



*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

Allocation of transmission costs in Hydro-Québec Distribution's 2008 rate filing

Testimony of Philip Raphals

for the RNCREQ

R-3644-07

Régie de l'énergie

October 30, 2007

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE OF CONTENTS

1	Qualifications	2
2	Mandat	3
3	Allocation of transmission costs	4
	3.1 Context	4
	3.2 R-3401-98 (D-2002-95)	5
	3.3 R-3549-04, phase 2 (D-2006-66)	6
4	Methodology for allocating the transmission revenue requirement	9
	4.1 The D-2006-66 methodology	9
	4.2 Adjusting the 2006-06 methodology	12
5	Discussion	17

1 Qualifications

Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

Mon nom est Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Veillez décrire le Centre Hélios.

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique. Depuis 2005, il produit également des analyses approfondies à l'égard des changements climatiques.

Veillez décrire votre expérience professionnelle.

Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae. Mes activités professionnelles ont touché à un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ces sujets ont inclus, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Avez-vous déjà été reconnu comme témoin expert par la Régie de l'énergie ?

J'ai été reconnu par la Régie de l'énergie comme expert :

- en énergie (R-3401-98, R-3398-98 et R-3410-98¹)
- en efficacité énergétique (R-3473-01)
- en coûts évités (R-3519-03)
- en réglementation de transport d'électricité (FERC) (R-3549-04 phase 2, R-3605-06 et R-3644-07)
- en impacts environnementaux des filières de production électrique (R-3525-04), et

¹ Dans les deux derniers dossiers, aucune qualification explicite n'a été déterminée par le banc.

- en fiabilité énergétique (R-3470-01 phase 2, R-3518-04 et R-3550-04).

J'ai également déposé des rapports d'expert dans le dossier R-3493-02 (révision de la décision D-2002-95) ainsi que dans le cadre des travaux de la Régie sur la demande du Ministre d'un avis relativement au projet Suroît (R-3526-04).

Avez-vous déjà témoigné sur la tarification du transport d'électricité ?

Oui. Dans le dossier R-3401-98, j'étais l'auteur principal, avec Peter Bradford et feu Ellis O. Disher, d'un rapport d'expert qui explorait en détail plusieurs aspects de la tarification du transport. Ce rapport a été cité maintes fois dans la décision de la Régie. Plusieurs éléments de cette décision découlaient directement de nos recommandations, dont :

- les exigences d'un code de conduite
- le traitement des actifs de télécommunications
- la radiation de projets totalisant 654,7 M \$ de la base de tarification
- la méthodologie pour estimer les revenus des ventes à court terme
- la politique de rabais
- le besoin d'une codification des conditions de desserte de la charge locale.

J'ai également fourni un rapport d'expert concernant les tarifs de transport à court terme dans le cadre du dossier R-3493-02, dans lequel Hydro-Québec demandait la révision de la décision D-2002-95. En 2004 et 2005, j'ai témoigné lors des deux phases du dossier R-3549-04, dans la deuxième phase à titre d'expert. En 2006, j'ai témoigné à titre d'expert dans R-3605-06. Je témoigne également, à titre d'expert, dans le dossier R-3640-07, présentement en cours.

2 Mandat

Veillez décrire le mandat que vous a donné le RNCREQ.

Le RNCREQ m'a demandé de commenter la problématique de l'allocation des coûts de transport, tel qu'identifié dans la décision D-2007-12, en faisant les liens nécessaire avec les dossiers du Transporteur.

Étant donné le temps très limité pour la préparation de ce rapport, il a été convenu qu'il serait rédigé en anglais.

3 Allocation of transmission costs

3.1 Context

As explained in its decision D-2007-12, the Régie in R-3492-02 phase 1 (D-2003-93) had deferred consideration of the allocation of transmission costs until such time as a cost allocation methodology had been selected in a transmission rate case. As such a methodology was adopted in R-3549-2004, phase 2 (D-2006-66), this question was addressed in last year's rate case, R-3610-06.

HQD and several interveners objected to the use of the allocation methodology set out in D-2006-66 (hereinafter, "the D-2006-66 methodology") for several reasons, most notably because it allocated \$81 million more costs than HQD actually bore in 2007.

Due to these difficulties, the Régie in the end chose to maintain the use of 1-CP for transmission cost allocation, for the purposes of R-3610-06. For the current file, however, the Régie asked HQD to present a scenario based on the D-2006-66 methodology and invited a full debate on this issue.

Cependant, la Régie constate que seuls deux intervenants ont examiné sommairement la pertinence d'appliquer aux coûts de transport du Distributeur la méthode de répartition retenue par la Régie dans le dossier du Transporteur : l'ACEF de Québec et l'UC. La Régie juge que ce sujet doit faire l'objet d'un débat plus approfondi, compte tenu des sommes en jeu. La Régie souhaite que d'autres méthodes que l'application de la 1CP soient examinées avant de prendre une décision sur cette question.

Dans l'attente de ce débat, la Régie accepte que le Distributeur applique la méthode de la 1CP pour le présent dossier. Pour le prochain dossier tarifaire, le Distributeur devra présenter un scénario utilisant la méthode retenue par la Régie dans le dossier du Transporteur, telle que présentée par le Distributeur dans le présent dossier.² (bold in original; underlining added)

In this testimony, I will propose a solution to the allocation of transmission costs that meets the concerns of HQD and is also coherent with the principles enunciated in D-2006-66 regarding allocation of the transmission revenue requirement. First, however, it will be useful to review the evolution of the Régie's approach to cost allocation of the transmission revenue requirement.

² D-2007-12, pp. 76-77.

3.2 R-3401-98 (D-2002-95)

HQT's first rate case was R-3401-98. While cost allocation methodology was debated at length in this long and complicated case, no final decision was reached. The Open Access Transmission Tariff in effect prior to the hearing (Reg. 659, inherited from the FERC³) was implicitly based on a 12-CP allocation.

In R-3401-98 (D-2002-95), the Régie chose to accept, « pour la présente décision », HQT's proposal, which allocated all costs based on the annual peak (1-CP). The Régie took pains, however, to mention that this decision was not definitive, but was subject to revision following completion of a full cost allocation study, which was to be completed within one year.

Le transporteur propose d'établir le tarif de transport en divisant la totalité du revenu requis résiduel par la pointe annuelle. La méthodologie proposée est, en fait, un cas particulier de la méthode générale mentionnée précédemment. La proposition revient à considérer une seule fonction de coûts, à allouer la totalité des coûts à la puissance et à allouer ces derniers selon les besoins de chacun des services considérés, soit la charge locale, le service en réseau intégré et le service de point à point ferme à long terme, au moment de la pointe du réseau.

Bien que plusieurs intervenants s'opposent à la méthodologie proposée par le transporteur pour diverses raisons, aucun n'a déposé une alternative complète que la Régie pourrait, à ce stade-ci, retenir comme assise de sa décision. En général, ces intervenants réclament une étude détaillée et rigoureuse sur l'allocation des coûts.

...

Ne disposant pas d'une étude suffisamment détaillée à ce niveau, la Régie accepte, pour la présente décision, de considérer la totalité des coûts en puissance, tel que proposé par le transporteur.

Dans ces circonstances, la Régie accepte la proposition du transporteur d'allouer l'ensemble des coûts de transport selon la pointe annuelle.

Toutefois, étant donné le degré insuffisant de précision de l'étude produite par le transporteur, la Régie ne peut conclure de façon définitive sur le caractère adéquat ou non de l'approche du transporteur dans une perspective à moyen et à long terme. La Régie juge nécessaire de disposer, pour ce faire, d'une étude d'allocation des coûts effectuée suivant les

³ The ratemaking methodology in Reg. 659 was adopted practically word-for-word from FERC's *pro forma tariff*, issued as part of Order 888 in 1996. For a description of the origins of HQT's Open Access Transmission Tariff (*Tarifs et conditions*) in FERC's *pro forma tariff*, see R-3401-98, *Hydro-Québec's Revised Application for the Modification of Rates for the Transmission of Electric Power, Testimony of Philip Raphals, Peter Bradford And Ellis O. Disher on behalf of the RNCREQ* (February 7, 2001), chapter 3, pages 11-22.

règles de l'art de la tarification tout comme cela est pratique courante pour établir les tarifs dans le domaine gazier au Québec.

La Régie ordonne au transporteur de déposer, dans un délai maximum d'un an après la parution de la présente décision, une étude d'allocation des coûts incluant les trois étapes susmentionnées et reflétant les préoccupations de la Régie. (D-2002-95, p. 211-212) (emphasis added)

At the same time, the Régie asked that special attention be paid to generation-related transmission assets (GRTAs, or *équipements de transport associés à la production*) and interties.

La Régie considère que les fonctions, telles que détaillées dans la pièce HQT-10, document 2, constituent une base de départ raisonnable aux fins d'allocation des coûts, eu égard aux caractéristiques du réseau du transporteur. Néanmoins, la preuve au dossier fait ressortir la nécessité d'une attention particulière de certaines installations, tels que les équipements associés aux centrales de production et les interconnexions. (Ibid.) (emphasis added)

These facilities are exceptions to the general rule that transmission networks are sized to meet their peak demand. Some argued that they should be excluded from HQT's revenue requirement altogether. The Régie chose to include them in the revenue requirement, but in D-2006-66 it decided to treat them differently from other assets.

3.3 R-3549-04, phase 2 (D-2006-66)

In the section of D-2006-66 concerning cost allocation, the Régie specified that the costs of GRTAs should be allocated in part based on total energy.

La Régie porte une attention particulière à la notion d'équipement de transport associé à la production en raison des caractéristiques propres au réseau, notamment son étendue géographique, le rôle particulier de certaines lignes et la nature essentiellement hydraulique du parc de production. Ainsi, si les centrales n'avaient pas été construites, les équipements de transport associés, dont une très grande partie des lignes THT, n'auraient pas été requis. Le rôle de ces équipements est d'intégrer la production électrique des centrales vers les centres de consommation, ce qui explique que leur flux électrique soit, pour l'essentiel, à sens unique. (D-2006-66, p. 11) (emphasis added)

Selon la Régie, la finalité du réseau est d'assurer le transport de l'électricité, de façon fiable à tous les utilisateurs, et ce durant toutes les heures de l'année. En raison de l'importance des équipements associés à la production dans le réseau du Transporteur et de la nature de la production qu'ils acheminent, la Régie conclut à l'inclusion d'une composante énergie dans la répartition des coûts des équipements de transport associés à la production. L'énergie transitée dessert aussi bien les besoins de pointe que ceux des autres périodes de l'année. Pour déterminer la composante énergie, la Régie privilégie la méthode du facteur d'utilisation qui alloue à l'énergie une part des coûts égale au facteur d'utilisation mesuré en

fonction de la pointe du réseau. Cette méthode prend également en compte une composante puissance permettant de refléter les coûts supplémentaires encourus en pointe pour desservir les clients.

Cette approche reflète la mission du Transporteur et les caractéristiques essentielles du réseau de transport. Pour la détermination des composantes puissance et énergie du coût de service du Transporteur, la Régie retient le facteur d'utilisation déterminé à partir de l'énergie totale et de la pointe coïncidente, incluant l'interconnexion Churchill Falls. La Régie retient comme facteur de répartition les pourcentages de 61 % pour la composante énergie et 39 % pour la composante puissance. (Ibid., pp. 15-16) (emphasis added)

Thus, for the first time, the Régie recognized that energy is an important determinant in transmission cost allocation.

With this decision, the Régie rejected HQT's position that the costs of all functions of the transmission system, including those related to generating stations, should be allocated based on peak capacity alone.⁴ It relied instead on an alternate scenario prepared by HQT, at the Régie's request, which allocated GRTAs between capacity and energy based on the capacity factor.

In D-2006-66, the Régie decided to base the cost allocation for GRTAs on both capacity and energy, stating :

La pratique nord-américaine réfère à la possibilité de répartir les coûts de transport en énergie et en puissance lorsque les coûts des équipements de production sont répartis sur cette base. Selon cette approche, une part des coûts de transport est présumée être encourue pour desservir de façon fiable l'appel de puissance moyen des clients tout au long de l'année, soit la portion énergie, et l'excédent de ces coûts est présumé encouru pour satisfaire l'appel de puissance à la pointe. Les méthodes de ce type sont généralement établies à partir de la méthode du facteur d'utilisation du réseau. (p. 15, emphasis added)

The Régie's decision in D-2006-66 to include an energy component in allocating the costs of GRTAs recognizes that these assets differ from other components of the transmission system in that their size does not depend on the system peak, but rather on the generator's installed capacity. Similarly, decisions as to the optimal capacity for interconnections depend on estimates of the expected levels of surplus power to be exported, as well as the capacity of the receiving system. Taking energy transfers into account in cost allocation and ultimately in ratemaking is one way to acknowledge the unique role of generator leads and inertias (interconnections) in TransÉnergie's system.

⁴ R-3549-04 phase 2, HQT-3, doc. 1.

In making this allocation, HQT's alternate scenario in R-3549-04 phase 2 took into account only the energy associated with long-term firm point-to-point reservations. It justified this choice on the basis that only long-term point-to-point reservations can influence system planning.⁵

The Régie, in D-2006-66, did not explicitly address this question,⁶ but the note to its Table 1 (page 21 of the decision) indicates that the cost allocation for point-to-point service was based on long-term service only. However, while excluding short-term point-to-point service might make sense in the context of a cost allocation based solely on peak capacity (1-CP), it certainly does not make sense in a cost allocation that takes energy into account.

The vast majority of the assets the costs of which are being allocated under this methodology were planned neither for long-term nor for short-term point-to-point service, but for the use of the integrated utility Hydro-Québec. Furthermore, even if they had been built for long-term service, the fact that clients now prefer instead to use short-term service in no way changes the way those costs were incurred or the way they should be allocated.

It is also difficult to reconcile this choice with the explanation from pages 15 and 16 of decision D-2006-66, quoted above. In this passage, the Régie concluded that the allocation should be based in part on total energy because the GRTAs would not be needed if the underlying generating stations had not been built, and because the energy transmitted over them is used not only during peak but throughout the year.

Clearly, not all of this energy is delivered via long-term reservations. Much of it is transferred to HQD, either as patrimonial or post-patrimonial energy. As for the rest, as HQT has mentioned many times, short-term reservations account for an ever-greater share of these exports.

In my written testimony in R-3605-06, I presented an analysis similar to the one above. However, as the Régie had in its procedural decision excluded debate of the cost allocation methodology, it did not address this issue. Similar testimony is now before the Régie in R-3640-07.

⁵ R-3549-04 phase 2, HQT-3, doc. 7.

⁶ The use of bold type in the paragraph described HQT's position on this question (quoted below on page 8) can however be read to indicate the Régie's agreement.

4 Methodology for allocating the transmission revenue requirement

The methodology used by HQT to set transmission rates, which remains unchanged since R-3401-98, consists of setting an annual base rate, in \$/kW/yr, based on projected values for short-term point-to-point revenues, long-term point-to-point transmission requirements and native load (HQD) requirements. This annual rate is multiplied by projected native load peak demand to determine HQD's contribution; point-to-point rates are also derived directly from this same rate.

In HQT's 2008 rate proposal, the annual base rate is 71,13 \$/kW/yr. The cost to HQD is its forecast peak load (35 705 MW) multiplied by this rate, for a total of \$2 540 million.

One consequence of this methodology is that the allocation of the transmission revenue requirement between Native Load and point-to-point service is not actually a determinant of transmission rates, but rather a consequence of them. The cost allocation methodology set for the first time in D-2006-66 thus has no direct bearing on transmission rates, at the present time.

4.1 The D-2006-66 methodology

In this section, we will illustrate the D-2006-66 methodology, using data from the current transmission rate case, R-3640-07.⁷

The first step allocates the costs of each component to energy and capacity, based on the capacity factor at the system peak (59,19%), as in Table 1.

⁷ R-3640-07, HQT-12, doc. 2, pp. 22-23.

Table 1. Allocation by component						
		Total Cost	% Energy	% Capacity	Energy	Capacity
Raccordements des centrales						
	Postes éleveurs	243,8	59,19%	40,81%	144,3	99,5
	Lignes de raccordements	54,3	59,19%	40,81%	32,1	22,2
Réseau						
	THT: Boucle montréalaise et corridor MTL-QC	351,5	0%	100%	0,0	351,5
	THT: Autres	850,8	59,19%	40,81%	503,6	347,2
	450 kV	113,3	59,19%	40,81%	67,1	46,2
	HT	512,3	0%	100%	0,0	512,3
Raccordements des clients						
	Postes abaisseurs	412,2	0%	100%	0,0	412,2
	Raccordement clients HT	54,5	0%	100%	0,0	54,5
Interconnexions						
	Churchill Falls	22,7	59,19%	40,81%	13,4	9,3
	Autres	129,3	0%	100%	0,0	129,3
Total		2744,7			760,5	1984,2

The second step determines the relative shares of energy and capacity costs to be borne by Native Load and by Point-to-point customers.

According to D-2006-66, only long-term point-to-point reservations and the energy transmitted under these reservations are used for this calculation.

Le Transporteur répartit les composantes de son coût de service entre la charge locale et le service de point à point de long terme. **Cette répartition entre les services fermes de long terme est adéquate puisque seuls ces services sont pris en compte aux fins de la planification du réseau. Seuls ces services sont à la source de dépenses significatives d'investissement pour le Transporteur.**⁸ (bold in original)

Table 2 shows the calculations of the relative shares of energy and capacity costs borne by Native Load and point-to-point service, as follows:

⁸ D-2006-66, p. 18.

	Native Load	Pt to Pt
Energy (TWh)	185 352	3 361
	98,22%	1,78%
Capacity (MW)	35 705	591
	98,37%	1,63%

Finally, the energy and capacity cost of each component are distributed between Native Load and point-to-point service according to the percentages indicated above.

	Energy			Capacity			Total cost	
	Cost	Native Load	pt-to-pt	Cost	Native Load	pt-to-pt	Native Load	pt-to-pt
Raccordements des centrales								
Postes éleveurs	144,3	141,7	2,6	99,5	97,9	1,6	239,6	4,2
Lignes de raccordements	32,1	31,6	0,6	22,2	21,8	0,4	53,4	0,9
Réseau								
THT: Boucle montréalaise et corridor MTL-QC	0,0	0,0	0,0	351,5	345,8	5,7	345,8	5,7
THT: Autres	503,6	494,6	9,0	347,2	341,6	5,7	836,2	14,6
450 kV	67,1	65,9	1,2	46,2	45,5	0,8	111,4	1,9
HT	0,0	0,0	0,0	512,3	504,0	8,3	504,0	8,3
Raccordements des clients								
Postes abaisseurs ¹⁰	0,0	0,0	0,0	412,2	412,2	0,0	412,2	0,0
Raccordement clients HT ⁹	0,0	0,0	0,0	54,5	54,5	0,0	54,5	0,0
Interconnexions								
Churchill Falls	13,4	13,2	0,2	9,3	9,1	0,2	22,3	0,4
Autres	0,0	0,0	0,0	129,3	127,2	2,1	127,2	2,1
Total							2706,4	38,3

The D-2006-66 methodology thus allocates \$2 706 to Native Load, even though the actual costs assigned to it are only \$2 540.

⁹ Source : R-3640-07, HQT-12, doc. 2, p. 22, note A.

¹⁰ Postes abaisseurs and Raccordement clients HT are assigned 100% to Native Load.

The problem identified by HQD in R-3610-06 — that this cost allocation system in fact allocates more costs to Native Load than it actually supports — thus persists in the current file. Furthermore, as HQD notes in its evidence, the problem is now more acute than it was last year, in that the difference between HQD's allocated and actual costs has doubled to \$166 million.¹¹

4.2 Adjusting the 2006-06 methodology

As I indicate in my testimony in R-3640-07, the root of the problem is the choice in the D-2006-66 methodology to only take long-term point-to-point reservations into account in computing the relative shares of energy and capacity costs in Table 2. As revenues from short-term point-to-point service are included in the calculations setting the transmission tariffs, the result is to transfer the costs corresponding to these revenues from point-to-point service to Native Load.

In this section, we will demonstrate the result of including short-term point-to-point reservations in the cost allocation process.

Table 4 indicates, in the second column, HQT's projected reservations for each category of short-term point-to-point service for 2008. The third column indicates the transmission capacity that would be used by these reservations, if they were spread equally over the year.¹² Finally, the last two columns indicate the amount of energy HQT estimates will be transferred under each category of reservation, and the implicit capacity factor.¹³

¹¹ HQD-11, doc. 1, p. 13.

¹² The capacity value of point-to-point reservations is required for cost allocation. Given the impossibility of knowing how many reservations of each type will be in effect at the moment of the system peak, we use the average value.

¹³ No explanation is provided by HQT with respect to the energy estimates or the capacity factor.

		reservations (MW)	avg MW	estimated GWh	implied capacity factor
Long-term					
	annual	591	591	3 361	65%
Short term					
	monthly	10 421	868	6 462	85%
	weekly	355	7	36	60%
	daily	4 552	12	75	69%
	hourly	12 300	1 404	12 260	99,67%
	Subtotal		2 292	18 833	
Total			2 883	22 194	

Applying these MW and GWh values to the calculations shown in Table 2 produce the following adjusted shares of energy and capacity costs Native Load and for point-to-point service:

	Native Load	Point to point
Energy	185 352	22 194
	89,31%	10,69%
Capacity	35 705	2 883
	92,53%	7,47%

Thus, taking short-term point-to-point service into account, we see that Native Load would account for just 92,5% of capacity (compared to 98,37%, in Table 2) and 89,3% of total energy (compared to 98,22% in Table 2).

Applying these values to the cost of each component gives the results shown in Table 6.

Table 6. Allocation by service (adjusted, with capacity factors estimated by HQT)									
	Energy			Capacity			Total Cost		
	Cost	Native Load	total	Cost	Native Load	total	Native Load	Total	
Raccordements des centrales									
Postes éleveurs	144,3	128,9	15,4	99,5	92,1	7,4	220,9	22,9	
Lignes de raccordements	32,1	28,7	3,4	22,2	20,5	1,7	49,2	5,1	
Réseau									
THT: Boucle montréalaise et corridor MTL-QC	0,0	0,0	0,0	351,5	325,2	26,3	325,2	26,3	
THT: Autres	503,6	449,7	53,9	347,2	321,3	25,9	771,0	79,8	
450 kV	67,1	59,9	7,2	46,2	42,8	3,5	102,7	10,6	
HT	0,0	0,0	0,0	512,3	474,0	38,3	474,0	38,3	
Raccordements des clients									
Postes abaisseurs	0,0	0,0	0,0	412,2	412,2	0,0	412,2	0,0	
Raccordement clients HT	0,0	0,0	0,0	54,5	54,5	0,0	54,5	0,0	
Interconnexions									
Churchill Falls	13,4	12,0	1,4	9,3	8,6	0,7	20,6	2,1	
Autres	0,0	0,0	0,0	129,3	119,6	9,7	119,6	9,7	
Total							2550,0	194,7	

The D-2006-66 methodology, adjusted to include the energy and capacity values corresponding to forecast short-term point-to-point reservations (using the capacity factor estimated by HQT), thus produces cost allocations that fall within \$10 million of the actual amount to be paid by HQD in 2008 (\$2 540 M).

It is interesting to note that, if we perform similar calculations using a 100% capacity factor for point-to-point service, this \$10 million discrepancy disappears altogether.

The energy values at 100% capacity factor are shown in Table 7 :

		reservations (MW)	avg MW	GWh
Long-term				
	annual	591	591	5 177
Short term				
	monthly	10 421	868	7 607
	weekly	355	7	60
	daily	4 552	12	109
	hourly	12 300	1 404	12 300
	Subtotal		2 292	20 076
Total			2 883	25 254

The corresponding relative shares of energy and capacity costs are shown in Table 8 :

	Native Load	Point to point
Energy	185 352	25 254
	88,01%	11,99%
Capacity	35 705	2 883
	92,53%	7,47%

And the full allocation is shown in Table 9 :

Table 9. Allocation by service (adjusted, with 100% capacity factor)

	Energy			Capacity			Total cost	
	Cost	Native Load	total	Cost	Native Load	total	Native Load	Total
Raccordements des centrales								
Postes éleveurs	144,3	127,0	17,3	99,5	92,1	7,4	219,1	24,7
Lignes de raccordements	32,1	28,3	3,9	22,2	20,5	1,7	48,8	5,5
Réseau								
THT: Boucle montréalaise et corridor MTL-QC	0,0	0,0	0,0	351,5	325,2	26,3	325,2	26,3
THT: Autres	503,6	443,2	60,4	347,2	321,3	25,9	764,5	86,3
450 kV	67,1	59,0	8,0	46,2	42,8	3,5	101,8	11,5
HT	0,0	0,0	0,0	512,3	474,0	38,3	474,0	38,3
Raccordements des clients								
Postes abaisseurs	0,0	0,0	0,0	412,2	412,2	0,0	412,2	0,0
Raccordement clients HT	0,0	0,0	0,0	54,5	54,5	0,0	54,5	0,0
Interconnexions								
Churchill Falls	13,4	11,8	1,6	9,3	8,6	0,7	20,4	2,3
Autres	0,0	0,0	0,0	129,3	119,6	9,7	119,6	9,7
Total							2540,1	204,6

Estimating the energy value of point-to-point reservations in this way thus results in allocating precisely the costs that are actually charged to HQD. Using estimated energy values, on the other hand, overestimates HQD's costs by \$10 million.

The reason for this discrepancy is that transmission service is, by its nature, "take or pay". In purchasing a reservation, the client purchases the right to use the capacity at 100%. Whether or not it avails itself of this right is, from an economic point of view, of no concern to HQT. Since the revenue requirement is based on costs, and the rates are based on the revenue requirement, removing costs from one allocation account inevitably means moving them to another. Specifically, removing costs from the point-to-point account means adding them to the Native Load account.

This is, once again, a consequence of the fact that costs are implicitly allocated in the ratemaking process. If a point-to-point customer, for one reason or another, fails to use the reservation he has purchased, it is hard to see why the costs that correspond to his non-use should then be transferred to Native Load. Indeed, it seems far more appropriate to consider the cost allocation to occur at the moment of purchase, since the point-to-point customer paid fully for his reservation, and his subsequent failure to completely use the capacity he purchased has no cost or revenue impact on HQT.

5 Discussion

It should come as no surprise that, once short-term point-to-point reservations are included, the costs allocated to HQD correspond to the amount it actually pays. As the revenues from these short-term sales are included in the calculation of the annual tariff (\$/kW) which in turn is used to generate the charge for HQD, it would be surprising if the figures did not correspond.

Indeed, given that \$163 million of the transmission revenue requirement is assigned in the rate calculations to short-term point-to-point service,¹⁴ excluding this same service from the cost allocation will necessarily produce a similar disparity.

Looked at another way, we can separate the point-to-point column in Table 6 in two, distinguishing between long-term and short-term point-to-point, as follows:

¹⁴ R-3640-07, HQT-13, doc. 1, p. 11, Tableau 4.

Table 10. Cost allocation at 100% capacity factor, distinguishing short-term and long-term point-to-point service

	Energy					Capacity					Total cost			
	Cost	Native		point-to-point		Cost	Native		point-to-point		Native Load	point-to-point		
		Load	L-T	S-T	total		Load	L-T	S-T	total		L-T	S-T	Total
Raccordements des centrales														
Postes éleveurs	144,3	127,0	2,3	15,0	17,3	99,5	92,1	1,5	5,9	7,4	219,1	3,8	20,9	24,7
Lignes de raccordements	32,1	28,3	0,5	3,3	3,9	22,2	20,5	0,3	1,3	1,7	48,8	0,9	4,7	5,5
Réseau														
THT: Boucle montréalaise et corridor MTL-QC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	351,5	325,2	5,4	20,9	26,3	325,2	5,4	20,9	26,3
THT: Autres 450 kV	503,6	443,2	8,0	52,3	60,4	347,2	321,3	5,3	20,6	25,9	764,5	13,4	73,0	86,3
HT	67,1	59,0	1,1	7,0	8,0	46,2	42,8	0,7	2,7	3,5	101,8	1,8	9,7	11,5
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	512,3	474,0	7,8	30,4	38,3	474,0	7,8	30,4	38,3
Raccordements des clients														
Postes abaisseurs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	412,2	412,2	0	0	0,0	412,2	0	0	0,0
Raccordement clients HT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,5	54,5	0	0	0,0	54,5	0	0	0,0
Interconnexions														
Churchill Falls	13,4	11,8	0,2	1,4	1,6	9,3	8,6	0,1	0,6	0,7	20,4	0,4	1,9	2,3
Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	129,3	119,6	2,0	7,7	9,7	119,6	2,0	7,7	9,7
Total											2540,1	41,9	162,6	204,6

Thus, we see that, of the \$204 million allocated to point-to-point service, only \$41,9 million applies to long-term service, and the rest (\$162,6 million) to short-term service.

The consequence of the decision in D-2006-66 to only assign to point-to-point service costs applicable to long-term reservations is thus to tacitly assign the cost of short-term point-to-point service to Native Load. It is difficult to see how such an assignment could be justified.

This explains the apparent anomalies in the cost allocation under the D-2006-66 methodology — for instance, the fact that, for generation-related transmission assets such as « postes éleveurs » and « lignes de raccordements », in which almost 60% of the costs are to be allocated to energy, only 1.72% of the cost of service is allocated to point-to-point service — even though point-to-point energy transfers represent more than 10% of the total energy to be transmitted by HQT in 2008.¹⁵ For assets whose costs are allocated on the basis of capacity alone, this percentage is practically identical — 1.63%.

¹⁵ HQD data from R-3644-07, HQD-2, doc. 1, p. 5, Tableau 1.

As noted earlier, the primary objection to the use of the D-2006-66 methodology is that it imputes substantially greater costs to HQD than are actually billed to it, requiring the use of a complex and intellectually unsatisfying adjustment of the cost allocation. Specifically, it requires the addition of the line *Ajustement de la facturation de la charge locale* in Table 9C,¹⁶ which is necessary to be coherent with the cost allocation prepared by HQT in R-3640-07.¹⁷

The effect of this additional line is to increase the total cost allocated from the total of \$2,540 million (line 19 of Table 9C), which is equal to the amount to be paid by HQD, according to Attachment H of the OATT, to \$2,706 million, the amount allocated to Native Load in R-3640-07. However, the « costs » in this adjustment are not in fact allocated to any customers — nor should they be, since they are not actually incurred by HQD.

The difference between these two amounts (or, in other words, the total of the « adjustment ») is \$166 million — a figure which is remarkably close to the anticipated revenues from short-term point-to-point service (\$163 million). Similarly, last year, the amount of the adjustment (\$81.2 million, drawn from the equivalent table in R-3610-06¹⁸) is remarkably close to the anticipated revenues from short-term point-to-point service in R-3549 phase 2 (\$78 million¹⁹).

This relationship is no coincidence. In fact, the D-2006-66 methodology, in including only the capacity and energy for long-term point-to-point service, excludes all costs related to short-term service from the point-to-point allocation, and thus inevitably includes them in the Native Load allocation. In other words, **the D-2006-66 methodology attributes all costs related to short-term point-to-point service to Native Load.**

Thus, the additional costs identified in the line *Ajustement à la facturation de la charge locale* represent specifically the costs of short-term point-to-point service. Since these costs are included in the Native Load cost allocation but not in the Native Load charge, it is only natural that they must be added to Native Load's actual costs to make the two correspond.

While the explanation of the problem is rather complex, the solution is quite simple.

¹⁶ HQD-11, doc. 3, p. 17.

¹⁷ R-3640-07, HQT-12, doc. 2, p. 23.

¹⁸ R-3610-06, HQD-11, doc. 4, p. 17.

¹⁹ R-3549-04 phase 2, HQT-2, doc. 2, p. 14 (version révisée).

If the Régie in R-3640-07 modifies the D-2006-66 methodology to allocate costs related to short-term point-to-point service to point-to-point service, rather than to Native Load, the adjustment in Table 9C will become unnecessary.

~~Even if it does not, the Régie in the present file should simply disregard this adjustment. The cost allocation in lines 1 to 19 of Table 9C do indeed allocate the costs attributable to HQD. The adjustment line following line 20 accounts for the costs that shouldn't have been there in the first place — costs that are attributable to short-term point-to-point transmission service, not to Native Load.~~

If it does not, the cost allocation should be corrected, removing those costs that apply to short-term point-to-point service. In Table 9C, HQD has removed 6,1% of the total costs of each category, allocating the remaining 93,9% of each cost category according according to the corresponding allocation factor (facteur de répartition). However, the portion of each cost category that actually corresponds to short-term service is not constant. Thus, allocating the costs that properly apply Native Load (as indicated in Table 10, above) to the various rate classes, using the appropriate allocation factors, will result in a cost allocation different than the one found in Table 9C.