

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°1  
DE LA RÉGIE**

**PARTIE B  
(DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS N° 51 À 97)**



## **RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE**

- 51. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-11, document 1, page 14 ;  
(ii) Pièce B-1- HQD-11, document 3, pages 18 et 19.

### **Préambule :**

#### Référence (i)

*«Les projets de raccordement concernent d'abord celui de Waskaganish. Tel que mentionné dans le rapport annuel 2006 du Distributeur, ce poste correspond à la contribution du Distributeur versée au Transporteur dans le cadre du projet de raccordement du village cri de Waskaganish (D-2003-114) dont la mise en service des installations a été effectuée en novembre 2006. Le Distributeur propose de faire la répartition de ce compte en distinguant les différentes fonctions qui le composent pour appliquer les facteurs de répartition spécifiques déjà prévus pour chacune de ces fonctions. Il en va de même pour les autres projets de raccordement. Il s'agit des postes Arthabaska-Kingsey, Marie-Victorin, Mgr-Émard, Ste-Thérèse, Chénier, Normétal, Baie-des-Sables, St-Ulrick/Anse à Velleau et Carleton/Cartier.*

#### Référence (ii)

Tableaux 9D et 9 F portant sur la répartition des coûts de transport.

### **Demande :**

- 51.1.** Veuillez indiquer comment ont été fonctionnalisés les contributions entre les équipements associés à la production, le réseau et les raccordements des clients pour chacune des 3 rubriques à savoir Waskaganish, les autres projets de raccordements et les postes de départ privés.

### **Réponse :**

**Sur la base de l'information fournie par le Transporteur, le projet de raccordement de Waskaganish, est constitué du poste Némiscau d'une tension se situant entre 735 et 765 kV (fonction équipement de transport associé à la production), de la ligne Némiscau/Waskaganish d'une tension de 44 à 69 kV (fonction réseau) et finalement du poste Waskaganish abaissant la tension de 69 à 49 kV, donc considéré comme un poste abaisseur.**

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie**

Pour les autres projets de raccordement, le Transporteur a également fourni le coût des projets par fonction. Ces équipements sont en majorité des postes de raccordements de clients à l'exception du poste Chénier qui est constitué d'une ligne à 735 kV faisant partie de la fonction réseau très haute tension.

Enfin, pour les postes de départ privés, ces derniers ont une tension nominale de 230 kV. Puisque ce sont des postes de départ, ils sont tous considérés comme des équipements de transport associés à la production.

Les tableaux suivants présentent le classement par fonction du projet de raccordement de Waskaganish et des autres projets de raccordement.

**Tableau R51.1-A (corrigé)**

Tableau R51.1-A  
Classement par fonction du projet de raccordement de Waskaganish  
Données au 31 décembre 2008

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	Fonctions du Transporteur	Tension d'alimentation	Coûts immos.	Tableau 9E (Selon colonne 3)	Tableau 9D (Selon colonne 3)
1	<b><u>Équipement de transport</u></b>				
2	<b><u>associés à la production</u></b>				
3	Poste Némiscau	735 et 765 kV	2,4	2,4	0,0
4	<b><u>Réseau haute tension</u></b>				
5	Ligne Némiscau/Waskaganish	69-49-44 kV	60,4	61,1	0,9
6	<b><u>Raccordements de clients</u></b>				
7	Poste Waskaganish	49 et 69 kV	10,4	10,5	0,2
8	<b>Total</b>	-	<b>73,2</b>	<b>73,9</b>	<b>1,1</b>

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie**

La version révisée de l'article 10.32 en versions anglaise et française est déposée avec les réponses aux demandes de renseignements du Distributeur.

- 60. Référence :** (i) Pièce B-1- HQD-12, document 3, page 37, lignes 10 à 13 ;  
(ii) Pièce B-1- HQD-12, document 3, pages 38 et 39, tableaux 19 à 21.

**Préambule :**

«En s'appuyant sur la répartition mensuelle des besoins de base présentée au tableau 4, il peut être justifié de diminuer le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche en été, c'est-à-dire du 1<sup>er</sup> avril au 30 novembre tel que défini au texte des Tarifs et conditions du Distributeur.».

**Demandes :**

- 60.1.** Veuillez présenter les tableaux 19, 20 et 21 en ajoutant un scénario où la baisse du seuil de la première tranche d'énergie en été serait compensée par une baisse répartie également entre les trois éléments du tarif à savoir, la redevance, le prix de la première et de la deuxième tranche.

**Réponse :**

**Tableau R-60.1-A**

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 <sup>re</sup> tranche ¢/kWh	2 <sup>e</sup> tranche ¢/kWh	Ratio 2 <sup>e</sup> / 1 <sup>re</sup>	Prime D \$/kW	Prime DM
1 <sup>er</sup> avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Seuil d'été de la 1 <sup>re</sup> tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 1 <sup>re</sup> tr.	40,64 0,0%	5,15 -2,6%	7,03 0,0%	1,36	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'été de la 1 <sup>re</sup> tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 2 <sup>e</sup> tr.	40,64 0,0%	5,29 0,0%	6,91 -1,7%	1,31	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'été de la 1 <sup>re</sup> tranche à 25 kWh et baisse équivalente de la redevance	37,57 -7,6%	5,29 0,0%	7,03 0,0%	1,33	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'été de la 1 <sup>re</sup> tranche à 25 kWh et baisse équivalente des 3 composantes	40,27 -0,9%	5,24 -0,9%	6,97 -0,9%	1,33	5,46 0,0%	1,35 0,0%

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie**

**Tableau R-60.1-B**

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement 11 590 kWh	Petite maison 20 494 kWh	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh	Grande maison 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 <sup>re</sup> tranche 10 950 kWh	Multi-logement 124 160 kWh
1 <sup>er</sup> avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
Seuil d'été de la 1 <sup>re</sup> tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 1 <sup>re</sup> tr.	0 \$ 0,0%	-4 \$ -0,5%	2 \$ 0,1%	7 \$ 0,4%	8 \$ 0,4%	8 \$ 0,3%	8 \$ 0,2%	8 \$ 0,0%	8 \$ 1,1%	17 \$ 0,2%
Seuil d'été de la 1 <sup>re</sup> tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 2 <sup>e</sup> tr.	0 \$ 0,0%	5 \$ 0,6%	2 \$ 0,1%	0 \$ 0,0%	-6 \$ -0,3%	-19 \$ -0,6%	-43 \$ -1,0%	-466 \$ -1,6%	20 \$ 2,7%	17 \$ 0,2%
Seuil d'été de la 1 <sup>re</sup> tranche à 25 kWh et baisse équivalente de la redevance	0 \$ 0,0%	-3 \$ -0,4%	4 \$ 0,3%	9 \$ 0,5%	10 \$ 0,5%	10 \$ 0,3%	10 \$ 0,2%	10 \$ 0,0%	10 \$ 1,4%	29 \$ 0,3%
Seuil d'été de la 1 <sup>re</sup> tranche à 25 kWh et baisse équivalente des 3 composantes	0 \$ 0,0%	1 \$ 0,1%	2 \$ 0,2%	4 \$ 0,2%	1 \$ 0,0%	-6 \$ -0,2%	-19 \$ -0,4%	-243 \$ -0,8%	14 \$ 2,0%	18 \$ 0,2%

**Tableau R-60.1-C**

Répartition des clients (%)				
Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Baisse du prix de la 1 <sup>re</sup> tranche	Baisse du prix de la 2 <sup>e</sup> tranche	Baisse de la redevance	Baisse des 3 composantes
Moins de -2	0,0	0,0	17,8	0,0
De -2 à -1	23,8	0,7	10,2	0,0
De -1 à 0	31,2	35,9	24,7	56,3
De 0 à 1	44,9	54,9	45,6	39,5
De 1 à 2	0,1	7,8	1,6	4,2
2 et plus	0,0	0,7	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0
	Impact tarifaire	Impact tarifaire	Impact tarifaire	Impact tarifaire
Moyenne	-0,3	0,2	-0,6	-0,1
Minimum	-2,0	-1,7	-7,6	-1,0
Maximum	2,1	3,4	2,1	2,7

**60.2.** Veuillez commenter les résultats de ce scénario additionnel.

**Réponse :**

**Les analyses et recommandation présentées aux sections 4.2 et 4.3 de la pièce HQD-12, document 3 s'appliquent également au**

clientèles et du contexte énergétique, dans l'optique d'une planification au moindre coût de l'équilibre énergétique. Dans le choix de ses interventions commerciales, le Distributeur vise d'abord les mesures les moins coûteuses et le recours au financement et à l'aide financière seulement si nécessaire.

- Le niveau de l'aide financière proposée varie d'un programme à l'autre, selon les besoins, en fonction du type de mesure et des réalités économiques de chacun des marchés. Le Distributeur a établi un niveau d'aide financière, pour chaque programme, en considérant la période de récupération de l'investissement (PRI) acceptable pour les différentes catégories de clients. Ainsi, l'aide financière vise à respecter les critères économiques des clients, de façon à les intéresser à participer aux programmes, en limitant au minimum l'effet d'opportunisme et l'impact des programmes en efficacité énergétique pour les non-participants.
- Enfin, les programmes permettent au Distributeur de moduler ses interventions ponctuellement pour lui permettre d'atteindre ses objectifs, par exemple en modifiant au besoin les modalités d'un programmes pour encourager les clients à continuer ou amorcer des démarches en efficacité énergétique.

À l'inverse, un tarif à paliers ne cible aucune mesure précise. Il accorde la même rémunération à toutes les mesures d'économie d'énergie soit l'équivalent du coût marginal et représente un gain récurrent d'année en année pour le client. Ainsi, pour les mesures les moins coûteuses, les clients obtiendraient une aide financière plus importante que nécessaire pour les inciter à économiser l'énergie, aux frais du reste de la clientèle. Par exemple, actuellement le Distributeur ne finance pas les mesures dont la PRI est inférieure à un an puisque ces mesures sont déjà rentables pour le client industriel au tarif L. Par contre, avec un tarif à paliers, ce client serait compensé pour ces mesures à hauteur du coût marginal. Avec le maintien des programmes en parallèle, ceci aurait pour conséquence d'inciter les clients industriels au tarif L à choisir le meilleur de deux mondes. De plus, deux structures administratives seraient requises.

*Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie*

---

Le tableau suivant présente le coût unitaire de chacun des programmes qui s'adressent à la clientèle industrielle au tarif L, établi en tenant compte de la durée de vie propre de chacune des mesures. L'écart d'environ 7 ¢/kWh entre ces coûts unitaires avec le coût évité de ~~8,3~~ 8,64 ¢/kWh en 2008 (qui correspondrait au prix du 2<sup>e</sup> palier) montre qu'à volume égal, les programmes sont beaucoup plus économiques qu'un tarif à paliers et ce, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

**Tableau R-62.1 :**  
**Coût unitaire par programme – Clientèle industrielle au tarif L**  
**Annuité croissante à l'inflation (¢/kWh 2008)**

PIIGE	1,53
PADIGE analyse	0,65
PAMUGE	1,56

**63. Référence :** Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 12.

**Préambule :**

*« La structure du coût évité en énergie pour l'année 2007 et les suivantes reflète celle du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne soit une différenciation entre les heures en pointe sur une base annuelle sur le marché de New York (de 6 h à 22 h les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures de l'année). L'écart de coût retenu est de 1,5 ¢/kWh »*

**Demandes :**

**63.1.** Veuillez fournir l'historique des prix moyens mensuels observés durant les heures de pointe et les heures hors pointe sur le marché de New-York et de la Nouvelle-Angleterre qui soutient l'affirmation en référence.

**Réponse :**

**Dans sa preuve, le Distributeur mentionne qu'il utilise un signal de prix pointe/hors pointe, évalué sur une base annuelle.**

**L'historique des prix annuels se trouve à la page 11 de l'annexe B de la pièce HQD-14, document 3.**

- 63.2.** Veuillez commenter et faire le lien entre les coûts historiques de la réponse précédente et la structure des tarifs TDT et TPC proposée par le Distributeur.

**Réponse :**

**Le niveau des prix de la structure proposée de tarifs DA et DB reflète les revenus requis, soit les coûts moyens encourus par le Distributeur pour la clientèle domestique. Les structures proposées des tarifs DA et DB reposent sur la structure des coûts marginaux : écart pointe hors / pointe et coût de puissance en hiver (voir la pièce HQD-14, document 3, lignes 18-19 de la page 89 et 1 à 9 de la page 90). Elles ne cherchent pas à reproduire une tarification en temps réel.**

**Voir également la réponse à la Régie à la pièce HQD-16, document 1, question 55.2 du dossier R-3610-2006.**

- 63.3.** Est-ce que le Distributeur peut fournir un ou des exemples de structure comparable des tarifs TDT et TPC dans d'autres juridictions ?

**Réponse :**

**Les tarifs de ENEL qui apparaissent à la pièce HQD-12, document 5, page 7 fournissent des exemple de TDT ; ces tarifs sont toutefois fermés depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007. À la connaissance du Distributeur, les TPC ne sont pas déployées sous d'autres juridictions sinon en projet pilote (par exemple, chez Hydro Ottawa et BC Hydro). Une TPC a toutefois été testée avec succès par la Californie dans le cadre de son projet pilote de tarification dynamique (voir la pièce HQD-13, document 2, page 28 du dossier R-3579-2006 ) où un effacement en pointe de 13 % a été enregistré. Les grands distributeurs californiens offriront graduellement une TPC optionnelle à leurs clients.**

*Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie*

---

De nombreux exemples de TDT et de TPC sont également donnés aux pages 94 à 99 du document cité en référence à la note de bas de page 10 de HQD-12, document 5 et qui se retrouve au lien suivant : [http://www.epa.gov/solar/pdf/surveyoftou\\_july06.pdf](http://www.epa.gov/solar/pdf/surveyoftou_july06.pdf) .

**63.4.** Veuillez commenter sur la capacité des clients de répondre à un signal de prix aussi élaboré.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question **63.43**. Le Distributeur soumet toutefois que c'est précisément l'objectif du projet pilote de répondre à cette question.

**64. Référence :** Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 20.

**Préambule :**

*« Sur la base des données provenant de l'échantillon de clients mesurés par le Distributeur, la consommation annuelle totale des clients se répartit également entre les heures de pointe et les heures hors pointe. Sur cette base, les 15 premiers kWh en pointe et les 15 premiers kWh hors pointe consommés quotidiennement bénéficieront d'un tarif inférieur. »*

**Demandes :**

**64.1.** Sur la base des données de l'échantillon, veuillez démontrer que la répartition égale entre les kWh en pointe et les kWh hors pointe sur une base annuelle se vérifie aussi sur une base mensuelle. Veuillez commenter.

**Réponse :**

Voir les tableaux suivants qui présentent la répartition de la consommation des clients en période de jour (lundi au vendredi de 6h à 22h), nuit ( lundi au vendredi de 22h à 6h ) ainsi que les jours de week-end ( 24h sur 24h ) sur une base mensuelle. Les proportions hors pointe ( nuit + week-end ) et pointe ( jour ) demeurent sensiblement égales tout au long de l'année, autant pour les clients TAE que non-TAE.