

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR  
À LA DEMANDE DE COMPLÉMENT DE PREUVE  
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE  
(« RÉGIE »)**



1 **DEMANDE DE COMPLÉMENT DE PREUVE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (« LA RÉGIE »)**  
2 **RELATIVE À LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR DE RACCORDER LE VILLAGE**  
3 **WEMINDJI AU POSTE LA GRANDE-1 VIA LE RÉSEAU DE TRANSPORT 120 kV**  
4 **DOSSIER R-3613-2006**

---

5  
6 1. Justification de la demande du Distributeur au Transporteur.

7 **I.1** Description des options étudiées par le Distributeur et le Transporteur, dont  
8 l'augmentation la capacité de la ligne

9 **R1.1 De façon générale, les solutions que le Distributeur étudie**  
10 **visent à résoudre les problèmes de capacité limite de transit**  
11 **sur un horizon de 15 ans.**

12 **L'une des solutions que le Distributeur a étudiées pour**  
13 **résoudre le problème relié à la capacité actuelle du réseau**  
14 **alimentant le village de Wemindji consistait à convertir la**  
15 **tension de la ligne entre le poste La Grande-1 et le village de**  
16 **Wemindji de 25 kV à 34 kV.**

17 **À la page 14 du rapport «Étude de planification pour le village**  
18 **de Wemindji de mars 2002<sup>1</sup>», la capacité d'une telle ligne**  
19 **exploitée à 34 kV sans condensateurs a été évaluée à 6,5 MW,**  
20 **soit sensiblement la même que celle de la ligne actuelle à**  
21 **25 kV. Cette solution ne résout donc pas le problème de**  
22 **dépassement de capacité observé dans la région visée par le**  
23 **projet.**

24 **Il a également été envisagé de combiner l'ajout de**  
25 **condensateurs à l'utilisation du réseau à 34 kV. Suivant ce**  
26 **scénario, la capacité de la ligne pourrait être portée à 11 MW.**  
27 **Une telle conversion serait cependant peu utile. En effet, selon**  
28 **la prévision des besoins de 2006 faite par le Distributeur,**

---

<sup>1</sup> Voir HQT-12, Document 1.1.

1 l'utilisation d'un réseau 34 kV avec des condensateurs se  
2 limiterait à l'horizon 2010, soit à peine deux ans après la fin de  
3 la conversion à 120 kV proposée, car la pointe en reprise en  
4 charge dépasserait 11 MW dès l'hiver 2011-2012. En outre, la  
5 demande en électricité est très dépendante des activités  
6 économiques de la Nation crie de Wemindji ; une accélération  
7 de celles-ci pourrait rendre le réseau 34 kV insuffisant dès sa  
8 mise en service. Une conversion à 69 kV ou à 120 kV serait  
9 donc de toute façon requise dès 2010 pour répondre à la  
10 demande à la pointe lors de la reprise en charge en 2010-2011.

11 Vu ce qui précède, la conversion du réseau à 34 kV avec  
12 condensateurs ne constituerait donc pas une solution  
13 acceptable pour alimenter Wemindji.

14 Quant à la description des options étudiées par le  
15 Transporteur, il rappelle que ces dernières, à savoir  
16 l'implantation d'un poste satellite 69/25 kV et l'implantation  
17 d'un poste satellite 120/25 kV à Wemindji, sont déjà  
18 consignées à la pièce HQT-4, Document 1 déposée au soutien  
19 de sa demande d'autorisation.

20 **1.2** Démonstration des besoins du Distributeur en pointe (études menant aux  
21 résultats du tableau 1 de la pièce HQT-4, doc. 1, page 5).

22 **R1.2** Il est important de noter que le Distributeur ne possède aucun  
23 client de détail à Wemindji. En effet, le Distributeur vend de  
24 l'électricité à la Nation crie de Wemindji, en vertu d'un contrat  
25 spécial de vente en gros, lequel a été approuvé par le  
26 gouvernement<sup>2</sup>. La Nation crie de Wemindji redistribue cette

---

<sup>2</sup> Décret 278-98, (1998) 130 G.O. II, 1841, adopté conformément aux disposition l'article 22.0.1. de la *Loi sur Hydro-Québec, L.R.Q., c. H-5.*

1           électricité sur son réseau. Comme pour les réseaux  
2           municipaux, le Distributeur n'a pas la capacité de faire une  
3           prévision détaillée pour Wemindji. Il se base sur les  
4           informations fournies par la Nation crie pour planifier les  
5           ressources et équipements nécessaires pour répondre  
6           adéquatement à ses besoins en électricité.

7           La prévision de la demande sur 15 ans est basée sur la pointe  
8           enregistrée à Wemindji durant l'hiver 2005-2006. Cette pointe  
9           est survenue le 27 février 2006 à 19h00 et a atteint 4 MW. En  
10          fonction des conditions météorologiques présentes, cette  
11          pointe diversifiée a été normalisée à une valeur de 4,1 MW.

12          La prévision de la demande a été établie en fonction des  
13          informations fournies par la Nation crie de Wemindji en 2004.  
14          Cette prévision diffère quelque peu de celle effectuée en 2001.  
15          En 2004, la Nation crie de Wemindji prévoyait construire de 10  
16          à 15 maisons par année et convertir les systèmes de chauffage  
17          au mazout vers l'électricité au rythme de 10 à 12 maisons par  
18          année. Pour la nouvelle prévision le Distributeur retient un  
19          scénario de construction de 15 nouvelles maisons par année  
20          et de conversion de 15 maisons par année, jusqu'à  
21          concurrence du maximum de maisons restant à convertir  
22          (environ 125). Cette croissance respecte le plan de  
23          construction de nouvelles maisons pour les 8 prochaines  
24          années, soit jusqu'en 2014.

25          En 2004, la Nation crie prévoyait aussi plusieurs nouvelles  
26          charges commerciales ou institutionnelles. Entre autres, elle  
27          planifiait de construire une nouvelle piscine et un garage pour  
28          l'aéroport. Les détails de réalisation n'étant pas connus, la

1           prévision en tient compte par l'ajout d'une charge annuelle de  
2           **0,1 MW, ce qui semble réaliste en fonction des charges**  
3           **identifiées par la communauté.**

4           **Pour les années 2015 et subséquentes, c'est-à-dire suite au**  
5           **parachèvement des investissements par la communauté, un**  
6           **taux de croissance de 1,5 % par année a été retenu, lequel**  
7           **correspond au taux de croissance moyen des réseaux**  
8           **autonomes.**

9           **Le facteur de reprise, qui est très influencé par les charges de**  
10          **chauffage, est ajusté annuellement pour tenir compte du**  
11          **changement dans les charges des clients domestiques.**

12          **Voir à cet égard la pièce HQT-12, Document 1.2 déposée au**  
13          **soutien des présentes qui fait état de la prévision de la**  
14          **demande du Distributeur jusqu'en 2026.**

15    **2.**    Justification de la solution retenue (étude économique menant aux résultats  
16          présentés au tableau 2 de la pièce HQT-4, doc. 1, page 13)

17    **R2**    **Le Transporteur présente, dans les tableaux qui suivent, le**  
18          **détail des coûts inhérents aux deux scénarios examinés qui se**  
19          **retrouvent, tel que spécifié plus avant à la réponse 1.1, à la**  
20          **pièce HQT-4, Document 1. Les coûts inscrits y sont présentés**  
21          **sous la forme de dollars constants de 2006.**

22          **En ce qui a trait à la solution 69/25 kV, les coûts proviennent**  
23          **d'études préliminaires, mais tiennent compte des particularités**  
24          **et contraintes soulevées lors des avant-projets. Cette façon de**  
25          **procéder permet d'établir des coûts plus précis.**

26          **Quant à la solution recommandée (poste Wemindji 120/25 kV),**  
27          **les coûts proviennent des avant-projets et tiennent compte de**

1                    **toutes les particularités et contraintes associées à sa mise en**  
2                    **oeuvre.**

3

4    **Tableau 1: Implantation d'un poste satellite 69/25 kV à Wemindji**

	<b>Coûts (k\$ cts 2006)</b>	<b>Remarques</b>
<b>Travaux réalisés par Hydro-Québec Équipement</b>		
<b>Ligne de transport</b> - Déplacement des arrivées, déboisement	481 k\$	Déplacement des arrivées à Wemindji et à La Grande-1, traitement de la végétation
<b>Poste satellite Wemindji</b> - Type 3D, 69/25 kV	12 509 k\$	
<b>Poste La Grande-1 13,8/69 kV</b> - Partie 69 kV	11 563 k\$	Nouveau poste 13,8/69 kV
<b>Travaux réalisés par Hydro-Québec Production</b>		
<b>Poste La Grande-1 13,8/69 kV</b> - Partie 13,8 kV	4 806 k\$	Coût de réalisation du projet remboursé à Hydro-Québec Production par le Transporteur

5  
6  
7  
8  
9  
10

Note: Ce tableau exclut le transfert d'actif de la ligne La Grande 1 – Wemindji puisqu'il ne s'agit pas d'un critère distinctif de comparaison entre les deux solutions étudiées. Le tableau exclut également les coûts relatifs aux travaux de télécommunication puisqu'ils seront assumés par le Groupe Technologie. Par ailleurs, le Transporteur sera facturé pour l'utilisation de ces services.

1  
2  
3

**Tableau 2: Implantation d'un poste satellite 120/25 kV à Wemindji**

	Coûts (k\$ cts 2006)	Remarques
<b>Travaux réalisés par Hydro-Québec Équipement</b>		
<b>Ligne de transport</b> - Conversion de la ligne à 120 kV, déplacement des arrivées, déboisement	3 250 k\$	Addition de 3 isolateurs par phase et par portique, rehaussement des traverses de 20 portiques
<b>Poste satellite Wemindji</b> - Type 3D, 120/25 kV	13 259 k\$	
<b>Poste La Grande-1 13,8/120 kV</b> - Partie 120 kV	4 796 k\$	
<b>Travaux réalisés par Hydro-Québec Production</b>		
<b>Poste La Grande-1 13,8/69 kV</b> - Partie 13,8 kV	1 912 k\$	Remboursement à Hydro-Québec Production du coût de réalisation du projet

4  
5  
6  
7  
8  
9

Note: Ce tableau exclut le transfert d'actif de la ligne La Grande 1 – Wemindji puisqu'il ne s'agit pas d'un critère distinctif de comparaison entre les deux solutions étudiées. Le tableau exclut également les coûts relatifs aux travaux de télécommunication puisqu'ils seront assumés par le Groupe Technologie. Par ailleurs, le Transporteur sera facturé pour l'utilisation de ces services.

10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19

**L'étude économique a été réalisée sur une période de 20 ans. Le taux d'inflation utilisé est celui fourni par la Trésorerie d'Hydro-Québec, soit 2 % par année pendant 20 ans, tandis que le taux d'actualisation utilisé est celui autorisé par la Régie. Les coûts d'entretien et d'exploitation ont été estimés à 1,4 % des coûts du projet, tant pour le volet poste que le volet ligne.**

**Les pertes électriques ont été évaluées à partir de simulations. Compte tenu de la faible puissance électrique à transiter vers Wemindji, les pertes électriques (énergie et puissance) sont**



1 très faibles et par conséquent les coûts y associés sont  
2 également peu élevés, tel que l'illustre le tableau 3 suivant.

3 Dans le tableau qui suit, la rubrique *Projet principal* fait  
4 référence au poste Wemindji (69/25 kV ou 120/25 kV). La  
5 rubrique *Projets connexes* fait référence au poste La Grande-1  
6 (incluant le remboursement à Hydro-Québec Production) ainsi  
7 qu'au projet de ligne.

8  
9 **Tableau 3: Sommaire de l'étude économique**

10

<b>FLUX MONÉTAIRES ACTUALISÉS</b> À L'ANNÉE 2008- À 6,80 % (en milliers de \$)		
	<b>Solution 1</b> Poste Wemindji 69/25 kV	<b>Solution 2</b> Poste Wemindji 120/25 kV
<b>INVESTISSEMENTS</b>		
Projet principal	13 147	13 928
-poste Wemindji		
Moins valeur résiduelle	4 614	4 888
<i>Coût net du projet principal</i>	<b>8 533</b>	<b>9 040</b>
Projets connexes	17 605	10 513
-ligne La Grande 1 – Wemindji, poste La Grande 1		
Moins valeurs résiduelles	6 127	3 328
<i>Coût net des projets connexes</i>	<b>11 478</b>	<b>7 185</b>
<b>TOTAL DES INVESTISSEMENTS</b>	<b>20 011</b>	<b>16 225</b>
<b>CHARGES (augmentation-diminution)</b>		
Charges d'entretien et d'exploitation	8 732	7 282
Coût des pertes électriques	300	150
Autres (taxes sur le capital)	2 669	2 129
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>11 701</b>	<b>9 561</b>
<b>COÛT GLOBAL ACTUALISÉ NET</b>	<b>31 712</b>	<b>25 786</b>
<b>ÉCART</b>	<b>5 926</b>	

1  
2 Note: L'étude économique exclut le transfert d'actif de la ligne La Grande 1 – Wemindji puisqu'il ne  
3 s'agit pas d'un critère distinctif de comparaison entre les deux solutions étudiées. Le tableau  
4 exclut également les coûts relatifs aux travaux de télécommunication puisqu'ils seront assumés  
5 par le Groupe Technologie. Par ailleurs, le Transporteur sera facturé pour l'utilisation de ces  
6 services.

7  
8  
9 **3.** Informations techniques et schémas concernant la centrale Maquatua, afin  
10 d'expliquer les contraintes exposées aux pièces HQT-4, doc. 1, page 8 et HQT-5  
11 doc. 1, pages 6-7

12 **R3** **Tel que spécifié aux pièces HQT-4 et HQT-5, lors du**  
13 **déclenchement de la ligne 69 ou 120 kV (La Grande-1 –**  
14 **Wemindji) au poste La Grande-1, il est nécessaire de maintenir**  
15 **des inductances shunt en exploitation (une inductance shunt**  
16 **pour la solution 69 kV et deux inductances shunt pour la**  
17 **solution 120 kV) afin de maintenir la tension à un niveau**  
18 **acceptable.**

19 **Advenant le déclenchement de la ligne au poste La Grande-1,**  
20 **sans que ces inductances shunt ne soient en exploitation,**  
21 **lorsque la charge électrique du poste Wemindji est faible, il y a**  
22 **risque de surtensions dommageables aux équipements du**  
23 **poste Wemindji et de la centrale Maquatua, ainsi qu'à ceux des**  
24 **clients raccordés au réseau de distribution.**

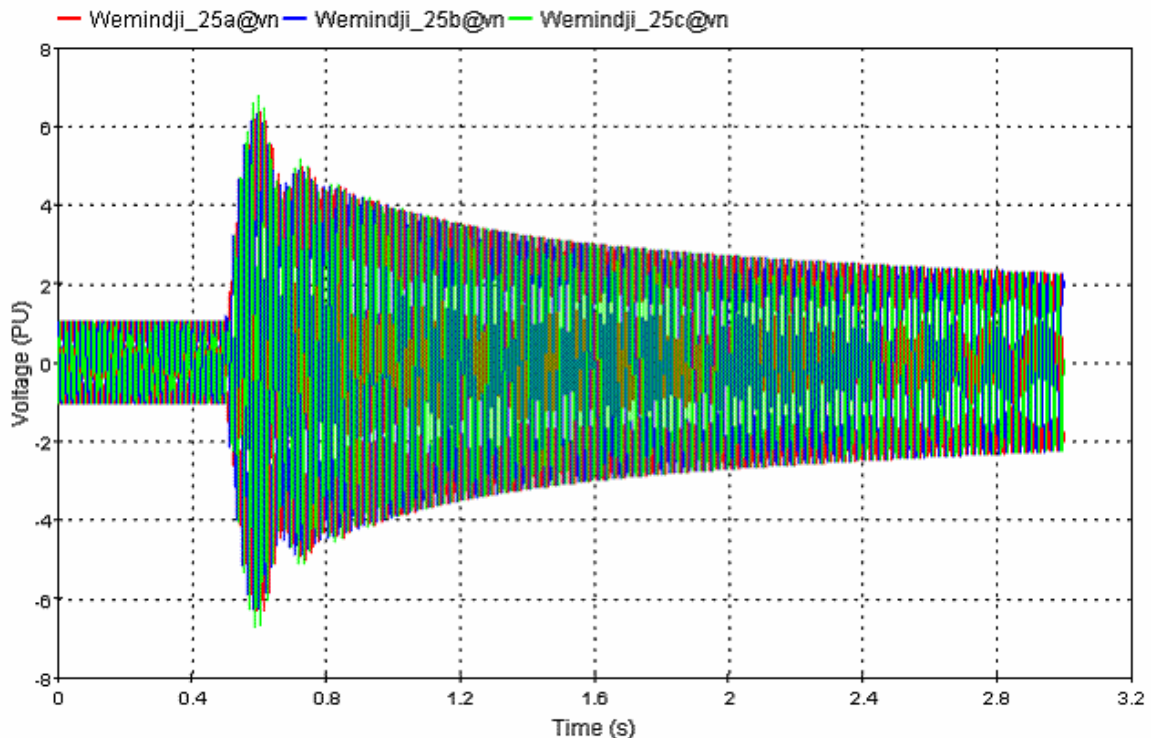
25 **Lorsque la ligne La Grande-1 – Wemindji est exploitée à 120kV**  
26 **et qu'elle est débranchée du poste La Grande-1, elle agit**  
27 **comme un condensateur shunt d'une puissance nominale de**  
28 **près de 5 Mvars. Lorsque la centrale Maquatua est en**  
29 **exploitation, le réseau se retrouve donc avec un condensateur**  
30 **de 5 Mvars branché sur un alternateur de 1,1 MVA. Au même**  
31 **moment, si la charge électrique du poste Wemindji est faible,**  
32 **ce qui est généralement le cas la nuit en période estivale, il en**

1           résulte des surtensions pouvant atteindre théoriquement 6 pu  
2           à la barre 25 kV, tel qu'illustré à la figure 1 qui suit. Ces  
3           résultats de simulations ne tiennent pas compte de l'effet  
4           couronne et de la présence des parafoudres au poste  
5           Wemindji. Cependant, les résultats démontrent la montée  
6           rapide de la tension, d'où la nécessité d'installer des  
7           inductances shunt afin d'éliminer ces situations et les bris  
8           d'équipements qui pourraient en résulter.

9

10           **Figure 1: Tension à la barre 25 kV du poste Wemindji lors du**  
11           **déclenchement de la ligne 120 kV à Wemindji.**  
12           **Aucune inductance shunt en service au poste Wemindji.**

13  
14

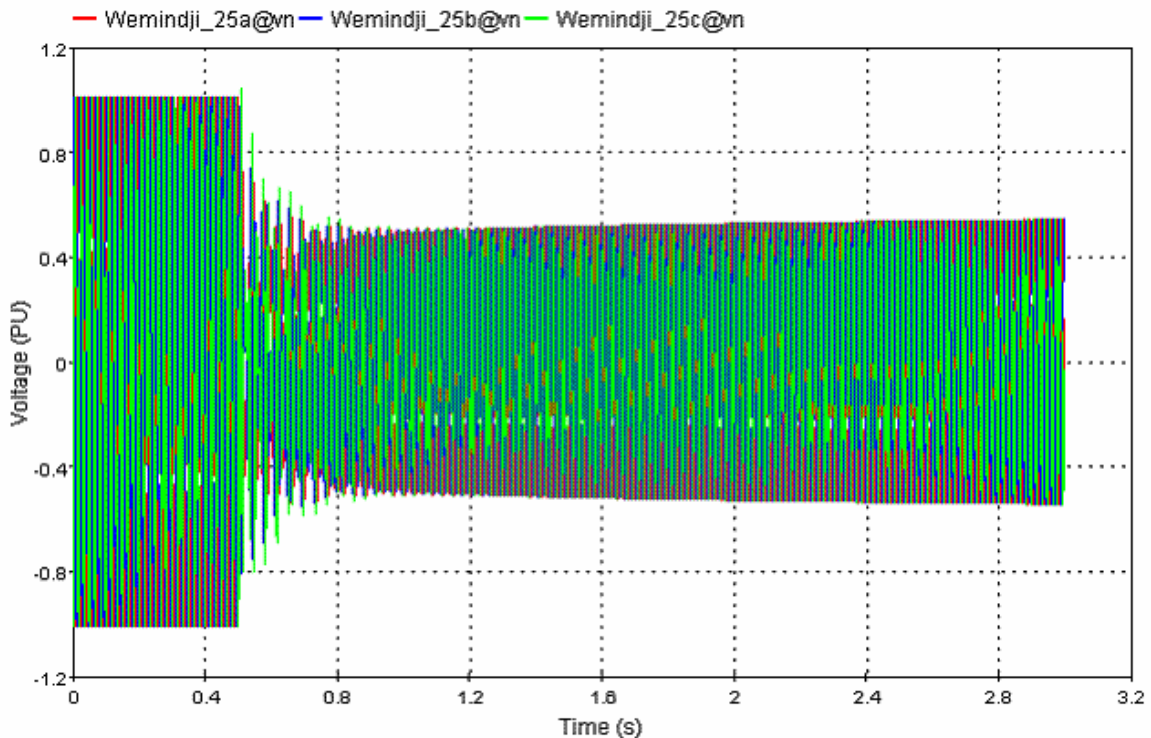


15  
16  
17

1           La figure 2 suivante démontre que la présence des  
2           inductances shunt permettra, pour les mêmes raisons que  
3           celles décrites précédemment, d'éliminer les risques de  
4           surtensions dommageables.

5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12

**Figure 2: Tension à la barre 25 kV du poste Wemindji lors du déclenchement de la ligne 120 kV à Wemindji. Deux inductances shunt de 4 Mvar en service au poste Wemindji.**



13  
14  
15  
16  
17  
18  
19

Les contraintes imposées (déclenchement de la centrale Maquatua sur perte d'une inductance shunt et retrait des inductances shunt et de la centrale Maquatua lors d'une reprise en charge) vont donc permettre d'assurer l'intégrité du réseau en tout temps advenant le déclenchement de la ligne

1                   **120 kV au poste La Grande-1. Le Transporteur s'assure ainsi**  
2                   **d'exploiter le réseau sans risquer qu'un événement réseau ne**  
3                   **provoque des bris d'équipements.**

4                   **Les simulations ont été effectuées à partir des informations**  
5                   **techniques de la centrale Maquatua.**

6    **4.** Démonstration de la valeur nette des actifs à transférer du Distributeur au  
7                   Transporteur pour un montant de 20,6 M\$ (pièce HQT-6, doc. 1, page 7)

8    **R4**       **Le transfert des actifs par le Distributeur au Transporteur se**  
9                   **fait selon les pratiques de l'entreprise, soit à la valeur**  
10                  **comptable nette (coût d'acquisition moins amortissement**  
11                  **cumulé) à la date du transfert, sans perte ni profit.**

12               **Le coût d'acquisition de cette ligne à la date de mise en**  
13               **service (29 décembre 1995) était de 25 283 280 \$ composé**  
14               **comme suit:**

15	- Poteaux	14 880 677 \$
16	- Conducteurs	7 543 555 \$
17	- Câbles	2 053 091 \$
18	- Mise à la terre	805 957 \$

19               **Ces actifs sont amortis sur une période de 40 ans selon la**  
20               **méthode d'amortissement à intérêts composés au taux de 3%**  
21               **(appelée aussi méthode du fonds d'amortissement).**  
22               **L'amortissement cumulé à la date du transfert (30 avril 2008)**  
23               **sera de 4 700 818 \$. La valeur comptable nette estimée à la**  
24               **date du transfert est donc 20 582 462 \$.**

25               **Voir à cet égard la pièce HQT-12, Document 1.3 déposée au**  
26               **soutien des présentes.**

27    **5.** Démonstration et sources concernant les taux d'inflation utilisés à la pièce  
28                   HQT-6, doc. 1, pages 7 et 8

1 **R5** Afin de présenter les montants courants prévus pour la  
2 réalisation des projets qui s'étalent sur plusieurs années, la  
3 division Hydro-Québec Équipement («HQE») et la Société  
4 d'énergie de la Baie James («SEBJ») utilise des taux d'inflation  
5 qui sont appliqués aux coûts constants produits dans les  
6 estimations de base.

7 Afin de mettre en contexte, voici un bref historique des taux  
8 utilisés au fil des années:

9 Projets réalisés et estimés avant 2001 : Indices calculés et  
10 émis par le Groupe Finances d'Hydro-Québec.

11 Projets estimés en 2002 et 2003 : Suite à l'abandon du calcul  
12 et de la publication des indices par le Groupe Finances  
13 d'Hydro-Québec, l'Indice des prix des produits industriels  
14 canadiens («IPPI») est utilisé.

15 Projets estimés en 2004 et 2005 : Les composantes de l'indice  
16 IPPI ne reflétant pas adéquatement les produits visés (lignes,  
17 postes, centrales), un indice unique est calculé par HQE et  
18 appliqué à l'ensemble de ses produits.

19 Projets estimés à partir de 2006 : Calcul des indices propres à  
20 chaque produit au lieu d'un seul indice pour l'ensemble des  
21 produits.

22 Par ailleurs, le Transporteur précise que les sources  
23 concernant les taux d'inflation utilisés sont les suivantes:

- 24 ▪ Hydro-Québec Groupe Finances ;
- 25 ▪ Global Insight ;
- 26 ▪ Indice des prix des produits industriels canadiens(IPPI) ;
- 27 ▪ Commission de la construction du Québec (CCQ) ;

- 1                   ▪ Association de la construction du Québec ;
- 2                   ▪ Expert indépendant ;
- 3                   ▪ Recueil de la machinerie lourde du gouvernement du
- 4                    Québec ;
- 5                   ▪ Statistique Canada ; et
- 6                   ▪ L'Institut de la statistique Québec .

7                   L'établissement prévisionnel des indices d'inflation est

8                   effectué par HQE à l'intérieur de modèles.

9                   Afin d'établir les indices d'inflation, chaque produit a été

10                  découpé selon ses principales composantes types, soit :

- 11                  ▪ Main-d'œuvre ;
- 12                  ▪ Machinerie lourde nécessaire aux travaux ;
- 13                  ▪ Matériel stratégique permanent ; et
- 14                  ▪ Matériaux fournis par les entrepreneurs (ex: béton,
- 15                  bâtiments).

16

17                  Les indices d'inflation utilisés afin de prévoir les coûts en

18                  dollars courants résultent essentiellement de l'application du

19                  pourcentage des principales composantes types de chacun

20                  des produits à leurs indices propres.

21                  Finalement, le Transporteur souhaite rappeler que seuls les

22                  coûts réels du projet lui seront facturés.