
12 gaz naturel au Québec et son impact sur les centrales thermiques. Il faut
13 souligner à cet égard que la Société en Commandite Gaz Métropolitain
14 (SCGM) a récemment éliminé la tarification par zone (zones nord et sud) au
15 profit de tarifs uniformes sur l'ensemble du territoire québécois.

16 L'application de tarifs de transport uniformes au Québec ne représente pas
17 un obstacle au choix d'une source de production à moindre coût pour
18 l'alimentation de la charge locale. Dans son avis sur les modalités de mise en
19 œuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique
20 d'électricité au plan des ressources d'Hydro-Québec, la Régie a précisé que :
21 « ..., le fait que l'on doive, pour effectuer des choix optimaux, tenir compte de
22 tous les coûts additionnels, y compris les coûts de transport, ne présume rien
23 au niveau de la tarification ».⁶ Ainsi, lorsque le distributeur aura à choisir entre
24 plusieurs fournisseurs dont la situation géographique diffère, il pourra opter
25 pour celui dont le coût unitaire total de production et de transport est le plus
26 faible. En effet, le distributeur pourra tenir compte de l'impact qu'auront les
27 projets sur le niveau du prix du transport et donc, sur sa facture. C'est le

⁶ Régie de l'énergie, *Avis sur les modalités de mise en œuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan des ressources d'Hydro-Québec*, A-99-02, p. 51.

1 principe qu'a appliqué Hydro-Québec jusqu'à présent lors des choix de
2 nouvelles centrales de production. Le transporteur n'a donc pas à favoriser,
3 par sa tarification, une source d'énergie par rapport à une autre puisque
4 l'ensemble des paramètres sera pris en compte dans le choix des
5 fournisseurs.

6 Les prochaines sections décrivent les paramètres et la méthode utilisés pour
7 établir les tarifs de transport applicables aux différents services offerts par le
8 transporteur, c'est-à-dire le service en réseau intégré et le service de point à
9 point, de même que le traitement proposé pour la charge locale.

10 **2.1 Répartition du coût du service de transport**

11 En vertu de ses obligations, le transporteur doit répondre de façon fiable aux
12 besoins de la charge locale. La planification de même que l'exploitation du
13 réseau de transport sont effectuées pour répondre à cette exigence. Ainsi, le
14 réseau comprend tous les actifs de transport reliés à la fiabilité et à la sécurité
15 d'approvisionnement du réseau. Ceci inclut notamment les interconnexions,
16 même en l'absence d'exportation. Les dépenses et les investissements étant
17 engagés pour la charge locale, il va de soi que la responsabilité ultime
18 d'assumer le coût du service de transport appartient aux clients de charge
19 locale qui bénéficient de l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec.
20 Toutefois, TransÉnergie peut par la commercialisation des excédents de
21 capacité réduire la part du coût de service assumée par les clients de charge
22 locale. Par conséquent, le coût que la charge locale aura véritablement à
23 supporter est directement relié à la quantité d'excédents que TransÉnergie
24 aura réussi à commercialiser.

25 La clientèle de charge locale se compose en termes de ventes de 97 % de
26 clients du distributeur et de 3 % de clients de neuf réseaux municipaux et
27 d'une coopérative régionale d'électricité, ces derniers pouvant en tout temps
28 se retirer de la clientèle régulière d'Hydro-Québec. Dans cette éventualité, le

1 service de transport en réseau intégré leur serait disponible à des termes et
2 conditions comparables à ceux dont ils bénéficiaient comme clients de charge
3 locale. Ils auraient aussi le choix d'opter pour un service de transport de point
4 à point pour acheminer l'électricité provenant d'un fournisseur autre
5 qu'Hydro-Québec jusqu'à l'entrée de leur réseau.

6 Les services de point à point ferme et non ferme permettent au transporteur
7 d'optimiser l'utilisation de son réseau et de réduire le coût du service pour la
8 charge locale et les clients du réseau intégré. Bien qu'actuellement le service
9 de point à point soit principalement utilisé pour le transit d'exportation, il
10 pourrait également s'appliquer aux autres types de transit, ce qui signifie que
11 l'ensemble du réseau peut être sollicité. Les clients qui utilisent ces services
12 doivent réserver la capacité de transport nécessaire et payer un montant
13 selon le tarif prévu pour le service utilisé.

14 Plusieurs options en matière de tarification s'offrent au transporteur pour la
15 commercialisation des excédents de capacité au moyen du service de point à
16 point. Une de ces solutions consiste à appliquer des tarifs basés sur le coût
17 que l'activité additionnelle occasionne, soit le coût marginal. Comme le coût
18 marginal de court terme est égal aux coûts variables qui sont quasi nuls dans
19 le transport⁷, ce type de tarif ne générerait que peu de revenus et serait
20 inéquitable pour la charge locale en raison de l'absence de contribution aux
21 frais fixes des clients de point à point.

22 Une tarification au coût moyen et les revenus qu'elle procure apparaît donc
23 plus équitable pour les clients de charge locale. De plus, afin d'optimiser
24 davantage l'utilisation de son réseau et ainsi maximiser les revenus générés
25 par le service de point à point, le transporteur a aussi recours aux rabais qu'il
26 offre sur les services de court terme. Les sommes reçues pour les services de

⁷ Voir l'estimation des coûts variables traitée à la section 2.2.

1 point à point réduisent d'autant les sommes à récupérer auprès des clients de
2 charge locale et de réseau intégré, le cas échéant.

3 **2.2 Allocation des coûts en puissance et en énergie**

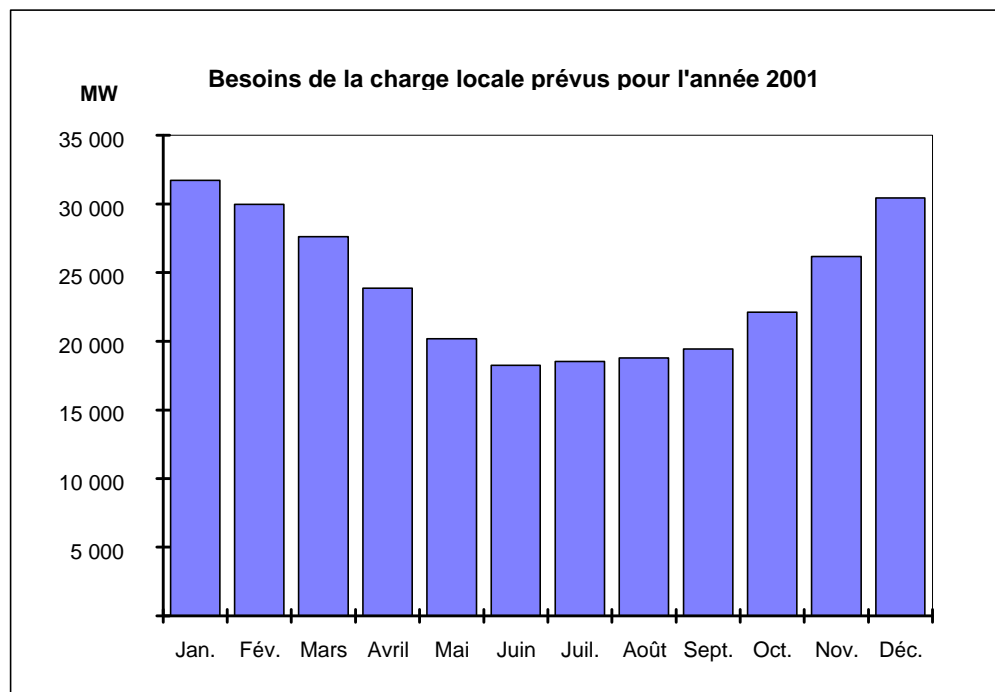
4 La tarification doit assurer à l'entreprise des revenus annuels suffisants pour
5 couvrir l'ensemble des coûts associés au service de transport et générer un
6 rendement raisonnable sur la base de tarification. L'allocation des coûts ainsi
7 que la conception tarifaire contribuent à l'atteinte de ces objectifs.

8 En théorie, les coûts pourraient être répartis en trois composantes :

- 9 • la composante puissance : correspond généralement aux coûts
10 d'investis-ement et d'entretien des équipements de transport mis en
11 place afin de répondre à la demande de pointe (kW). Ces coûts sont
12 directement fonction de la capacité installée du réseau.
- 13 • la composante énergie : correspond généralement aux coûts qui
14 fluctuent en fonction de la consommation d'électricité (kWh) et du
15 moment de cette consommation (heures de pointe, heures pleines,
16 heures creuses).
- 17 • la composante abonnement : correspond aux coûts qui sont
18 directement liés au nombre de clients. Ces coûts comprennent
19 généralement les frais relatifs à la facturation, à la gestion des
20 dossiers clients, à l'encaissement, au recouvrement et au mesurage.

21 Les réseaux de transport sont planifiés et construits pour faire face à la
22 demande de pointe. C'est pour répondre à cette demande que sont effectués
23 les dépenses et les investissements sur le réseau. Ainsi, la presque totalité
24 des coûts associés au réseau de transport est considérée comme reliée à la
25 puissance, et l'allocation de l'ensemble des coûts du réseau de transport en
26 puissance traduit cette réalité. C'est d'ailleurs la pratique usuelle dans
27 l'industrie.

1 Le graphique suivant reproduisant le profil de consommation des clients de la
2 charge locale, illustre le caractère saisonnier de l'utilisation du réseau de
3 transport d'Hydro-Québec. La prévision pour l'année 2001 des besoins en
4 puissance de la charge locale montre que la puissance maximale appelée du
5 mois de juin (18 258 MW) ne représente que 58 % de la puissance maximale
6 appelée de l'année (31 726 MW) prévue en janvier. Ce rapport est de 75 % si
7 l'on utilise la moyenne mensuelle des puissances maximales appelées
8 (23 923 MW). En présence de tels écarts, il est d'usage d'utiliser la pointe
9 annuelle comme paramètre d'allocation des coûts de puissance.



10

1 Si des coûts devaient être associés à la composante énergie, ils devraient
2 correspondre aux coûts variables associés à l'utilisation du réseau de
3 transport, c'est-à-dire les coûts additionnels que le transporteur doit assumer
4 pour effectuer une transaction supplémentaire. Ces coûts représentent une
5 très faible proportion des charges d'exploitation du transporteur : ils pourraient
6 correspondre, par exemple, à la rémunération des employés du Centre de
7 Conduite du Réseau et de OASIS qui réalisent les transactions. À titre
8 indicatif, l'ensemble des charges d'exploitation représente moins de 10 % du
9 coût total et la composante effectivement variable de ce coût ne peut être que
10 marginale. Puisque, de par sa nature, le réseau de transport représente une
11 capacité maximale disponible de transit de l'électricité et que son utilisation
12 n'engendre pas à la marge d'autres coûts que ceux associés à son
13 exploitation, aucun coût de transport n'est alloué en énergie. Il n'est donc pas
14 nécessaire d'ajouter une composante en énergie (¢/kWh) à la structure
15 tarifaire actuelle exprimée en \$/kW.

16 En général, lorsqu'une composante en énergie est ajoutée à une structure
17 tarifaire de transport, elle tient compte du taux des pertes observées sur le
18 réseau de transport. Toutefois, il n'est pas nécessaire d'en tenir compte dans
19 la structure tarifaire proposée puisque c'est le client du service de transport
20 qui doit compenser les pertes ou se procurer les quantités correspondantes
21 auprès d'un producteur lorsqu'il effectue un transit sur le réseau.

22 Pour le client, un coût de transport en \$/kW peut également s'exprimer en
23 ¢/kWh. Le coût unitaire payé par le client, c'est-à-dire le montant de la facture
24 de transport divisé par la quantité d'énergie transitée, diminue à mesure que
25 le client augmente son transit d'énergie pour un niveau donné de réservation.
26 En effet, les coûts de la réservation sont alors amortis sur un plus grand
27 nombre de kilowattheures, ce qui baisse le coût unitaire en ¢/kWh. Ainsi, plus
28 un client fera transiter d'énergie pour un niveau de réservation donné, plus

1 bas sera le coût unitaire (¢/kWh). Ce signal de prix incite donc les clients à
2 utiliser leurs réservations le plus efficacement possible.

3 À l'opposé, l'établissement d'un tarif de transport en énergie (¢/kWh)
4 applicable à tous les clients ne permettrait pas de refléter les coûts résultant
5 des appels de puissance et encouragerait une sous-utilisation du réseau de
6 transport. C'est pourquoi il est proposé d'établir le tarif de transport sur la
7 base des capacités réservées et non pas de la quantité d'énergie transitée.

8 L'impact pour les producteurs d'une allocation des coûts en énergie plutôt
9 qu'en puissance varie selon certains paramètres. Ainsi, ce type de tarification
10 ne pénalise pas en soi les fournisseurs qui alimentent les clients de charge
11 locale puisque le critère de sélection du distributeur s'appuie sur les dépenses
12 additionnelles qu'il devra engager, et non sur leur traitement tarifaire.

13 Cependant, si le producteur exporte lui-même son énergie, il devra réserver
14 des capacités de transport pour effectuer le transit d'exportation. Un tarif de
15 transport en énergie favoriserait les clients à faible facteur d'utilisation,
16 notamment les producteurs d'énergie de source intermittente. En revanche,
17 cette solution est inefficace puisqu'elle ne reflète pas les différences de coûts
18 résultant du taux d'utilisation des capacités de transport mobilisées.

19 Enfin, les coûts d'abonnement associés aux clients du transporteur
20 représentent une part si minime de leur facture que l'application de frais
21 spécifiques d'abonnement n'aurait pas d'impact sur les tarifs de transport.

22 **2.3 Revenus requis du transporteur**

23 Les revenus requis de l'activité transport d'Hydro-Québec correspondent aux
24 revenus qui permettent de couvrir les dépenses nécessaires à la prestation du
25 service de transport et d'assurer un rendement raisonnable sur la base de
26 tarification du transporteur. Les revenus requis totaux pour l'année 2001 sont
27 établis à 2 685 M\$ (voir HQT-5, document 3).

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

9 Traitement des revenus provenant des ventes à court terme

10 Les services de transport de court terme de point à point sont offerts sur une
11 base ferme ou non ferme et, au besoin, avec des rabais afin d'optimiser
12 l'utilisation du réseau. Les prix des services de court terme prévus aux
13 annexes 7 et 8 des *Tarifs et conditions* sont des prix plafond auxquels
14 peuvent s'appliquer les rabais (voir section 2.6.3). Les revenus des ventes à
15 court terme varient d'année en année selon les conditions du marché.
16 Comme les services de court terme peuvent être utilisés au-delà des
17 réservations fermes de long terme, les revenus varient aussi en fonction du
18 niveau de ces réservations.

19 Hydro-Québec propose que les revenus des ventes à court terme soient
20 exclus du calcul des tarifs des clients utilisant un service ferme de long terme
21 puisqu'ils permettent de réduire les coûts assumés par l'ensemble de cette
22 clientèle. Les revenus prévus des ventes à court terme sont donc soustraits
23 des revenus requis totaux de transport, imputables à l'ensemble des clients
24 utilisant un service de transport de long terme.⁸

25 Comme il peut y avoir des fluctuations relativement importantes des
26 transactions de court terme, il est proposé d'établir à chaque année une

⁸ De la même manière, les capacités de transport utilisées pour établir le prix des services de transport fermes excluent les capacités réservées de court terme. Voir à cet effet la section 2.4.

1 prévision de ces revenus selon la moyenne des revenus réalisés au cours des
2 années antérieures et selon une période suffisamment longue pour être
3 représentative. Cette méthode, basée sur l'historique, permet de capter les
4 tendances dans l'évolution des ventes à court terme tout en minimisant
5 l'impact des conditions changeantes reliées aux prix de l'énergie sur les
6 marchés externes.

7 Les chiffres actuellement disponibles couvrent la période de mai 1997 à juin
8 2000 inclusivement, soit une période de trois ans. Pour l'année 2001, la
9 prévision des revenus des ventes à court terme correspond à la moyenne des
10 revenus pour cette période, corrigés pour un taux de pertes uniforme de
11 5,2 %.

12 **Revenus des ventes à court terme (M\$)**

	1997	1998	1999	2000	Total
Revenus incluant pertes de 7 %	5,1	3,7	22,4	4,9	
Revenus excluant pertes	4,8	3,5	20,9	4,6	33,8
Nombre de mois	8	12	12	6	38
Moyenne annuelle					
excluant pertes					10,7
incluant pertes de 5,2 %					11,2

13 Ainsi, pour l'année 2001, les revenus des ventes à court terme sont estimés à
14 11 M\$. Les revenus requis résiduels aux fins du calcul des tarifs
15 correspondent alors à 2 674 M\$.

1 Établissement des revenus requis résiduels pour l'année 2001

	Revenus requis totaux	2 685 M\$
-	Ventes à court terme prévues	11 M\$
=	Revenus requis résiduels	2 674 M\$

2 2.4 Détermination des besoins de transport aux fins du calcul des tarifs

3 Les revenus requis de transport sont partagés entre les clients de charge
4 locale, de réseau intégré et de point à point. Il est donc nécessaire d'établir
5 les besoins de transport pour chaque catégorie de clients.

6 2.4.1 Charge locale

7 Pour planifier et exploiter son réseau de manière à répondre à la demande en
8 pointe de l'ensemble de ses clients, le transporteur dispose notamment d'une
9 prévision de long terme des besoins de la charge locale qui est mise à jour à
10 tous les ans et lui est fournie par le distributeur.

11 La méthodologie utilisée par le distributeur pour établir cette prévision ainsi
12 que les résultats pour l'année témoin sont décrits à la pièce HQT-4, document
13 2, et les résultats sont reproduits au tableau suivant:

1

Besoins prévus pour 2001 - Charge locale (MW)

Mois	Pointe mensuelle
Janvier	31 726
Février	29 968
Mars	27 609
Avril	23 866
Mai	20 167
Juin	18 258
Juillet	18 524
Août	18 779
Septembre	19 446
Octobre	22 113
Novembre	26 187
Décembre	30 439
Pointe annuelle (janvier)	31 726

2

3

4

Pour l'année 2001, la pointe annuelle prévue, incluant les pertes, correspond à 31 726 MW. Cette prévision est utilisée dans le calcul des tarifs de transport (voir section 2.6).

5

2.4.2 Service en réseau intégré

6

7

8

Tout comme la charge locale, les clients du service de transport en réseau intégré doivent fournir au transporteur une prévision de long terme de leurs besoins.

1 Pour l'année 2001, la charge considérée pour le service en réseau intégré
2 est nulle puisque Hydro-Québec ne prévoit aucune souscription à ce service.

3 **2.4.3 Service de point à point**

4 Hydro-Québec est actuellement le principal utilisateur des services de
5 transport de point à point et les transits contractés par Hydro-Québec sont
6 tous des transits d'exportation (« wheel-out »). Dans le cadre de ses transits
7 vers les marchés externes, Hydro-Québec réserve sur une base annuelle et
8 mensuelle des capacités fermes de transport de point à point. Ces capacités
9 lui sont nécessaires entre autres pour faire face à ses obligations
10 contractuelles avec des clients externes. Toute capacité additionnelle fait
11 l'objet de réservations de point à point de court terme avec le transporteur.
12 Les réservations de point à point sont affichées sur le site OASIS du
13 transporteur.

14 Hydro-Québec propose que la prévision des réservations annuelles de point
15 à point soit établie à chaque année en fonction de la moyenne des années
16 antérieures, tout comme pour la prévision des revenus des ventes à court
17 terme.

18 Les données historiques disponibles remontent à 1997, soit depuis que les
19 tarifs actuels de transport sont en vigueur. En présumant que les réservations
20 annuelles pour l'année en cours demeurent à leur niveau actuel jusqu'au
21 31 décembre 2000, la prévision des réservations annuelles de point à point
22 pour l'année 2001 correspondant à la moyenne des réservations sur cette
23 période corrigées pour un taux de pertes uniforme de 5,2 %, s'établit à
24 3 844 MW.

1

Prévision des réservations annuelles de point à point pour l'année 2001

	1997	1998	1999	2000	Total
Réservations moyennes					
Revenus annuels incluant pertes de 7 % (M\$)	137,2	209,6	220,9	304,3	
Revenus annuels excluant pertes (M\$)	128,2	195,9	206,4	284,4	
Réservations moyennes découlant d'un tarif annuel de 71,09 \$/kW (MW) *	2 705	2 755	2 904	4 000	
Contrats avec Ontario Hydro et CRT (MW) ⁹	556	556	509	500	
Total excluant pertes (MW)	3 261	3 311	3 413	4 500	
Nombre de mois	8	12	12	12	44
Moyenne de la période (MW)					
excluant pertes					3 654
incluant pertes de 5,2 %					3 844

2
3

* Le montant des réservations utilisé pour chacune des années correspond à la moyenne des réservations de tous les contrats de long terme compte tenu de leur durée.

⁹ Puisque le contrat de 500 MW avec Ontario Hydro bénéficiait de la clause « grand-père », cette capacité n'apparaît pas dans les réservations de 1997 à 2000 mais est considérée dans les prévisions du service de point à point. Pour la même raison, ce traitement est également appliqué au contrat avec CRT jusqu'en février 1999 inclusivement.

1 **2.4.4 Besoins de transport considérés**

2 Le tableau qui suit présente l'ensemble des charges considérées aux fins de
3 l'établissement des tarifs de transport pour l'année 2001. L'annexe 1
4 présente plus de détails sur l'utilisation du réseau de transport.

5 **Besoins prévus pour 2001 - Charge locale (MW)**

Mois	Charge locale	Service en réseau intégré	Service de point à point	Total
Janvier	31 726	0	3 844	35 570
Février	29 968	0	3 844	33 812
Mars	27 609	0	3 844	31 453
Avril	23 866	0	3 844	27 710
Mai	20 167	0	3 844	24 011
Juin	18 258	0	3 844	22 102
Juillet	18 524	0	3 844	22 368
Août	18 779	0	3 844	22 623
Septembre	19 446	0	3 844	23 290
Octobre	22 113	0	3 844	25 957
Novembre	26 187	0	3 844	30 031
Décembre	30 439	0	3 844	34 283
Pointe annuelle (janvier)	31 726	0	3 844	35 570

2.4.5 Revenus générés par les tarifs actuels

Lorsqu'on applique les tarifs actuellement en vigueur aux besoins prévus pour l'année 2001 à chacun des services de transport, on constate que les revenus générés ne sont pas suffisants pour récupérer les revenus requis prévus. L'écart s'élève à 183 M\$, ce qui justifie la nécessité d'établir de nouveaux tarifs de transport pour l'année 2001.

Service de transport	Facturation selon le contrat actuel	Revenus générés
Charge locale	2 218 M\$*	2 218 M\$
Service en réseau intégré	0\$	0\$
Service de point à point ferme annuel	3 844 MW * 71,09 \$/kW	273 M\$
Total		2 491 M\$
Revenus requis résiduels pour 2001		2 674 M\$
Écart		(183 M\$)

* Le montant de 2 218 M\$ correspond aux revenus requis spécifiés à l'appendice H du contrat de transport actuel réduits des revenus de 42 M\$ associés aux contrats avec Ontario Hydro et CRT.

2.5 Pertes de transport

Tel que prévu aux *Tarifs et conditions*, le transporteur n'est pas responsable de compenser les pertes de transport. Le client doit fournir au transporteur la capacité demandée, incluant les pertes, lorsqu'il effectue un transit sur le réseau. Dans l'éventualité où le client ne serait pas en mesure de fournir les pertes ou de se les procurer auprès d'un producteur, le transit ne pourra pas être effectué.

1 La capacité qui doit être fournie par le client à l'entrée du réseau de transport
2 (point de réception) correspond à la charge à livrer au point de livraison
3 majorée d'un taux de pertes. Par exemple, pour livrer 50 MW, le client doit
4 réserver et se voit facturer 53 MW si l'on tient compte d'un taux de pertes de
5 5,2 % sur le réseau de transport ($50 \text{ MW} * 1,052 = 52,6 \text{ MW}$).

6 La prévision des pointes maximales de la charge locale et des clients du
7 service en réseau intégré pour l'année témoin utilisée afin de calculer les
8 tarifs de transport et d'établir la part des revenus requis assumée par ces
9 clients, correspond aux besoins en puissance aux points de réception du
10 réseau de transport. Les pertes sont donc implicitement prises en
11 considération.

12 Conformément à l'approche du coût moyen utilisée pour l'établissement des
13 tarifs de transport, il est proposé d'utiliser un taux de pertes uniforme de
14 5,2 %, applicable à tous les services de transport offerts aux *Tarifs et*
15 *conditions* tel qu'expliqué à la pièce HQT-10, Document 3.

16 **2.6 Calcul des tarifs de transport de point à point**

17 **2.6.1 Tarifs de point à point**

18 Les tarifs du service de point à point prévus aux annexes 7 et 8 des *Tarifs et*
19 *conditions* sont exprimés sur une base annuelle, mensuelle, hebdomadaire et
20 quotidienne pour le service ferme et sur une base mensuelle, hebdomadaire,
21 quotidienne et horaire pour le service non ferme.

22 *Tarif annuel*

23 Le tarif de transport annuel est calculé en prenant le rapport entre les revenus
24 requis résiduels de 2 674 M\$ et la somme, d'une part, des pointes annuelles
25 prévues des clients de charge locale d'Hydro-Québec (31 726 MW) et des
26 clients du service en réseau intégré (0 MW) et, d'autre part, des réservations

1 prévues pour le service de transport de point à point annuel (3 844 MW), soit
2 35 570 MW.

3 Ainsi, le tarif de transport annuel proposé pour 2001 est de :

4 $2\,674\text{ M\$} \div 35\,570\text{ MW} = 75,18\text{ \$/kW-an.}$

5 Tarif mensuel

6 Le prix du service mensuel est fixé de façon à ce qu'un client ayant des
7 caractéristiques de consommation semblables à celles du réseau de transport
8 préfère toujours le service de transport annuel.

9 Pour la plupart des compagnies américaines, il est généralement possible
10 d'atteindre cet objectif en divisant par douze le tarif annuel ou à l'inverse, en
11 multipliant par douze le tarif mensuel. Les revenus générés par les tarifs
12 annuel et mensuel ainsi établis sont comparables puisque la somme des
13 pointes mensuelles se rapproche du produit de la pointe annuelle par douze
14 mois.

15 Cette approche est utilisée lorsque le profil de charge de ces compagnies est
16 caractérisé par des pointes mensuelles d'une amplitude comparable à celle
17 de la pointe maximale annuelle compte tenu d'une demande en électricité
18 assez égale tout au long de l'année.

19 Au Québec cependant, la charge de transport d'Hydro-Québec présente une
20 importante pointe hivernale alors que la charge estivale est beaucoup plus
21 faible. Par conséquent, le fait d'appliquer un tarif de transport mensuel fixé au
22 douzième du tarif annuel aux transits mensuels ne générerait pas
23 suffisamment de revenus. Pour tenir compte du caractère saisonnier de la
24 charge sur le réseau de transport, les revenus requis résiduels sont plutôt
25 divisés par la somme des pointes mensuelles de transport prévues pour les

1 clients de charge locale et de réseau intégré, à laquelle sont ajoutées les
2 réservations prévues pour le service de point à point.

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

7 Le tarif du service point à point mensuel est déterminé par le rapport entre les
8 revenus requis résiduels de 2 674 M\$ et la somme des capacités maximales
9 appelées mensuelles de transport prévues pour l'année 2001, soit
10 333 210 MW.

11 Le tarif mensuel de transport proposé pour 2001 est de 8,02 \$/kW-mois, soit
12 $2\,674\text{ M}\$ \div 333\,210\text{ MW}$.

13 L'application du tarif de transport mensuel aux douze capacités mensuelles
14 fournit globalement le même niveau de revenus requis que l'application du
15 tarif annuel à la capacité de transport maximale annuelle.

16 Comme décrit ci-dessous, les tarifs hebdomadaire, quotidien et horaire sont
17 dérivés du tarif mensuel en tenant compte du nombre de jours ouvrables
18 durant la période donnée. Cette approche incite les clients à toujours opter
19 pour le tarif ayant la durée la plus longue et contribue, grâce aux revenus
20 ainsi générés, à réduire le niveau des revenus requis résiduels devant être
21 récupérés des services de long terme.

22 Tarif quotidien

23 Le tarif quotidien est obtenu en divisant le tarif mensuel (8,02 \$/kW-mois) par
24 le nombre de jours ouvrables du mois, soit 20 jours. Le tarif quotidien est de
25 0,40 \$/kW-jour.

1 Tarif hebdomadaire

2 Le tarif hebdomadaire est quant à lui calculé en multipliant le tarif quotidien
3 (0,40 \$/kW-jour) par le nombre de jours ouvrables de la semaine, c'est-à-dire
4 5 jours. Il correspond à 2,00 \$/kW-semaine.

5 Tarif horaire

6 Le tarif horaire est obtenu en divisant le tarif quotidien (0,40 \$/kW-jour) par
7 24 heures. Ainsi, le tarif horaire pour le service de point à point non ferme
8 s'établit à 16,67 \$/MW-heure.

9 **Tarifs de transport pour l'année 2001**

Revenus requis résiduels (M\$)	2 674
--------------------------------	-------

Somme de la pointe annuelle prévue des clients de charge locale et des clients du réseau intégré, et des réservations prévues pour le service de point à point annuel (MW)	35 570
--	--------

Somme des pointes mensuelles de transport prévues des clients de charge locale, des clients du réseau intégré et des clients du service de point à point (MW)	333 210
---	---------

Services de point à point

Tarif annuel (\$/kW-an)	75,18
Tarif mensuel (\$/kW-mois)	8,02
Tarif hebdomadaire (\$/kW-semaine)	2,00
Tarif quotidien (\$/kW-jour)	0,40
Tarif horaire (\$/MW-heure)	16,67

10 L'annexe 2 présente un tableau comparant les tarifs proposés à ceux
11 actuellement en vigueur.

2.6.2 Dépassement des capacités réservées

Pour le service de point à point, le client est tenu de payer au transporteur l'équivalent de sa capacité réservée, qu'il l'utilise ou non. Si le client dépasse sa capacité réservée, il est tenu de payer au transporteur une prime équivalente à 50 % du tarif pour la capacité excédant la capacité réservée.

2.6.3 Rabais

Les tarifs de transport indiqués aux *Tarifs et conditions* représentent des prix plafond. En effet, des rabais peuvent être accordés par le transporteur sur chacun des services de transport afin d'optimiser l'utilisation de la capacité disponible sur le réseau une fois les besoins de la charge locale satisfaits et ainsi, réduire les revenus requis résiduels payables par l'ensemble des clients du transporteur.

Bien que les rabais peuvent être accordés sur les services ferme (de court et long terme) et non ferme tout comme sur les services complémentaires, le transporteur n'offrira pas de rabais sur les services de long terme, dans le but de s'assurer de récupérer les revenus requis résiduels de ces services.

Néanmoins, le transporteur cherche à maximiser les revenus générés par les ventes de court terme, ce qui l'amène à intégrer certains paramètres lors de l'établissement des rabais. Dans un marché ouvert et compétitif, la valeur du service offert sur une ligne de transport est étroitement liée à la valeur de l'énergie dans les marchés qu'elle relie¹⁰ et varie d'un marché à l'autre en fonction de la période de l'année, de la température, de l'heure (heures de pointe ou creuses), des sources d'approvisionnement en combustible et de la disponibilité des équipements de production et de transport. Ainsi, les rabais

¹⁰ Le réseau de transport de TransÉnergie relie entre eux les marchés de l'Ontario, du Québec, de Terre-Neuve (Labrador), du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Angleterre et de New York.

1 permettent de fixer le prix du transport près de sa valeur économique et
2 facilitent la réalisation de transactions économiquement rentables.

3 Dès que le prix payé pour une réservation de transport excède le coût
4 marginal de court terme, c'est-à-dire les coûts variables de transport qui sont
5 quasiment nuls, les clients de point à point contribuent aux frais fixes. Dans
6 cette optique, vendre même à prix réduit est préférable à ne pas vendre.
7 L'ensemble des clients de transport a donc intérêt à ce qu'une telle politique
8 de rabais soit appliquée puisqu'il est fort probable que les transits de court
9 terme ne seraient pas effectués en leur absence.

10 Lorsque le transporteur offre un rabais sur un chemin de transport, c'est-à-
11 dire d'un point de réception à un point de livraison, il offre actuellement le
12 même rabais pour la même période sur tous les chemins ne faisant pas l'objet
13 de contraintes. Hydro-Québec propose que dorénavant, les rabais ne soient
14 offerts que sur les chemins non contraints menant au même point de livraison
15 sur le réseau. Le transporteur pourra néanmoins offrir des rabais différents
16 sur des chemins menant à différents points de livraison. Ceci permet de
17 maintenir l'achalandage sans affecter la compétitivité sur l'ensemble du
18 réseau. Ainsi, un chemin fortement sollicité pourrait ne nécessiter aucun
19 rabais alors que d'importants rabais peuvent être offerts sur un autre chemin.

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

1 Afin d'éviter tout traitement discriminatoire lors de la fixation des rabais, les
2 *Tarifs et conditions* prévoient que :

- 3 • toute offre de rabais faite par le transporteur doit être annoncée à
4 tous les autres clients potentiels au moyen de OASIS ;
- 5 • toute demande de rabais de la part d'un client doit être faite au
6 moyen de OASIS ;
- 7 • lorsque le transporteur et le client s'entendent sur un transit à rabais,
8 les détails de l'entente (prix, points de réception et de livraison et
9 durée du service) doivent être immédiatement affichés sur OASIS.

10 **2.7 Récupération des revenus requis résiduels**

11 Le tarif de transport annuel précédemment établi est à la base de la
12 répartition des revenus requis résiduels entre les clients de transport (clients
13 de la charge locale, clients du service en réseau intégré et clients du service
14 de point à point annuel). Ainsi, tous les clients sont facturés au même prix
15 annuel de transport.

16 **2.7.1 Facturation du service de transport de point à point annuel**

17 La part des revenus requis assumée par les clients du service de point à point
18 annuel, correspond à la prévision des réservations annuelles, multipliée par le
19 tarif annuel : $(3\,844\text{ MW} * 75,18\text{ \$/kW-an}) = 289\text{ M\$}$.

20 **2.7.2 Facturation du service de transport en réseau intégré**

21 La part des revenus requis assumée par les clients du service de transport en
22 réseau intégré correspond au produit de leur part du ratio de charge multipliée
23 par les revenus requis résiduels nets des revenus récupérés du service de
24 point à point de long terme. Les revenus requis résiduels nets sont présentés
25 à l'appendice H des *Tarifs et conditions*.

1 La part du ratio de charge des clients du service en réseau intégré est établie
2 sur la base de leur prévision de la pointe annuelle. Ainsi, la part du ratio de
3 charge correspond au rapport entre l'appel de puissance maximal annuel
4 prévu du client et la somme de l'appel de puissance maximal annuel prévu de
5 la charge locale et de l'appel de puissance maximal annuel prévu pour
6 chacun des clients du service en réseau intégré.

$$\text{Part du ratio de charge} = \frac{\text{Appel de puissance max. annuel prévu du client en réseau intégré}}{\text{Appel de puissance max. annuel prévu pour la charge locale + Appel de puissance max. annuel prévu pour chacun des clients du service en réseau intégré}}$$

7 La part du ratio de charge telle que définie dans le contrat actuel est calculée
8 sur une base de douze mois rotatifs. Elle correspond au rapport entre d'une
9 part, la charge en réseau mensuelle du client coïncidente avec la pointe
10 mensuelle du réseau de transport et d'autre part, la pointe mensuelle du
11 réseau du transporteur moins l'utilisation de la pointe coïncidente de tous les
12 clients de point à point ferme plus la capacité réservée de tous les clients de
13 point à point ferme. Il est nécessaire de modifier cette définition puisqu'elle ne
14 permet pas de récupérer la totalité des revenus requis résiduels nets spécifiés
15 à l'appendice H. En considérant les capacités de point à point au
16 dénominateur, la somme de toutes les parts du ratio de charge des clients en
17 réseau intégré n'atteint jamais 100 %.

18 Outre cet ajustement, il est proposé de modifier la méthode de calcul de la
19 part du ratio de charge afin d'assurer une meilleure cohérence avec la
20 planification du réseau de transport pour faire face à la pointe maximale
21 annuelle observée en période d'hiver. Ainsi, l'allocation des coûts de transport
22 est directement reliée à la pointe maximale du réseau pour laquelle les
23 investissements ont été réalisés. L'appel de puissance maximal annuel prévu
24 pour chacun des clients du service en réseau intégré est utilisé compte tenu

1 de la très forte coïncidence entre le profil de charge de ces clients et celui de
2 la charge locale. Par ailleurs, le fait de ne pas calculer la part du ratio de
3 charge sur une base de douze mois rotatifs permet de fixer en début d'année
4 la contribution des clients en réseau intégré et permet à ces clients de
5 connaître à l'avance leurs coûts de transport.

6 Compte tenu qu'aucun client ne souscrit actuellement à ce service, la part du
7 ratio de charge est de 0 % pour le service en réseau intégré, ce qui implique
8 que la charge locale assumera l'ensemble des revenus requis prévus à
9 l'appendice H.

10 **2.7.3 Facturation de la charge locale**

11 Le tarif de la charge locale correspond aux revenus requis résiduels réduits
12 des revenus du service de point à point et des revenus du service en réseau
13 intégré. Elle correspond aux revenus requis indiqués à l'appendice H
14 desquels sont déduits la part récupérée des clients du service en réseau
15 intégré, en l'occurrence 0 M\$ en 2001. Ce mode de facturation revient à
16 appliquer le tarif annuel de 75,18 \$/kW à la pointe annuelle maximale prévue
17 de 31 726 MW.

18 Revenus requis assumés par les clients de la charge locale :

19 2 674 M\$ - 289 M\$ = 2 385 M\$

20 Le transporteur s'assurera que les besoins de la charge locale seront
21 satisfaits en tout temps même s'ils sont supérieurs à la prévision, sans frais
22 additionnel.

23 La méthode proposée a l'avantage de n'impliquer que peu de changements à
24 la situation actuelle. Elle maintient notamment la distinction entre les clients
25 de charge locale, du service en réseau intégré et du service de point à point.
26 Les *Tarifs et conditions* tiennent compte de l'approche tarifaire proposée et
27 des nouveaux tarifs qui en découlent.

1

Répartition des revenus requis pour l'année 2001

	Tarif annuel (\$/kW)	MW	Part du ratio de charge	Revenus requis (M\$)	Part des revenus requis
Total des revenus à récupérer				2 685	100,0 %
Ventes à court terme				11	0,4 %
Revenus requis résiduels				2 674	
Service de point à point annuel	75,18	3 844		289	10,8 %
Revenus requis résiduels nets des revenus de point à point				2 385	
Service en réseau intégré		0	0,0 %	0	0,0 %
Charge locale		31 726	100,0 %	2 385	88,8 %

2

2.8 Tarification par fonction

3

4

5

6

7

8

9

Le tarif de type timbre-poste proposé par Hydro-Québec est applicable de façon uniforme sur tout le réseau de transport et est établi à partir d'un seul coût de service pour l'ensemble des activités de transport. Puisque le réseau de transport assume plusieurs fonctions qui vont de l'élévation de tension à partir des centrales de production jusqu'au raccordement des clients, il serait possible d'appliquer un tarif distinct pour chacune des principales fonctions du réseau.

10

11

12

Il faut cependant éviter que l'effort de vouloir refléter les coûts de chaque fonction ne conduise à une complexité démesurée des tarifs. L'essentiel dans la construction des tarifs consiste à en préserver la simplicité et à en faciliter à

1 la fois la compréhension et la gestion, tout en s'assurant qu'ils indiquent bien
2 au client le coût, via sa facture, qu'il occasionne pour le transporteur.

3 Une tarification du transport par fonction serait inéquitable car elle pourrait
4 conduire à un transfert de coût à des clients dont l'implantation a été réalisée
5 alors que le réseau était considéré comme un tout indissociable.

6 De plus, l'établissement de tarifs par fonction pose le problème d'identifier et
7 de définir les fonctions que l'on veut considérer, ce qui est un processus à la
8 fois arbitraire et complexe. C'est particulièrement vrai dans le cas
9 d'Hydro-Québec où le réseau a été conçu de façon complètement intégrée et
10 pour lequel, par exemple, un équipement de poste peut se substituer à un
11 équipement de ligne et une interconnexion à un équipement de production.

12 Compte tenu de la complexité élevée que représente une structure tarifaire
13 par fonction et du risque d'iniquité qu'elle introduit, il n'est pas justifié de
14 retenir ce type de tarification.

15 **2.9 Tarification selon la localisation ou la distance**

16 Des approches alternatives pour la tarification du transport consistent à tenir
17 compte de la situation géographique des clients ou de la distance du transit.

18 Par exemple, la tarification zonale consiste à scinder le réseau de transport
19 en zones distinctes et à appliquer des tarifs différents à chacune de ces
20 zones. Les tarifs sont alors établis en allouant les revenus requis entre les
21 zones selon les différents actifs qui les composent. Les clients qui transitent à
22 travers le réseau doivent généralement payer chacun des tarifs applicables
23 aux zones qu'ils traversent (« pancaking »).

24 L'utilisation de tarifs de transport variant selon la distance parcourue peut
25 également être utilisée mais elle n'est pas répandue pour l'instant. Ces tarifs
26 sont calculés à partir du rapport entre le coût total de transport et les

1 MW-kilomètres d'utilisation du réseau et impliquent la modélisation de flux de
2 capacité sur le réseau pour déterminer la distance parcourue par l'électricité.

3 Comme mentionné, le réseau d'Hydro-Québec est planifié et construit de
4 façon intégrée. La tarification au coût moyen de type timbre-poste proposée
5 pour les services de transport est cohérente avec la planification et
6 l'exploitation du réseau et respecte le mandat d'Hydro-Québec de satisfaire
7 les besoins en électricité de toute la clientèle québécoise aux meilleures
8 conditions et au même prix dans toutes les régions.

9 De plus, l'application d'une tarification qui tiendrait compte de la situation
10 géographique du client sur le réseau ou de la distance parcourue irait à
11 l'encontre de l'uniformité territoriale des tarifs qui est à la base de la volonté
12 du législateur en matière de tarification de l'électricité, tout en étant moins
13 transparente et beaucoup plus complexe d'application.

14 Par ailleurs, il faut rappeler que la tarification zonale est souvent utilisée dans
15 le cas de regroupements de réseaux. Dans ce cas, chacune des zones réfère
16 généralement aux réseaux des différents transporteurs du regroupement. Des
17 tarifs de type timbre-poste s'appliquent habituellement dans chacun des
18 réseaux de transport et reflètent les coûts différents d'un réseau à un autre.

19 **2.10 Tarification de la congestion**

20 En raison de la capacité disponible sur le réseau de transport, de la
21 planification centralisée des moyens de production et du nombre limité de
22 clients, on n'observe actuellement aucune congestion significative sur le
23 réseau de transport d'Hydro-Québec tel que démontré à la pièce
24 HQT-3, Document 2. Néanmoins, le tarif timbre-poste proposé permet de
25 gérer la congestion si elle se présente sur une partie du réseau. Le traitement
26 de la congestion se fait alors au moyen de la réduction des rabais affichés sur
27 les services de point à point de court terme et au besoin, par l'interruption des

1 transits non fermes de point à point. Dans ce cas, les transits de plus long
2 terme ont priorité sur les transits de plus court terme.

3 Dans l'éventualité où le réseau d'Hydro-Québec serait davantage sollicité en
4 raison d'un accroissement significatif du nombre d'acteurs sur les marchés de
5 gros québécois et voisins, le tarif de transport proposé pourrait être adapté
6 pour tenir compte de façon explicite de la congestion occasionnée par
7 l'augmentation du transit sur le réseau. En effet, une tarification basée sur les
8 coûts marginaux de court terme, c'est-à-dire le coût de la nouvelle répartition,
9 pourrait alors être appliquée au-delà du tarif de transport de type timbre-poste
10 afin d'éliminer le problème de congestion. Ce type de tarif combiné est
11 actuellement utilisé dans les réseaux de transport faisant face à des
12 problèmes significatifs de congestion.

13 La tarification au coût marginal donne ainsi un signal de prix efficace
14 puisqu'elle permet de refléter instantanément les coûts sur le réseau. Les
15 clients peuvent alors décider eux-mêmes de la valeur qu'ils attribuent au
16 service de transport. En revanche, ce type de design qui est en général
17 accompagné d'une tarification nodale est complexe à développer et à
18 appliquer et demande la mise en place de systèmes d'exploitation
19 sophistiqués.¹¹

20 Compte tenu du contexte actuel où le nombre de clients du transporteur est
21 limité, du fait qu'une répartition efficace de la production est effectuée par
22 l'opérateur du réseau de transport, et de la complexité au niveau du
23 développement et de l'application de ces types de tarif, le recours à un tarif de
24 congestion n'est pas considéré dans la présente cause tarifaire.

¹¹ Dans son « Transmission Pricing Policy », la FERC mentionne : « On a case-by-case basis, we will balance the desirability of more economically efficient price signals against the additional complexity of implementing such pricing », Docket no. RM93-19-000, p.21.

3. TRAITEMENT DES AJOUTS DE CAPACITÉ DE TRANSPORT

1 L'article 2, alinéa 6 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* définit le réseau de
2 transport comme l'ensemble des installations destinées à transporter
3 l'électricité, y compris les transformateurs élévateurs de tension situés aux
4 sites de production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus,
5 les postes de transport et de transformation ainsi que toute autre installation
6 de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution.
7 Cette définition indique que le coût du service de transport inclut déjà tous les
8 coûts associés aux installations nécessaires pour raccorder les utilisateurs du
9 réseau de transport ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien qui en
10 découlent.
11

12 Toutefois, avant l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec au transit
13 de gros le 1^{er} mai 1997, tous les coûts associés au raccordement des
14 centrales privées, incluant les modifications aux réseaux de transport et de
15 distribution et la construction du poste élévateur à la centrale, étaient
16 assumés par les producteurs privés. La totalité de l'électricité produite par
17 ceux-ci faisait alors l'objet d'un contrat avec Hydro-Québec pour l'achat
18 d'électricité (APR-91¹²) dont le prix était basé sur les coûts évités génériques
19 de production et de transport (incluant les postes élévateurs) jusqu'au point
20 de livraison à Montréal sur le réseau de transport ou de distribution.

21 Cette approche est tout à fait conforme à la position exprimée par la Régie
22 dans son avis sur la petite production hydraulique.¹³ Lorsque le prix payé pour
23 la fourniture est présumé couvrir le coût de transport, il est important, afin
24 d'éviter une double compensation, que le coût du raccordement, y compris le
25 coût du poste élévateur, soit assumé par le producteur privé.

¹² Hydro-Québec a lancé en avril 1991 l'appel de propositions restreint auprès de producteurs indépendants (APR-91) dans le but d'obtenir 750 MW de la part de la production privée.

¹³ Régie de l'énergie, *Avis sur les modalités de mise en œuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan des ressources d'Hydro-Québec*, A-99-02, p.50-53.

1 Pour les autres cas, cependant, les *Tarifs et conditions* indiquent que le
2 partage des coûts pour les additions et modifications au réseau de transport
3 entre le transporteur et ses clients doit s'effectuer conformément aux
4 conditions fixées par la Régie.¹⁴

5 Comme ces conditions n'ont jamais été précisées, Hydro-Québec présente
6 dans ce qui suit l'approche qu'elle propose en matière d'ajouts de capacité
7 réalisés pour répondre aux besoins des clients de charge locale, du service
8 en réseau intégré et du service de point à point.

9 **3.1 Ajouts de capacité pour la charge locale**

10 Il est proposé que toute modification ou addition aux installations de transport
11 réalisée pour répondre aux besoins de la charge locale et qui est dûment
12 autorisée ou approuvée par la Régie soit automatiquement intégrée au coût
13 du service de transport (approche de « rolled-in »).

14 Les installations visées regroupent également les équipements de
15 raccordement des producteurs privés qui seront sélectionnés dans le cadre
16 de la procédure d'appels d'offres du distributeur, sauf s'il est entendu que ces
17 producteurs doivent assumer eux-mêmes le coût de leur raccordement au
18 réseau de transport. Cette proposition est en continuité avec la pratique
19 historique d'Hydro-Québec relativement à ses propres centrales et tient
20 compte du fait que le réseau de transport est planifié pour répondre aux
21 besoins de la charge locale et que tout ajout de capacité est présumé
22 bénéfique à tous les utilisateurs.

¹⁴ Articles 13.5, 27 et 34 des *Tarifs et conditions*.

3.2 Ajouts de capacité pour les services en réseau intégré et de point à point

La proposition d'Hydro-Québec relative aux ajouts de capacité réalisés pour répondre aux besoins des clients de transport pour qui les *Tarifs et conditions* s'appliquent est énoncée ci-dessous. Les ajouts de capacité de transport peuvent prendre deux formes : les améliorations du réseau de transport et les installations d'attribution particulière.

3.2.1 Améliorations du réseau de transport existant

L'article 1.3 des *Tarifs et conditions* définit les améliorations du réseau comme les modifications ou additions aux installations reliées au transport qui s'intègrent au réseau de transport global du transporteur et qui améliorent celui-ci à l'avantage général de tous les usagers de ce réseau.

Il est proposé que les coûts d'investissement associés aux améliorations du réseau global soient intégrés à la base de tarification du transporteur puisqu'elles procurent des bénéfices à l'ensemble des clients de transport. S'il est plus économique de solutionner des contraintes de capacité par une nouvelle répartition des ressources du transporteur plutôt que par une amélioration du réseau, le transporteur en assumera la totalité des coûts en autant que celle-ci soit bénéfique à l'ensemble des usagers du réseau de transport. Tel que mentionné par M. Priddle dans son témoignage à la pièce HQT-10, document 5, ce type de politique est conforme aux décisions antérieures dans le secteur gazier au Canada. Par ailleurs, dans une décision visant le secteur électrique, la FERC a statué que l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport devraient partager les coûts associés aux améliorations du réseau intégré puisque tous en bénéficient.¹⁵

¹⁵ « ...all customers should share in all costs of the integrated grid, without regard to which customer caused the construction, because all grid additions benefit all customers using the grid. » (FERC, extrait de l'opinion 409, Docket n^{os} ER92-67-000 et ER92-67-002, p.7).

1 3.2.2 Installations d'attribution particulière

2 Les installations d'attribution particulière sont définies à l'article 1.24 des
3 *Tarifs et conditions* comme des installations, en tout ou en partie, qui sont
4 construites par le transporteur pour le seul usage ou profit d'un client
5 spécifique du service de transport. Ces installations réfèrent principalement
6 aux actifs de raccordement, incluant les postes de transformation.

7 Il est proposé que les ajouts de capacité réalisés pour répondre aux besoins
8 particuliers d'un client du service en réseau intégré et de point à point, soient
9 intégrés au coût du service de transport, jusqu'à concurrence du tarif annuel
10 de transport ou de son équivalent. Cette proposition vise à reconnaître que
11 tout nouveau client amène des coûts additionnels mais également un volume
12 de transit qui génère des revenus et qui permet de réduire le coût unitaire des
13 installations existantes et ce, à l'avantage de l'ensemble des consommateurs.

14 Modalités d'application

15 L'ouverture du marché de gros de l'électricité au Québec implique que le
16 réseau de transport d'Hydro-Québec soit accessible à tous les grossistes et
17 producteurs voulant y transiter, qu'ils aient un accès direct au réseau ou un
18 accès via le réseau de distribution. Par conséquent, les modalités proposées
19 quant au raccordement au réseau de transport s'appliqueront également aux
20 clients de transport raccordés, pour des raisons techniques, en moyenne
21 tension au réseau de distribution.

22 Il est proposé que le coût de l'étude d'impact, des équipements de mesurage
23 aux fins de facturation et de tout autre équipement ne servant pas à
24 transporter l'électricité (par exemple, les équipements nécessaires pour relier
25 le producteur au transformateur élévateur) soit à la charge du client. Ceci bien
26 sûr, s'applique également à Hydro-Québec. Le transporteur assumera quant à
27 lui le coût associé aux raccordements de clients au réseau, soit les lignes de

1 transport et les postes de transformation, jusqu'à concurrence du tarif de
2 transport et le client contribuera pour tout montant excédant le coût moyen. Il
3 est à noter que l'allocation maximale consentie pour le raccordement
4 comprend une contribution maximale à titre de compensation pour les postes
5 de transformation (élévateurs et abaisseurs) afin d'éviter un
6 surdimensionnement des postes (voir sous-section suivante).

7 En assumant le coût complet de raccordement (investissement, entretien et
8 exploitation) jusqu'à concurrence du tarif annuel de transport, le transporteur
9 s'assure de ne pas augmenter le tarif annuel prévu aux *Tarifs et conditions* en
10 vigueur au moment de la signature de l'entente de raccordement avec le
11 client. Le total actualisé des coûts encourus par le transporteur ne pourra,
12 pour chacun des projets, excéder la valeur actualisée, pour une période de
13 20 ans¹⁶, des revenus de transit anticipés des clients de charge locale et des
14 services de transport en réseau intégré et de point à point. Compte tenu d'un
15 taux d'actualisation nominal de 8,4 %¹⁷, le transporteur assumera un coût
16 total de raccordement jusqu'à concurrence de 625 \$/kW. Ainsi, l'impact de ce
17 raccordement sera au pire neutre pour tous les consommateurs, au mieux
18 favorable pour ces derniers si la charge ainsi raccordée contribue à réduire le
19 tarif de transport (voir tableaux ci-après).

20 Comme le tarif actuel est établi de manière à couvrir les coûts de capital et
21 d'exploitation associés aux activités de transport, il est nécessaire de fixer le
22 montant d'investissement équivalent à celui-ci. Compte tenu de la valeur
23 actualisée des frais d'exploitation et d'entretien pour le transporteur qui
24 correspond à 15 % de l'investissement et de la taxe sur le capital de 0,64 %,
25 le tarif de 75,18 \$/kW-an laisse place à un investissement pour Hydro-Québec

¹⁶ Une période de 20 ans est considérée puisqu'elle correspond à la durée de vie normale des contrats d'approvisionnement des producteurs privés.

¹⁷ Le taux d'actualisation nominal est établi en fonction d'un taux de capitalisation de 30 %, d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 10,6 % et d'un coût prospectif de la dette de 7,4 % (incluant les frais de garantie de la dette), tels que spécifiés à la pièce HQT-8, Document 1. Ces paramètres sont sujets à l'approbation de la Régie.

1 d'une valeur actualisée sur 20 ans de 524 \$/kW. Les nouveaux actifs de
2 transport sont intégrés à la base de tarification du transporteur et celui-ci est
3 responsable de leur exploitation et de leur entretien.

4 **Illustration du partage des frais liés au raccordement d'un client de transport**

5 ***Impact neutre***

	Transporteur	Client
Revenus requis nets des ventes à court terme	2 674 M\$	
Pointe du marché interne et réservations de pt à pt	35 570 MW	
Tarif de transport	75,18 \$/kW	
<u>Projet d'extension</u>		
Investissement	90 M\$	
Nouvelle capacité	150 MW	
Coût de l'investissement par kW	600 \$/kW	
Coût annuel de l'extension à l'année 1	86,03 \$/kW	
Partage des frais	78,6 M\$	11,4 M\$ *
Tarif de transport après extension = $\frac{2\,674\text{ M\$} + 11,3\text{ M\$}}{(35\,570\text{ MW} + 150\text{ MW})}$ **	75,18 \$/kW	

6 * Le client doit payer sa part des coûts d'investissement, c'est-à-dire $(600\text{ $/kW} - 524\text{ $/kW}) \times 150\text{ MW}$,
7 soit 11,4 M\$. Il sera ensuite facturé au tarif de 75,18 \$/kW lorsqu'il transitera sur le réseau.

8 ** Coût annuel = $75,18\text{ $/kW} \times 150\text{ MW} = 11,3\text{ M\$}$
9

1

Impact positif

	Transporteur	Client
Revenus requis nets des ventes à court terme	2 674 M\$	
Pointe du marché interne et réservations de pt à pt	35 570 MW	
Tarif de transport	75,18 \$/kW	
<u>Projet d'extension</u>		
Investissement	20 M\$	
Nouvelle capacité	150 MW	
Coût de l'investissement par kW	133 \$/kW	
Coût annuel de l'extension à l'année 1	19,12 \$/kW	
Partage des frais	20 M\$	0 M\$ *
Tarif de transport après extension = $\frac{2\,674\text{ M\$} + 2,9\text{ M\$}}{(35\,570\text{ MW} + 150\text{ MW})}$	74,94 \$/kW	

2

3

* TransÉnergie assume la totalité des frais associés à ce projet d'extension. Le client sera facturé au tarif de 75,18 \$/kW lorsqu'il transitera sur le réseau.

4

** Coût annuel = 19,12 \$/kW x 150 MW = 2,9 M\$

5

Postes élévateurs à la centrale

6

7

8

9

10

Il est proposé pour des raisons d'efficacité de laisser au producteur privé l'entière responsabilité de la construction, de l'entretien et de l'exploitation du poste élévateur localisé sur son site de production. Bien qu'il en assume la responsabilité, le producteur privé recevra néanmoins une compensation pour l'ensemble des frais associés à son poste.

11

12

13

Le montant versé à titre de compensation pour les postes élévateurs de tension est déjà inclus dans l'allocation maximale consentie pour le raccordement, en l'occurrence, le tarif annuel de transport en vigueur. Le

1 transporteur remboursera aux producteurs privés, après la mise en service de
2 la centrale, le coût réel des études et des travaux de construction du poste
3 éleveur, auquel s'ajoutera un montant de 15 % correspondant à la valeur
4 actualisée des coûts d'exploitation et d'entretien de celui-ci pendant une
5 période de 20 ans. Le remboursement ne devra pas excéder le montant
6 maximal présenté au tableau ci-dessous:

Tension nominale	Contribution maximale
< 44 kV	35 \$/kW
44 kV à 120 kV	55 \$/kW
> 120 kV	95 \$/kW

7 Tel que mentionné, le transporteur limite la portion de l'allocation aux
8 producteurs privés associée au coût du poste éleveur pour éviter un
9 surdimensionnement des équipements. La valeur de la contribution maximale
10 à être versée a été établie à partir d'estimations effectuées par le transporteur
11 et le distributeur du coût de construction du poste éleveur et des coûts
12 d'exploitation et d'entretien pendant une période de 20 ans. Étant donné que
13 le montant accordé pour les frais d'entretien et d'exploitation des postes
14 éleveurs est établi en tenant compte d'une période de 20 ans, la
15 contribution ne serait renouvelée qu'après cette période. Puisque la durée de
16 vie utile des postes éleveurs peut dépasser 20 ans, le coût réel remboursé
17 par le transporteur pour ces équipements ne serait renouvelé en revanche
18 qu'à la fin de leur durée de vie utile.

19 Cette contribution pourrait être versée sous forme d'annuité ou d'un montant
20 forfaitaire. Puisqu'il s'agit d'une contribution maximale et que le transporteur
21 remboursera les dépenses réellement engagées par le client, il est proposé
22 de compenser le client par le biais d'un montant forfaitaire, ce qui aura pour
23 impact d'en simplifier l'application.

1 Postes de transformation des clients

2 Les prix du Règlement tarifaire n° 663 d'Hydro-Québec s'appliquent à
3 l'électricité livrée en basse tension. Lorsque l'électricité est fournie en
4 moyenne ou haute tension, et que le client l'utilise à cette tension ou la
5 transforme lui-même sans frais pour le transporteur et le distributeur, ce client
6 a droit aux rabais applicables à son abonnement. Ainsi, les rabais pour
7 fourniture en moyenne ou haute tension présentés aux articles 303 et 304 du
8 Règlement tarifaire n° 663, font partie des paramètres servant au calcul de la
9 facture des clients du distributeur¹⁸ qui possèdent leur poste de
10 transformation.

11 Ces rabais ont pour objectif de compenser les clients alimentés en moyenne
12 et haute tension pour les dépenses de transformation qu'ils évitent à
13 Hydro-Québec afin d'obtenir une alimentation à la tension désirée. Le niveau
14 des rabais varie en fonction de la tension d'alimentation.

15 Les revenus requis du transporteur incluent l'ensemble des coûts de tous les
16 actifs reliés à la gestion et à la fiabilité du réseau de transport, c'est-à-dire des
17 centres de production jusqu'aux points de livraison. Ces actifs comprennent
18 notamment les transformateurs élévateurs, les lignes de transport et tous les
19 postes de transformation incluant ceux qui desservent le réseau de
20 distribution et les marchés externes. Les postes de transformation détenus
21 par les clients sont exclus de ces actifs. Ainsi, aucune charge associée aux
22 rabais de transformation n'est supportée par le transporteur. Le montant des
23 rabais accordés aux clients n'apparaissent ni dans les charges, ni dans les
24 revenus de l'entreprise, puisqu'ils sont accordés lors du calcul de la facture
25 des clients du distributeur.

26 Il est proposé de maintenir dans sa forme actuelle le traitement des rabais
27 pour la fourniture en moyenne et haute tension. Cette situation sera

¹⁸ Les rabais de transformation ne s'appliquent pas aux clients des contrats particuliers.

1 maintenue jusqu'à ce qu'un client de gros, admissible aux rabais de
2 transformation, se prévale de son droit de s'approvisionner d'un fournisseur
3 autre qu'Hydro-Québec. Dans ce cas, les rabais sous leur forme actuelle ne
4 seront pas accordés au client puisqu'ils sont réservés aux clients dont les
5 ventes sont assujetties au Règlement tarifaire. En revanche, le transporteur
6 propose de compenser le client pour les dépenses engagées pour la
7 construction, l'entretien et l'exploitation de son poste. Il devra agir ainsi
8 puisque le client de gros pourrait exiger que le transporteur rachète ses
9 postes de transformation ou qu'il installe ses propres équipements.
10 L'allocation maximale octroyée aux clients de gros sera identique à celle
11 offerte aux producteurs privés pour les postes élévateurs. Les compensations
12 accordées seront incluses au coût de service du transporteur.

13 Il est à noter qu'aucun rabais de transformation n'est accordé aux clients de
14 point à point ayant des installations de production sur le réseau de transport
15 malgré le fait que leurs transits s'effectuent généralement à très haute tension
16 puisque ces ventes ne sont pas assujetties au Règlement tarifaire.
17 Néanmoins, un client de point à point ayant engagé des frais associés à un
18 poste de transformation aura droit à une compensation financière équivalente
19 à celle accordée aux autres clients. En payant un tarif de transport timbre-
20 poste, les clients de point à point assument déjà une part des revenus requis
21 qui inclut l'ensemble des équipements de transformation sur le réseau dont
22 une bonne partie ne sert que pour la charge locale.

23 Une approche alternative à notre proposition aurait été d'ajouter un montant
24 équivalant aux rabais de transformation au coût de service du transporteur
25 tout en accordant les rabais à la charge locale. Toutefois, les clients de point
26 à point seraient alors traités de façon non équitable parce qu'ils auraient à
27 assumer une part des rabais de transformation en plus d'assumer déjà une
28 partie des revenus requis associés aux postes de transformation.

4. CONDITIONS DE SORTIE ET DE RETOUR DES RÉSEAUX MUNICIPAUX

Les réseaux municipaux et la coopérative régionale d'électricité sont actuellement des clients de la charge locale d'Hydro-Québec et sont facturés pour le transport par le distributeur à même leur tarif de détail (tarif L). Le tarif n'est pas dégroupé et n'indique pas séparément la portion relative au transport.

Comme mentionné, depuis l'ouverture du marché de gros de l'électricité en 1997, aucun transit n'a encore été enregistré pour l'approvisionnement direct du marché québécois de gros par d'autres producteurs qu'Hydro-Québec. Si un réseau municipal décidait de se prévaloir de son droit de s'alimenter d'un autre fournisseur, outre les *Tarifs et conditions*, plusieurs aspects de sa relation avec Hydro-Québec devraient être revus à ce moment-là et soumis à la Régie pour approbation, notamment :

⇒ les conditions à respecter par le réseau municipal s'il désire changer en tout ou en partie de fournisseur (conditions de sortie) ;

⇒ les responsabilités résiduelles d'Hydro-Québec envers ces réseaux ;

⇒ les modalités du Règlement tarifaire relatives aux réseaux municipaux (article 115) ; et

⇒ les conditions applicables si le réseau municipal désire être alimenté de nouveau en tout ou en partie par Hydro-Québec (conditions de retour).

De même, si les réseaux municipaux choisissent éventuellement d'augmenter leur capacité d'auto-production actuelle au-delà de la croissance de leur demande, les équipements de transport qu'Hydro-Québec a mis à leur disposition deviendront sous-utilisés. Hydro-Québec devra lorsque la situation se présentera préciser et soumettre à la Régie pour approbation les modalités qu'elle appliquera à ces clients afin d'éviter que leur utilisation du réseau de

1 transport et s'il y a lieu du réseau de distribution ne pénalise le reste de la
2 clientèle.

3 **5. MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DES SERVICES** 4 **COMPLÉMENTAIRES**

5 La présente partie traite de la méthode d'établissement des tarifs des services
6 complémentaires. Ces services ainsi que leur tarif sont présentés aux
7 annexes 1 à 6 des *Tarifs et conditions*.

8 Les services complémentaires permettent de garantir un bon fonctionnement
9 du réseau aux niveaux requis de fréquence, de tension et de stabilité, ainsi
10 qu'un fonctionnement adéquat en cas d'incident.

11 Si auparavant les services complémentaires faisaient partie intégrante du
12 produit électrique livré au client, l'ouverture du marché de gros de l'électricité
13 a nécessité leur identification et leur séparation. Tout en assurant la fiabilité
14 du réseau, les services complémentaires s'offrent conjointement au service
15 de transport.

16 Dans les *Tarifs et conditions*, le transporteur offre six services
17 complémentaires.¹⁹ Ces services sont regroupés en deux catégories :

18 1) services que tous les clients doivent obligatoirement acquérir du
19 transporteur :

- 20 • programmation, contrôle du réseau et répartition ; et
- 21 • fourniture de puissance réactive et contrôle de tension à partir des
- 22 équipements de production.

¹⁹ Ces six services sont identifiés par la FERC comme le minimum des services requis pour le réseau de transport. Ils sont basés sur les définitions et les descriptions établies par le North American Electricity Reliability Council (NERC).

1 2) services que le transporteur offre aux clients qui alimentent des charges
2 dans sa zone de contrôle :

- 3 • régulation et contrôle de fréquence ;
- 4 • énergie involontaire ;
- 5 • réserve d'exploitation synchrone et de stabilité ; et
- 6 • réserve d'exploitation supplémentaire.

7 Si le client ne peut pas démontrer qu'il obtient ces services ailleurs, ou si les
8 services obtenus ailleurs ne respectent pas les critères de fiabilité du réseau
9 du transporteur, alors il doit obligatoirement se les procurer auprès du
10 transporteur.

11 On notera qu'actuellement, seul le service de programmation, contrôle du
12 réseau et répartition, provient du transporteur. Les autres services
13 proviennent tous de centrales de production.

14 Le contrat de transport actuel ne présente pas de tarif distinct pour le service
15 de programmation, de contrôle du réseau et de répartition, le service de
16 fourniture de puissance réactive et de contrôle de tension à partir des
17 équipements de production et le service de régulation et de contrôle de
18 fréquence. Le service d'énergie involontaire, le service de réserve
19 d'exploitation synchrone et de stabilité ainsi que le service de réserve
20 d'exploitation supplémentaire sont facturés séparément. Pour ces trois
21 derniers services, comme pour tout service fourni à partir des équipements de
22 production, les sommes facturées par le transporteur sont directement
23 remises au producteur.

1 Le transporteur apporte quelques changements dans les *Tarifs et conditions*
2 en proposant :

- 3 • d'appliquer un tarif distinct pour le service de fourniture de puissance
4 réactive et contrôle de tension à partir des équipements de
5 production ;
- 6 • d'appliquer un tarif distinct pour le service de régulation et contrôle
7 de fréquence ;
- 8 • de modifier le tarif pour le service d'énergie involontaire;
- 9 • d'exprimer le tarif des services complémentaires en dollar par
10 kilowatt (\$/kW). Ce changement est opéré, sauf pour le service de
11 l'énergie involontaire, afin d'assurer la continuité avec le tarif de
12 transport. En outre, les tarifs de ces services reflètent les coûts de
13 capacités en puissance mobilisées ou mises en œuvre, afin
14 d'assurer la fiabilité du réseau. L'établissement des tarifs en ¢/kWh
15 applicables à tous les clients ne permet pas de refléter les coûts
16 résultants de la mobilisation d'équipements de puissance. C'est pour
17 cela, qu'il est proposé d'établir les tarifs des services
18 complémentaires sur la base des capacités réservées et non pas de
19 la quantité d'énergie transitée. Enfin, le changement permet de
20 simplifier la facturation des services complémentaires.

21 Les tarifs des services complémentaires s'appliquent de façon uniforme sur
22 tout le réseau de transport d'Hydro-Québec.

23 Notons également, que les clients de charge locale ne sont pas assujettis à
24 ces frais.

1 Les sections suivantes décrivent chacun des services complémentaires
2 offerts par le transporteur et la méthode utilisée pour calculer les tarifs
3 respectifs.

4 **5.1 Service de programmation, de contrôle du réseau et de répartition**

5 Tel que spécifié à l'annexe 1 des *Tarifs et conditions*, ce service est requis
6 pour programmer le transport de l'électricité à travers la zone de contrôle, à
7 l'intérieur de celle-ci, hors de celle-ci ou jusqu'à celle-ci. De façon plus
8 précise, ce service regroupe les fonctions du transporteur (ou le cas échéant,
9 de l'opérateur de la zone de contrôle) qui consistent à programmer les unités
10 de production, les équipements de transport et la transaction avant que celle-
11 ci ne s'effectue, mais aussi lors de la transaction, de contrôler les
12 équipements de transport et les unités de production en temps réel afin de
13 maintenir la fiabilité du réseau. Ce service inclut également les services de
14 comptabilité et de facturation associés à la transaction.

15 Le service ne peut être fourni directement que par le transporteur puisqu'il est
16 responsable de l'exploitation du réseau de transport.

17 Comme les frais d'immobilisation et d'exploitation associés à la fourniture de
18 ce service (centre de conduite du réseau, centre de téléconduite, répartition
19 des centrales) sont déjà inclus dans les revenus requis de transport, le
20 transporteur n'impose pas de tarif distinct pour ce service.

21 **5.2 Service de fourniture de puissance réactive et de contrôle de tension** 22 **à partir des équipements de production**

23 La puissance réactive est fournie par des équipements de transport et de
24 production. Le transporteur utilise différents équipements tels des
25 compensateurs, inductances et condensateurs pour contrôler la tension et
26 fournir (ou absorber) la puissance réactive. Ces équipements étant intégrés

1 dans les actifs de transport, leurs coûts font partie des revenus requis de
2 transport et sont donc inclus dans le tarif de transport.

3 La capacité de régulation des équipements de production est aussi utilisée
4 pour assurer l'ajustement continu de la tension dans des plages d'exploitation
5 acceptables. De plus, le transporteur peut exiger en tout temps la fourniture
6 de puissance réactive par des centrales de production pour les besoins du
7 réseau.

8 Pour fournir (ou absorber) la puissance réactive, le groupe Production
9 d'Hydro-Québec doit alors limiter, afin de respecter les normes d'exploitation
10 du transporteur, la production maximale de ses centrales. Actuellement, cette
11 exigence a pour conséquence de réduire la puissance maximale des
12 équipements de production de 270 MW.

13 On notera que le coût de la composante puissance de la production est
14 déterminé à partir du coût de fourniture. En effet, le 2,79 ¢/kWh représente le
15 coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale tel qu'établi à l'article
16 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Ce coût correspond notamment au
17 volume de consommation patrimoniale annuelle livrée aux marchés
18 québécois, qui est plafonné à 165 TWh.

19 Le coût de fourniture de 2,79 ¢/kWh qui est un coût du kWh livré doit être
20 ramené au niveau du point de réception du réseau de transport. Il doit être
21 réduit des pertes moyennes sur le réseau de transport et le réseau de
22 distribution, qui sont estimées à 8,74 %.

23 Le tarif du service de fourniture de la puissance réactive et de contrôle de
24 tension à partir des équipements de production est calculé de la façon
25 suivante :

1

Capacité allouée à la fourniture de la puissance réactive	270 MW
Coût de la composante puissance de la production où 0,33 = composante puissance du coût d'acquisition de la fourniture pour le distributeur	$(2,79 \text{ ¢/kWh} * 0,33) / 1,0874 = 0,8467 \text{ ¢/kWh}$ ou $8,467 \text{ ¢/kWh}$ ou $8,467 \text{ ¢/kWh}$
Valeur de la puissance allouée	$8,467 \text{ ¢/kWh} * 8\,760 * 67 \% = 49,69 \text{ ¢/kW-an}$
Valeur de la puissance réactive	$49\,694 \text{ ¢/kW-an} * 270 \text{ MW} = 13,4 \text{ M\$}$
Besoins prévus pour 2001	35 570 MW
Coût de la puissance réactive par an	$13,4 \text{ M\$} / 35\,570 \text{ MW} = 0,38 \text{ ¢/kW-an}$
Coût de la puissance réactive par mois	$13,4 \text{ M\$} / 333\,210 \text{ MW} = 0,04 \text{ ¢/kW-mois}$
Coût de la puissance réactive par semaine	0,01 ¢/kW-semaine
Coût de la puissance réactive par jour	0,002 ¢/kW-jour
Coût de la puissance réactive par heure	0,08 ¢/MW-heure

2 Le tarif du service de la fourniture de puissance réactive et de contrôle de
3 tension à partir des équipements de production est donc fixé à 0,38 ¢/kW
4 réservé par année. Il est à noter que les clients du service de transport qui
5 respectent les normes du transporteur relatives à la puissance réactive sont
6 exemptés de payer ce service.

1 **5.3 Service de régulation et de contrôle de fréquence**

2 Ce service est nécessaire au maintien permanent de l'équilibre entre l'offre
3 (production et échange) et la demande, et au maintien de la fréquence prévue
4 à soixante cycles par seconde (60 Hertz).

5 Ce service provient de centrales de production. Le groupe Production
6 d'Hydro-Québec mobilise des moyens de production, qui sont asservis à la
7 régulation et au contrôle de fréquence. Ces centrales doivent conserver une
8 plage réglante, qui se traduit par un écart de rendement. Cet écart se traduit
9 par un manque à gagner au niveau des ventes estimé à 180 GWh.

10 Le tarif du service de régulation et contrôle de fréquence est calculé de la
11 façon suivante :

Valeur de la régulation et du contrôle de fréquence	$2,79 \text{ ¢/kWh} * 180 \text{ GWh} = 5,0 \text{ M\$}$
Besoins prévus pour 2001	35 570 MW
Coût de la régulation et du contrôle de fréquence par an	$5,0 \text{ M\$} / 35 570 \text{ MW} =$ 0,14 \$/kW-an
Coût de régulation et du contrôle de fréquence par mois	$5,0 \text{ M\$} / 333 210 \text{ MW} =$ 0,02 \$/kW-mois
Coût de la régulation et du contrôle de fréquence par semaine	0,005 \$/kW-semaine
Coût de la régulation et du contrôle de fréquence par jour	0,001 \$/kW-jour
Coût de la régulation et du contrôle de fréquence par heure	0,04 \$/MW-heure

12 Le tarif du service de régulation et contrôle de fréquence est donc fixé à
13 0,14 \$ pour chaque kW réservé par année.

1 **5.4 Service d'énergie involontaire**

2 Le service d'énergie involontaire est fourni lorsque le transporteur assume
3 envers le producteur, l'écart qui survient entre le volume d'énergie programmé
4 et celui effectivement livré pour alimenter une charge située dans sa zone de
5 contrôle pendant une heure. Il faut toutefois souligner, que ce service ne
6 s'applique pas aux écarts d'énergie qui sont volontairement réalisés par les
7 clients dans le but d'exercer un arbitrage sur le marché. Ce genre d'activité
8 s'apparente plutôt aux transactions sur le marché de gros.

9 Pour le service de l'énergie involontaire, le transporteur fixe une marge d'écart
10 de $\pm 1,5\%$ (avec un minimum de 2 MW) de la transaction programmée,
11 applicable sur une base horaire, à tout écart d'énergie qui survient à la suite
12 d'une ou plusieurs transactions programmées du client du service de
13 transport. Les parties doivent essayer d'éliminer les écarts d'énergie dans les
14 limites de la marge d'écart dans les trente jours. Si un écart d'énergie n'est
15 pas corrigé dans les trente jours, le client doit dédommager le transporteur
16 pour ce service. Les quantités d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront
17 facturées sur une base horaire. La facturation sert donc d'incitatif aux clients
18 afin d'avoir le minimum d'écart entre l'énergie programmée et l'énergie livrée.

19 Le transporteur doit offrir ce service lorsque le service de transport est utilisé
20 pour alimenter une charge dans sa zone de contrôle. Le client peut acquérir
21 ce service soit du transporteur, soit conclure des ententes de rechange
22 comparables pour exécuter son obligation en matière de service d'énergie
23 involontaire.

24 Le prix horaire de l'énergie utilisé jusque là, prix horaire de la tarification en
25 temps réel (TTR), voulait correspondre au coût d'opportunité pour le
26 producteur de fournir un kWh additionnel. Des modifications sont nécessaires
27 à la tarification de ce service. En effet, même si la marge d'écart $\pm 1,5\%$ de la
28 transaction programmée est applicable sur une base horaire, la facturation se

1 fait sur 30 jours, pour permettre au producteur d'éliminer les écarts. De plus,
2 la TTR est une option pour favoriser les ventes additionnelles au delà d'une
3 consommation de référence au tarif régulier, à travers laquelle le client
4 assume l'ensemble des coûts fixes. Ce qui n'est pas le cas de l'énergie
5 involontaire considérée dans le présent service.

6 Le changement proposé, vise plutôt à introduire un tarif dissuasif afin d'inciter
7 le client à respecter ses engagements. Le tarif proposé correspond aux coûts
8 variables de fonctionnement d'un équipement de pointe, soit le prix de
9 l'énergie associée à la puissance interruptible de 6,94 ¢/kWh, tel que
10 présenté dans l'article 212 du Règlement 663 d'Hydro-Québec, majoré de
11 50 %.

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

14 Dans cette optique, et en vue de minimiser les écarts, il sera accordé un
15 crédit de 1,28 ¢/kWh sur toute quantité d'énergie livrée par le transporteur
16 inférieure à la quantité programmée. Ce crédit est égal à 50 % du coût de
17 fourniture, réduit des pertes de distribution et de transport.

18 **5.5 Réserve d'exploitation - Service de réserve synchrone et de stabilité**

19 Selon les normes de fiabilité du NERC et les encadrements du NPCC, le
20 transporteur doit, via une entente avec le groupe Production d'Hydro-Québec,
21 garder une réserve disponible et mobilisable en moins de 10 minutes, qui
22 représente sa plus grande éventualité, laquelle dans le cas d'Hydro-Québec,
23 est de 1 000 MW²⁰.

24 Comme le réseau d'Hydro-Québec n'est pas interconnecté de façon
25 synchrone avec ses voisins, cette réserve doit être répartie sur l'ensemble des

²⁰ Cette éventualité représente la compensation d'une perte de production consécutive à la défaillance d'un transformateur de 1 000 MW situé à Churchill Falls.

1 groupes alternateurs de la zone de contrôle et ne pas dépasser pour chacun,
2 une contribution de 4 % de la valeur synchronisée, soit la réserve de stabilité.

3 Le transporteur offre le service de réserve synchrone et de stabilité lorsque le
4 service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de
5 contrôle. Le client peut acquérir ce service soit du transporteur ou d'une autre
6 source.

7 Le tarif du service de réserve synchrone et de stabilité tel qu'indiqué à
8 l'annexe 5 du contrat actuel est de 0,32 \$ pour chaque MWh livré au(x)
9 point(s) de réception.

10 Le tarif reflète la part des coûts de la composante puissance de la production
11 associée à la réserve synchrone et de stabilité. En utilisant les données les
12 plus récentes, il est possible d'établir le nouveau tarif :

1

Capacité allouée à la réserve synchrone et de stabilité	1000 MW
Coût de la composante puissance de la production où 0,33 = composante puissance du coût d'acquisition de la fourniture pour le distributeur	$(2,79 \text{ ¢/kWh} * 0,33) / 1,0874 = 0,8467 \text{ ¢/kWh}$ ou $8,467 \text{ ¢/kWh}$ ou $8,467 \text{ ¢/kWh}$
Valeur annuelle unitaire de la réserve synchrone et de stabilité	$8,467 \text{ ¢/kWh} * 8\,760 * 67\% = 49,69 \text{ ¢/kW-an}$
Valeur de la réserve synchrone et de stabilité	$49\,694 \text{ ¢/kW-an} * 1\,000 \text{ MW} = 49,7 \text{ M\$}$
Besoins prévus pour 2001	35 570 MW
Coût de la réserve synchrone et de stabilité par an	$49,7 \text{ M\$} / 35\,570 \text{ MW} = 1,40 \text{ ¢/kW-an}$
Coût de la réserve synchrone et de stabilité par mois	$49,7 \text{ M\$} / 333\,210 \text{ MW} = 0,15 \text{ ¢/kW-mois}$
Coût de la réserve synchrone et de stabilité par semaine	0,04 ¢/kW-semaine
Coût de la réserve synchrone et de stabilité par jour	0,008 ¢/kW-jour
Coût de la réserve synchrone et de stabilité par heure	0,33 ¢/MW-heure

2 Le tarif du service de réserve synchrone et de stabilité est donc fixé à 1,40 ¢
3 pour chaque kW réservé par année.

1 **5.6 Réserve d'exploitation - Service de réserve supplémentaire**

2 Selon les normes de fiabilité du NERC et les encadrements du NPCC,
3 Hydro-Québec doit garder une réserve supplémentaire correspondant à la
4 moitié de sa deuxième plus grande éventualité ($1/2 * 1\ 000\ MW$)²¹. La réserve
5 d'exploitation totale, c'est-à-dire 1 500 MW, est donc disponible en tout
6 temps, à l'intérieur de 30 minutes.

7 Pour la sécurité de son réseau, le transporteur, via une entente avec le
8 groupe Production d'Hydro-Québec, offre le service de réserve
9 supplémentaire lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une
10 charge dans sa zone de contrôle.

11 Le client peut acquérir ce service soit du transporteur ou d'une autre source.

12 Le tarif du service de réserve supplémentaire tel qu'indiqué à l'annexe 6 du
13 contrat actuel est de 0,16 \$ pour chaque MWh livré au(x) point(s) de
14 réception.

15 Le tarif est établi de la même manière que pour la réserve synchrone et de
16 stabilité. Il reflète la part des coûts de la composante puissance de la
17 production associée à la réserve supplémentaire. En utilisant les données les
18 plus récentes, il est possible d'établir le nouveau tarif applicable au service de
19 réserve supplémentaire.

²¹ Cette éventualité représente la compensation d'une perte de production consécutive à la défaillance d'un deuxième transformateur de 1 000 MW situé à Churchill Falls

1

Capacité allouée à la réserve supplémentaire	500 MW
Coût de la composante puissance de la production	$(2,79 \text{ ¢/kWh} * 0,33) / 1,0874 =$
où 0,33 = composante puissance du coût d'acquisition de la fourniture pour le distributeur	0,8467 ¢/kWh ou 8,467 \$/MWh
Valeur annuelle unitaire de la réserve supplémentaire	$8,467 \text{ $/MWh} * 8760 * 67 \% =$ 49,69 \$/kW-an
Valeur de la réserve supplémentaire	$49\ 694 \text{ $/MW-an} * 500 \text{ MW} = 24,8 \text{ M\$}$
Besoins prévus pour 2001	35 570 MW
Coût de la réserve supplémentaire par an	$24,8 \text{ M\$} / 35\ 570 \text{ MW} = 0,70 \text{ $/kW-an}$
Coût de la réserve supplémentaire par mois	$24,8 \text{ M\$} / 333\ 210 \text{ MW} = 0,07 \text{ $/kW-mois}$
Coût de la réserve supplémentaire par semaine	0,02 \$/kW-semaine
Coût de la réserve supplémentaire par jour	0,004 \$/kW-jour
Coût de la réserve supplémentaire par heure	0,17 \$/MW-heure

2 Le tarif du service de réserve supplémentaire est donc fixé à 0,70 \$ pour
3 chaque kW réservé par année.

ANNEXE 1

UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

1 Cette section présente des données concernant l'utilisation du réseau de
2 transport, telles que demandées par la Régie dans sa décision D-2000-102
3 du 2 juin 2000. Les clients du transporteur sont les clients de la charge locale,
4 représentés par Hydro-Québec dans sa fonction distribution, et les clients
5 utilisant le service de point à point. Aucun client ne souscrit présentement au
6 service en réseau intégré.

7 Le profil de consommation de la charge locale indique que le réseau de
8 transport est fortement utilisé au cours de la période d'hiver. Pour le service
9 de point à point, le profil reflète la puissance réservée qui doit être disponible
10 sur le réseau en tout temps. Les profils présentés dans le tableau suivant
11 incluent des pertes de transport de 5,2%.

1

Profils de consommation prévus par service de transport en 2001

Charge locale	Puissance (MW)	Énergie (GWh)
Janvier	31 726	18 445
Février	29 968	15 900
Mars	27 609	15 936
Avril	23 866	13 308
Mai	20 167	11 913
Juin	18 258	11 105
Juillet	18 524	11 610
Août	18 779	11 823
Septembre	19 446	11 626
Octobre	22 113	13 070
Novembre	26 187	15 000
Décembre	30 439	17 873
Maximum / Total	31 726	167 608
Point à point	3 844 ^(a)	n.d. ^(b)

2

^(a) Préviation des réservations annuelles fermes de long terme de point à point.

3

4

^(b) Quantité variant en fonction des opportunités commerciales, des contrats, des disponibilités et des prix sur les différents marchés.

5

6

7

8

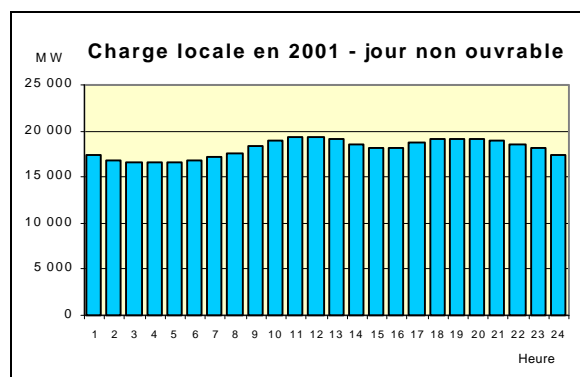
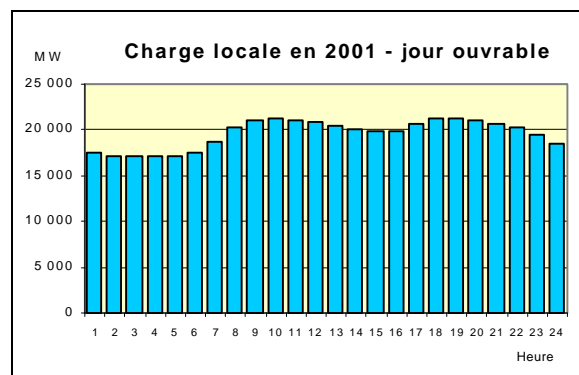
9

En 2001, la pointe prévue pour la charge locale est de 31 726 MW, qui aura probablement lieu un jour de semaine en janvier, entre 17h et 19h. La prévision des réservations pour le service de point à point est de 3 844 MW. En terme de puissance, le partage entre la charge locale et le service de point à point est de 89% et 11% respectivement.

1 En terme d'énergie, la prévision de la charge locale est de 167 608 GWh.
2 Pour le service de point à point, la quantité d'énergie sera influencée par les
3 conditions de marché qui prévaudront en 2001. À titre indicatif, les ventes
4 d'Hydro-Québec sur les marchés à l'exportation à l'exception des ventes
5 internationales ont été de 15 242 GWh en 1997, de 18 466 GWh en 1998 et
6 de 22 700 GWh en 1999. S'ajoutent à ces quantités de faibles volumes
7 réalisés par les autres utilisateurs.

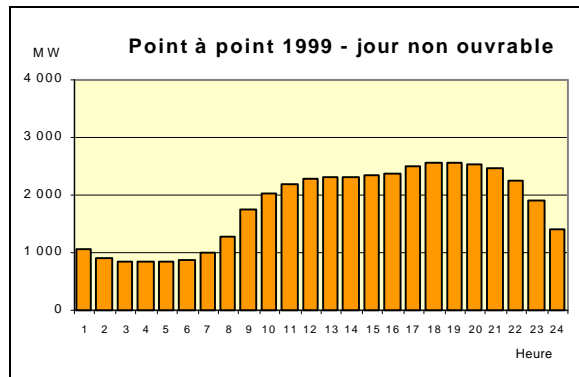
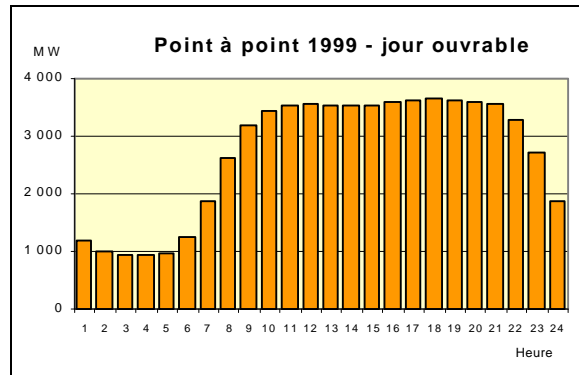
8 Les profils journaliers représentent des moyennes horaires basées sur la
9 prévision de la charge locale pour l'année 2001 ainsi que sur les profils du
10 service de point à point (ferme et non ferme) observés en 1999. On constate
11 que le niveau de la demande est inférieur la nuit et les jours non ouvrables.

12 Profils de consommation journaliers par service de transport 13 Charge locale 2001



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15

**Profils de consommation journaliers par service de transport
Point à point 1999**



ANNEXE 2

COMPARAISON AVEC LES TARIFS EXISTANTS

1

Comparaison avec les tarifs existants

	1997	2001	Écart
<u>Services de point à point</u>			
Tarif annuel (\$/kW-an)	71,09	75,18	5,8 %
Tarif mensuel (\$/kW-mois)	8,01	8,02	0,1 %
Tarif hebdomadaire (\$/kW-semaine)	2,00	2,00	0,0 %
Tarif quotidien (\$/kW-jour)	0,40	0,40	0,0 %
Tarif horaire (\$/MW-heure)	16,69	16,67	- 0,1 %
<u>Charge locale et service en réseau intégré</u>			
Tarif annuel (M\$)	2 218 M\$	2 385 M\$	7,5 %
<u>Services complémentaires</u>			
Programmation, contrôle du réseau et répartition	-	-	-
Fourniture de puissance réactive et de contrôle de tension à partir des équipements de production	-	0,08 \$/MWh	-
Régulation et contrôle de fréquence	-	0,04 \$/MWh	-
Énergie involontaire livrée > programmée	150% du prix TTR	10,41 ¢/kWh	-
livrée < programmée	50% du prix TTR	1,28 ¢/kWh	-
Réserve d'exploitation - Service de réserve synchrone et de stabilité	0,32 \$/MWh	0,33 \$/MWh	3,1 %
Réserve d'exploitation - Service de réserve supplémentaire	0,16 \$/MWh	0,17 \$/MWh	6,3 %

2