

**Réponses d'Hydro-Québec TransÉnergie à la  
demande de renseignements n<sup>o</sup> 1  
de la Régie de l'énergie**



1           **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 À HYDRO-QUÉBEC POUR LE**  
2           **« RACCORDEMENT DU VILLAGE CRI DE WASKAGANISH »**

3   **1**           **Références :**    i) Pièce HQD-2, document 1, pages 4 et 5;  
4                                    ii) Pièce HQD-7, document 1.5, article 10.3 :  
5                                    « Financement »;  
6                                    iii) Pièce HQD-2, document 1, Annexe 1 :  
7                                    Convention relative à la ligne de transport  
8                                    de Waskaganish.

9   **Préambule :**

10 Le Projet est justifié sur la base d'engagements signés par Hydro-Québec,  
11 les deux paliers de gouvernement et le Grand Conseil des Cris. Il en  
12 résulte des obligations pour Hydro-Québec et des coûts dont l'imputation  
13 doit être examinée par la Régie dans le cadre de son mandat.

14 À la référence (i), le Protocole de 1973-1974 précise le principe sur lequel  
15 est fondée l'acceptation d'Hydro-Québec à savoir que la société ne retirera  
16 aucun profit mais n'encourra aucune perte de la propriété et de  
17 l'exploitation du réseau de Waskaganish (article 6.01). Il établit aussi le  
18 principe des engagements financiers de chacun des gouvernements pour  
19 l'alimentation de ce réseau (articles 6.06 à 6.11).

20 La Convention La Grande (1986) — signée le 6 novembre 1986 par les  
21 Cris, Hydro-Québec et la SEBJ — prévoit à son article 10.3 que : « la  
22 construction des lignes de transport d'énergie jusqu'aux communautés  
23 cries de Wemindji, Eastmain et Waskaganish est assujettie à l'obtention  
24 d'un financement satisfaisant du Gouvernement du Canada ».

25 Par ailleurs, la référence (iii) ne mentionne pas que le raccordement est  
26 assujetti à un financement du Gouvernement du Canada.

27   **Demandes :**

28   1.1       Veuillez préciser si la construction de la ligne de transport  
29               d'électricité vers le village cri de Waskaganish, a fait, ou fera l'objet  
30               de financement, de subvention ou de tout autre forme de contri-  
31               bution de la part du gouvernement du Québec ou du Canada.

32   **R1.1   Voir HQD-8, document 1.**

1 1.2 Si oui, veuillez en expliquer le traitement comptable et  
2 réglementaire.

3 **R1.2 Voir HQD-8, document 1.**

4 1.3 Si non, veuillez expliquer pourquoi les engagements financiers pris  
5 par les gouvernements ne sont plus valides en commentant  
6 l'évolution des ententes entre 1973, 1986 et celle de 2002 au sujet  
7 du financement de cette alimentation électrique de Waskaganish.

8 **R1.3 Voir HQD-8, document 1.**

9 1.4 Les raccordements des autres communautés pris en charge par  
10 HQ depuis 1973 ont-ils suivi les étapes mentionnées dans le  
11 protocole cité à la référence (i)? Sinon, comment la prise en charge  
12 s'est-elle effectuée dans leur cas et qui en a assumé les frais ? Si  
13 oui, est-ce que les coûts des travaux requis ont été assumés par  
14 les deux paliers de gouvernement?

15 **R1.4 Voir HQD-8, document 1.**

16 **2 Références :** i) Entente concernant une nouvelle relation  
17 entre le gouvernement du Québec et les Cris du  
18 Québec, article 2.5 f) et g);  
19 ii) Lettre du Grand Conseil des Cris (Eeyou  
20 Istchee)/ARC/La Bande de Waskaganish, datée  
21 du 26 mai 2003, dossier R-3512;  
22 iii) Convention la Grande (1986), préambule et  
23 article 10.2.1.

24 **Préambule :**

25 Le premier attendu du préambule de la convention la Grande (1986)  
26 indique le désir d'Hydro-Québec d'entreprendre les projets LG-1, LG-2A,  
27 Brisay et RND. Cette convention prévoit aussi à l'article 10.2.1 le projet de  
28 raccordement du village cri de Waskaganish.

29 Le projet de raccordement du village cri de Waskaganish est une obligation  
30 d'Hydro-Québec qui est reprise lors des négociations conclues par la  
31 « Paix des Braves ».

1 La référence (i) précise que : « La présente Entente a pour objets : [...]f) Le  
2 consentement des Cris à la réalisation du Projet Eastmain 1-A/Rupert;g)  
3 De faciliter la construction du Projet EM 1. »

4 À la référence (ii), page 2, les représentants des Cris précisent que :

5 « Or, le coût de la construction de la ligne pour le  
6 raccordement de Waskaganish fait partie des coûts assumés  
7 par Hydro-Québec et le gouvernement du Québec pour le  
8 développement hydroélectrique dans le territoire cri et ce, tel  
9 que convenu dans les ententes ci-haut mentionnées. »

10 **Demande :**

11 2.1 Étant donné que les objectifs énoncés dans ces ententes  
12 concernent la réalisation de projets de production et tenant compte  
13 de la séparation fonctionnelle en place, veuillez préciser à quel  
14 titre, selon vous, les clients du Transporteur et du Distributeur  
15 devraient supporter les coûts de ce raccordement.

16 **R2.1 Voir HQD-8, document 1.**

17 **3 Références :** i) Pièce HQD-7, document 1.1, pages 2 et 3;  
18 ii) Pièce D-2003-120, dossier R-3512-2003;  
19 iii) Pièce HQD-2, document 1, page 9.

20 **Préambule :**

21 La référence (i) précise que :

22 « En 1994, un comité tripartite était formé en vue d'évaluer la  
23 solution optimale pour l'alimentation de la communauté en  
24 électricité tant pour Hydro-Québec que pour la communauté.  
25 Le comité était composé de représentants de la  
26 Communauté de Waskaganish (le Conseil de bande), du  
27 Ministère des Affaires Indiennes et du Nord du Canada et  
28 d'Hydro-Québec. Quatre scénarios étaient alors étudiés :

- 29 - Une ligne qui raccorderait Waskaganish au réseau intégré;  
30 - la construction d'une minicentrale;  
31 - la construction d'une nouvelle centrale thermique;  
32 - la centrale diesel actuelle ramenée aux normes d'Hydro-  
33 Québec doublée d'un programme d'efficacité énergétique.

1 L'analyse de ces différents scénarios concluait que le dernier  
2 présentait la solution de moindre coût. »

3 À la référence (ii), la Régie, dans sa décision sur la reconnaissance des  
4 intervenants, indiquait :

5 « qu'il est clair que, selon les ententes récentes  
6 mentionnées en preuve, la desserte en électricité du village  
7 cri de Waskaganish en réseau autonome n'est pas un  
8 scénario alternatif à considérer. »

9 Dans le cadre de l'analyse des coûts de ce projet à être assumés par le  
10 Distributeur, la Régie vise à faire établir au dossier le coût d'une  
11 alimentation par une centrale diesel ramenée aux normes d'Hydro-Québec.

12 **Demands :**

13 3.1 Veuillez déposer l'étude de 1994.

14 **R3.1 Voir HQD-8, document 1.**

15 3.2 Veuillez actualiser les coûts du scénario du maintien d'une centrale  
16 diesel ramenée aux normes d'Hydro Québec, en prenant en  
17 compte les données actuelles (par exemple : les besoins, le coût  
18 prévu du diesel, l'entretien, l'inflation, le financement, les taxes,  
19 etc.)

20 **R.3.2 Voir HQD-8, document 1.**

21 3.3 Veuillez déposer un tableau semblable au tableau 3 de la page 7  
22 de la pièce HQD-4, document 1, détaillant les revenus et les  
23 charges y compris l'impact sur le revenu requis du Distributeur,  
24 pour la période 2006 à 2035, pour le scénario d'une alimentation  
25 par une centrale diesel ramenée aux normes d'Hydro-Québec.

26 **R3.3 Voir HQD-8, document 1.**



1 (340 maisons) et de la charge normalisée (1,75 MW), elle-même établie par  
2 déduction en fonction de la charge CII (environ 1,1 MW). Cette dernière  
3 valeur correspond à la somme de la charge de la clientèle CII.

4 **Demandes :**

5 5.1 Veuillez spécifier si les charges présentées pour la clientèle CII  
6 correspondent à la pointe coïncidente.

7 **R5.1 Voir HQD-8, document 1.**

8 5.2 Veuillez préciser si les informations fournies pour le secteur CII  
9 sont issues des projections du comité tripartites. Si oui, veuillez  
10 fournir le rapport ou l'analyse y faisant référence. Si non, veuillez  
11 préciser les hypothèses et données réelles ayant permis d'évaluer  
12 la consommation d'électricité actuelle et future des bâtiments  
13 ciblés.

14 **R5.2 Voir HQD-8, document 1.**

15 5.3 Veuillez fournir, par ailleurs, la répartition mensuelle de la consom-  
16 mation d'énergie pour chaque type de clientèle.

17 **R5.3 Voir HQD-8, document 1.**

18 **6 Références :** i) Pièce HQD-3, document 1, pages 3 à 6 ;  
19 ii) Pièce HQT-4, document 1, annexe A, page 3.

20 **Préambule :**

21 À la référence (ii), le Transporteur mentionne « qu'il va de soi que la  
22 solution retenue est intimement liée à la prévision de charges ». La  
23 prévision de la demande présentée par le Distributeur fait état de certaines  
24 hypothèses de croissance de la demande, dont notamment la conversion  
25 de source de chauffage, l'ajout de nouvelles charges par voie de  
26 construction ou de développements commerciaux, ainsi que la croissance  
27 démographique. Cependant, le Distributeur ne fait pas état de ses hypo-  
28 thèses en matière de réduction et de gestion de la consommation  
29 d'énergie.

1 **Demandes :**

2 6.1 Veuillez détailler les programmes et interventions en efficacité  
3 énergétique prévues spécifiquement pour la communauté de  
4 Waskaganish, en lien avec le Plan Global en Efficacité Énergétique  
5 (PGEÉ) du Distributeur.

6 **R6.1 Voir HQD-8, document 1.**

7 6.2 Veuillez également fournir les hypothèses d'économie d'énergie ou  
8 de gestion de la pointe associées à ces interventions, ainsi que  
9 leurs impacts énergétiques totaux, tenant compte de la durée de  
10 vie utile de ces mesures et programmes, en rapport avec la  
11 prévision de la demande présentée en (i).

12 **R6.2 Voir HQD-8, document 1.**

13 6.3 Veuillez enfin détailler le budget associé auxdites mesures et  
14 programmes et spécifier si ce budget est distinct du budget global  
15 du projet de raccordement ou s'il y est déjà inclus. Dans le cas où  
16 aucun budget spécifique à une intervention en efficacité éner-  
17 gétique à Waskaganish n'était prévu, veuillez commenter sur  
18 l'opportunité de réserver à la dite intervention une portion de  
19 l'enveloppe du PGEÉ du Distributeur.

20 **R6.3 Voir HQD-8, document 1.**

21 **7 Référence : Pièce HQD-4, document 1, pages 4 et 7.**

22 **Préambule :**

23 Le Distributeur indique que la prise en charge des activités de distribution  
24 nécessitent des dépenses d'environ 250 k\$/an, à compter de 2006, et que  
25 ces activités comprennent la maintenance, le traitement des pannes, les  
26 projets et les demandes de service des clients. Pour le service à la  
27 clientèle, les dépenses passeront de 92 à 116 k\$ (constants 2003), sur la  
28 période 2006-2035.

29 Par ailleurs, les charges d'exploitation en transport imputables au  
30 Distributeur sont compensées par une contribution de 8,6 M\$.

1 Le tableau 3 (page 7) présentant l'impact sur le revenu requis du  
2 Distributeur fait état de frais d'exploitation variant de 0,1 à 1,8 M\$ entre  
3 2006 et 2035.

4 **Demandes :**

5 7.1 Veuillez spécifier si le service à la clientèle est inclus dans le  
6 montant de 250 k\$ présenté par le Distributeur, ou s'il s'ajoute audit  
7 montant.

8 **R7.1 Voir HQD-8, document 1.**

9 7.2 Veuillez fournir les détails des calculs et hypothèses permettant  
10 d'atteindre les prévisions de frais d'exploitation annuels présentés  
11 au tableau 3, tenant compte des activités de distribution et de  
12 service à la clientèle, ainsi que des charges de transport déjà  
13 présentées aux pages 4 et 5.

14 **R7.2 Voir HQD-8, document 1.**

15 **8 Références :** i) Pièce HQT-2, document 1, page 6 ;  
16 ii) Pièce HQT-6, document 1, page 5;  
17 iii) Pièce HQT-4, document 1, Annexe A, page 5;  
18 iv) Rapport d'activité 2002 de TransÉnergie.

19 **Préambule :**

20 À la référence (i), le Transporteur mentionne que la solution consiste  
21 essentiellement à construire une ligne 69 kV sur pylônes isolées à 120 kV  
22 et que cette solution minimise les investissements. À la référence (ii) il est  
23 indiqué que le coût de la ligne est de 52,459 millions de dollars.

24 Par ailleurs, il est mentionné à la référence (iii) que le coût d'une ligne  
25 69 kV sur pylône d'acier est moins élevé que celui d'une ligne 69 kV sur  
26 structures de bois, et à la référence (iv), le Transporteur signale qu'il s'est  
27 doté d'une nouvelle famille de pylônes à treillis monoternes qui seront  
28 préférés aux portiques de bois dans les zones où les effets climatiques sont  
29 intenses. Pour ce type de pylônes, le Transporteur utilise un nouveau  
30 conducteur compact.

1 **Demandes :**

2 8.1 Veuillez indiquer quel serait le coût d'une ligne 69 kV sur pylônes  
3 isolés à 69 kV. Veuillez expliquer l'écart de coût par rapport au coût  
4 de 52,459 millions de dollars pour la ligne proposée.

5 **R8.1 Le Transporteur croit comprendre que la Régie désire savoir**  
6 **quel serait le coût total de la ligne si, toutes choses étant**  
7 **égales par ailleurs, les pylônes étaient isolés à 69 kV plutôt**  
8 **qu'à 120 kV.**

9 **La différence se situe au niveau des isolateurs. Pour une**  
10 **isolation à 120 kV, sept (7) isolateurs sont requis par chaîne.**  
11 **Pour une isolation à 69 kV, il serait requis d'avoir quatre (4)**  
12 **isolateurs par chaîne. Cependant, pour des questions de**  
13 **fiabilité, la ligne étant située en milieu éloigné, il faudrait**  
14 **utiliser cinq (5) isolateurs par chaîne.**

15 **En ce qui concerne la géométrie des pylônes, la différence**  
16 **n'est pas significative. Pour une isolation à 69 kV, les pylônes**  
17 **seraient d'environ 30 cm plus court (un pylône mesure environ**  
18 **40 m de hauteur). Avec ce type de pylônes, le dégagement**  
19 **minimal n'est pas déterminé par les critères de dégagement**  
20 **électrique, mais plutôt par le critère de chargement de glace.**

21 **La seule économie serait donc au niveau du nombre**  
22 **d'isolateurs, estimé à six (6) par pylônes (7-5 = 2 X**  
23 **3 conducteurs = 6). Cette économie est estimée à 120 k\$ (\$ de**  
24 **réalisation). Également, advenant le cas qu'il faille, dans le**  
25 **futur, isoler la ligne à 120 kV, l'ajout des six (6) isolateurs**  
26 **additionnels par pylône est estimé à plusieurs millions de**  
27 **dollars (ingénierie, acquisition, travaux, etc.). De plus, si les**  
28 **ajouts ne peuvent s'effectuer lorsque la ligne est en service, il**  
29 **faudra alors prévoir des interruptions de service prolongées.**

Ligne Nemiscau-Waskaganish	Coût (k\$ réalisation)
Ligne isolée à 120 kV	52 459 k\$
Ligne isolée à 69 kV	52 339 k\$

1           **Tel qu'il appert de la pièce HQT-4, document 1, à la page 8,**  
2           **isoler la ligne à 120 kV permettra de s'assurer, pour des**  
3           **besoins futurs, d'une capacité totale de 30 MVA, ce qui ne**  
4           **serait pas le cas avec une ligne isolée à 69 kV.**

5           **Enfin, le choix des conducteurs serait le même (504 MCM**  
6           **renforcé) ; il n'y aurait donc aucune économie à ce chapitre**  
7           **(voir la réponse à la question 10 plus loin).**

8    8.2    Veuillez préciser si la ligne proposée fait partie de la nouvelle  
9           famille de pylônes dont il est fait mention à la référence (iv).  
10          Veuillez expliquer et justifier votre réponse.

11   **R8.2    Non. La rubrique RECHERCHE-DÉVELOPPEMENT de la page 7**  
12           **du *Rapport d'activité 2002 de TransÉnergie* fait référence à**  
13           **une nouvelle famille de pylônes monoternes pouvant**  
14           **remplacer avantageusement les portiques de bois lorsque le**  
15           **tracé d'une nouvelle ligne franchit des zones où les effets**  
16           **climatiques sont intenses. Toutefois, cette famille de pylônes**  
17           **est de type encombrement réduit (qui minimise l'espace**  
18           **terrain utilisé), avec des portées de 300 m, alors que les**  
19           **pylônes créés pour le projet Waskaganish sont haubanés et**  
20           **ont 600 m de portée. En effet, les pylônes de la ligne**  
21           **Nemiscau-Waskaganish ont été conçus en fonction du terrain**  
22           **(tourbières) et en tenant compte des conditions climatiques**  
23           **dans cette zone, ce qui a pour effet de minimiser la longueur**  
24           **de la ligne et le nombre de pylônes et, par conséquent, de**  
25           **minimiser le coût total du projet.**

26    **9        Références : i) Pièce HQT-4, document 1, page 8 ;**  
27                           **ii) Pièce HQT-4, document 1, Annexe A, page 21.**

28    **Préambule :**

29    Il est mentionné à la référence (i) qu'il sera possible d'augmenter la limite  
30    de transit à 30 MVA, et que pour ce faire il faudra procéder à la conversion  
31    du poste de Waskaganish et ajouter une transformation à 120 kV au poste  
32    alimentation. À la référence (ii), le coût de la conversion est sommairement  
33    estimé à 10 millions de dollars.

1 **Demande :**

2 9.1 Veuillez présenter les coûts spécifiques relatifs à chacune des  
3 modifications requises pour une alimentation à 120 kV.

4 **R9.1 Tel qu'il est mentionné à la pièce HQT-4, document 1,**  
5 **annexe A, page 21, le coût de la conversion du réseau à**  
6 **120 kV est sommairement estimé à 10 M\$. Le tableau qui suit**  
7 **présente le coût spécifique de chacune des modifications au**  
8 **réseau.**

Modification	Estimation (k\$ 2002)	Description sommaire des interventions
Ajout d'une partie 120 kV au poste de la Nemiscau	7 819 k\$	Construction d'une partie 12/120 kV au poste de la Nemiscau (ajout de transformateurs de puissance, disjoncteurs 120 kV, disjoncteurs 12 kV).
Conversion du poste de Waskaganish à 120 kV	2 958 k\$	Remplacement des transformateurs de puissance (25/120 kV), transformateurs de mesure et parafoudres.
<b>Total</b>	<b>10 777 k\$</b>	

9 **10 Références :** i) Pièce HQT-7, document 1.3, page 14 ;  
10 ii) Pièce HQT-12, document 1, page 9.

11 **Préambule :**

12 À la référence (i), on retrouve un tableau indiquant la limite de transit de  
13 lignes 25 kV et 34 kV, avec et sans compensation série en acceptant une  
14 variation maximale de la tension de 10 %. On peut constater que la  
15 compensation permet de presque doubler la limite de transit.

16 À la référence (ii), il est mentionné qu'en utilisant un calibre inférieur  
17 comme le 266 MCM, la limite de transit est diminuée de 20 %.

1 **Demandes :**

2 10.1 Veuillez présenter la limite de transit d'une ligne 69 kV Nemiscau-  
3 Waskaganish avec et sans compensation série pour des  
4 conducteurs de 266 MCM et 504 MCM.

5 **R10.1 Le Transporteur croit comprendre que la référence citée par la**  
6 **Régie en i) est la pièce HQD-7, document 1.3, page 14.**

Conducteur	Puissance maximale de transit (MVA)		Remarques
	Sans compensation série	Avec compensation série	
266 MCM	11 MVA	14 MVA	Note 1
504 MCM	13 MVA	17 MVA	Note 2

**Note 1** Utilisation d'un conducteur de calibre 266 MCM renforcé afin de pouvoir conserver des portées de 600 m. Aucune étude n'a été effectuée quant à la faisabilité de l'emploi de ce conducteur, notamment en ce qui concerne le risque de galop pouvant nécessiter une modification de la géométrie des pylônes (augmentation de l'espacement des conducteurs), entraînant une augmentation du coût de construction du projet.

**Note 2** Utilisation d'un conducteur de calibre de 504 MCM renforcé afin de conserver des portées de 600 m. En raffinant le modèle de simulation, il a été possible d'ajouter près de 1 MVA à la puissance de transit maximale (pour une ligne de 208 km). Ce conducteur correspond au conducteur 547 MCM AACSR utilisé pour le projet.

7

8 10.2 Veuillez indiquer vos hypothèses quant au niveau de compensation  
9 de la charge et quant au niveau de régulation acceptable.

10 **R10.2 Hypothèses utilisées lors des simulations**

11 **1. Les simulations ont été effectuées en fonction d'une charge**  
12 **dont le facteur de puissance se situe à 0,98, valeur typique**  
13 **pour une charge de cette nature.**

14 **2. Afin de s'assurer qu'on peut alimenter la charge en tout**  
15 **temps, la simulation suppose la perte d'un transformateur de**  
16 **puissance au poste de Waskaganish (situation de contingence**  
17 **n-1). À la pointe de la charge d'hiver, la prise maximale du**  
18 **transformateur de puissance est utilisée. La plage de**  
19 **régulation des transformateurs est de 15 % au lieu du 10 %**  
20 **généralement rencontré ailleurs sur le réseau.**

1           **La tension, à la barre moyenne tension du poste, est**  
 2           **maintenue à près de 26 kV. Une charge supérieure provoquera**  
 3           **un affaissement de la tension sur la barre moyenne tension.**

4   **3.       Un taux de compensation typique se situant entre 40 % et 50 %**  
 5           **a été utilisé. Selon l'expertise du Transporteur, un taux de**  
 6           **compensation de 50 % est maximal. Des études plus poussées**  
 7           **seraient requises afin de déterminer s'il est possible d'utiliser**  
 8           **un taux plus élevé.**

9   10.3    Pour chaque type de conducteur, veuillez fournir une estimation du  
 10           coût de la ligne en spécifiant séparément le coût de la compen-  
 11           sation série et le coût de la ligne.

### 12   **R10.3**

13

Conducteurs	Estimation (k\$ constants 2002)		Remarques
	Ligne	Compensation série	
Ligne 69 kV, Pylônes d'acier, 208 km, 266 MCM renforcé	43 913 k\$ Note 1	5 200 k\$	Comparativement à 44 633 k\$ pour un conducteur 547 MCM AACSR.
Ligne 69 kV, Pylônes d'acier, 208 km, 504 MCM renforcé	44 633 k\$ Note 2	5 200 k\$	Ce conducteur correspond au 547 MCM AACSR.

**Note 1**   On suppose que la ligne serait isolée à 120 kV. Pour une ligne isolée à 69 kV, l'économie serait de 104 k\$ constants 2002.

Une étude de faisabilité sur les risques de galop pourrait toutefois conduire à une augmentation de l'espacement entre les phases. Si tel est le cas, le coût de la ligne utilisant un conducteur de 266 MCM renforcé serait plus élevé que l'utilisation du conducteur 547 MCM AACSR actuel.

**Note 2**   On suppose que la ligne serait isolée à 120 kV. Pour une ligne isolée à 69 kV, l'économie serait de 104 k\$ constants 2002. Ce coût de 44 633 M\$ correspond à celui du projet proposé (HQT-4, document 1, page 8).

### 14           **Augmentation de la capacité de transit**

15           **Dans les deux cas (266 MCM et 504 MCM), la compensation**  
 16           **série n'offre qu'une augmentation limitée de la capacité de**  
 17           **transit (3 ou 4 MVA) et, cela, à un coût de plus de 5 M\$. Par**  
 18           **comparaison, une augmentation de la tension d'exploitation**

1           **offre une augmentation de la capacité de transit de l'ordre de**  
2           **18 MVA pour un coût d'environ 10 M\$.**

3           **Pertes électriques différentielles**

4           **Conducteur 266 MCM**

5           **Au-delà de la limite de transit avant compensation série, les**  
6           **pertes électriques différentielles par rapport à un réseau**  
7           **exploité à 120 kV sont estimées à 700 k\$ (constants 2002) par**  
8           **année.**

9           **Conducteur 504 MCM**

10          **Au-delà de la limite de transit avant compensation série, les**  
11          **pertes électriques différentielles par rapport à un réseau**  
12          **exploité à 120 kV sont estimées à 600 k\$ (constants 2002) par**  
13          **année.**

14          **En conclusion, la ligne telle que proposée constitue un choix**  
15          **supérieur, sur les plans technique et économique, à toute**  
16          **autre solution faisant appel à des conducteurs de moindre**  
17          **capacité et à de la compensation série**

18   **11       Référence :        Pièce HQD-7, document 1, page 18.**

19   **Préambule :**

20   Le Distributeur mentionne que dans l'éventualité d'une panne prolongée, il  
21   serait possible de mobiliser très rapidement des groupes électrogènes qui  
22   seraient raccordés au poste de Waskaganish.

23   **Demandes :**

24   11.1    Veuillez indiquer d'où proviendraient les groupes électrogènes et  
25            préciser le mode de transport pour les acheminer à Waskaganish.

26   **R11.1   Voir HQD-8, document 1.**

1 11.2 Veuillez préciser le temps requis pour le transport et l'installation de  
2 ces groupes à Waskaganish en supposant des conditions  
3 atmosphériques favorables et défavorables.

4 **R11.2 Voir HQD-8, document 1.**

5 11.3 Compte tenu que, selon les prévisions de la demande, le chauffage  
6 des locaux sera très répandu dans le village de Waskaganish,  
7 veuillez comparer la fiabilité globale d'alimentation du village dans  
8 la situation actuelle à celle prévue selon la solution proposée.

9 **R11.3 Voir HQD-8, document 1.**

10 **12 Références :** i) Pièce HQT-4, document 1, page 11 ;  
11 ii) Pièce HQT-4, document 1, page 10 et annexe A,  
12 annexe 3 ;  
13 iii) Fichier électronique tableau 1 de la pièce  
14 HQD-4, document 1, page 4.

15 **Préambule :**

16 À la référence (i), il est mentionné que selon la variante A, il n'y aurait pas  
17 de relève au niveau du convertisseur et qu'en cas d'une indisponibilité de  
18 celui-ci il faudrait alimenter le village de Waskaganish à partir de la centrale  
19 diesel existante.

20 Par ailleurs, selon la référence (iii), la demande en énergie serait de  
21 45 GWh en 2035, ce qui correspond à une puissance de pointe d'environ  
22 15 MW à un facteur de charge de 34 %, et à la référence (ii), on peut  
23 constater que le poste de Waskaganish est un poste normalisé d'une  
24 capacité ferme de 30 MVA, comprenant deux transformateurs 69/25 kV. La  
25 capacité ferme est donc beaucoup plus élevée que la demande prévue sur  
26 l'horizon de la vie utile des transformateurs.

1 **Demandes :**

2 12.1 Veuillez indiquer si l'arrangement de la variante A serait transpo-  
3 sable dans le cas de la solution proposée. Par exemple, serait-il  
4 possible de n'installer qu'un seul transformateur 69/25 kV au poste  
5 de Waskaganish et de conserver les groupes diesel existants  
6 comme relève. Veuillez expliquer votre réponse en présentant les  
7 coûts et les comparaisons économiques des deux options.

8 **R12.1 Comme il est expliqué à la pièce HQD-7, document 1, à la page**  
9 **18, réponse 14.2, et à la réponse à la question 3.2 de la Régie**  
10 **(HQD-8, document 1) le Distributeur n'envisage aucunement le**  
11 **maintien des groupes diesels. L'avenue suggérée par la Régie**  
12 **ne trouve donc pas application en l'espèce.**

13 12.2 Veuillez justifier sur le plan économique l'installation de  
14 transformateurs d'une capacité supérieure aux besoins. Dans votre  
15 justification, veuillez préciser le coût des équipements d'une  
16 capacité de 30 MVA et celui d'un équipement d'une capacité de  
17 15 MVA.

18 **R12.2 Le coût des équipements est le suivant : le coût d'un**  
19 **transformateur de puissance d'une capacité de 22,5 MVA**  
20 **(capacité ferme de 30 MVA environ) est évalué à 465 000 \$ et**  
21 **celui d'un transformateur de puissance d'une capacité de**  
22 **10 MVA (capacité ferme de 15 MVA environ) est évalué à**  
23 **350 000 \$.**

24 **Dans le cas sous étude, les transformateurs 66/26,4 kV de**  
25 **22,5 MVA sont normalisés. Lors de la conversion du réseau à**  
26 **120 kV, ces transformateurs seront facilement récupérables et**  
27 **pourront servir pour d'autres projets, ou comme transforma-**  
28 **teurs de rechange. Ces transformateurs présentent donc une**  
29 **valeur résiduelle de réutilisation non négligeable.**

30 **À l'opposé, advenant l'utilisation de deux transformateurs de**  
31 **10 MVA, ces derniers risquent de ne pas être réutilisés lors de**  
32 **la conversion du réseau à 120 kV puisqu'ils ne sont pas**  
33 **normalisés. Cette puissance n'étant pas adaptée à la concep-**  
34 **tion actuelle des postes, il est effectivement peu probable**  
35 **qu'un éventuel poste puisse requérir ces appareils. Ce faisant,**

1           **la probabilité de réutilisation à l'intérieur de l'entreprise**  
2           **diminue d'autant.**

3    12.3    Veuillez indiquer quelle serait la diminution possible du coût du  
4            poste de Waskaganish dans le cas où un seul transformateur serait  
5            installé. Veuillez préciser les autres modifications qu'il serait  
6            possible de réaliser pour diminuer le coût du poste de  
7            Waskaganish.

8    **R12.3**   **Comme il est expliqué à la pièce HQD-7, document 1, à la page**  
9            **18, réponse 14.2, et à la réponse à la question 3.2 de la Régie**  
10           **(HQD-8, document 1) le Distributeur n'envisage aucunement le**  
11           **maintien des groupes diesels. Le poste de Waskaganish sera**  
12           **donc la seule source d'alimentation électrique disponible. Par**  
13           **conséquent, il est requis de fournir une capacité ferme au**  
14           **niveau de ce poste, lequel doit donc être nécessairement**  
15           **équipé de deux transformateurs de puissance.**

16    12.4    Veuillez évaluer la fiabilité de l'alimentation de la charge de cet  
17            arrangement (un seul transformateur avec les groupes diesel en  
18            relève) par rapport à la situation actuelle et par rapport à la  
19            situation qui prévaudrait suite à la réalisation de la solution  
20            proposée.

21    **R12.4**   **Voir la réponse à la question 12.1 plus haut.**

22    **13**       **Références : i) Pièce HQD-5, document 1, page 3 ;**  
23                    **ii) Pièce HQT-9, document 1, page 3.**

24    **Préambule :**

25    À la référence (i), le Distributeur affirme que la réfection et la modernisation  
26    du réseau de distribution devraient avoir pour effet d'améliorer la qualité du  
27    service de distribution.

28    À la référence (ii), le Transporteur mentionne que l'utilisation de pylônes  
29    d'acier minimisera l'occurrence de bris occasionnant des pannes de longue  
30    durée, et que selon des simulations statistiques, les pannes de courtes  
31    durées provoquées par la foudre se répéteront 4,8 fois par année.

1 **Demande :**

2 13.1 Veuillez préciser si la qualité du service d'alimentation de la charge  
3 est maintenue ou améliorée en prenant en considération à la fois le  
4 réseau de transport et le réseau de distribution.

5 **R13.1 Voir HQD-8, document 1.**

6 **14 Références :** i) Pièce HQD-3, document 1, page 6 révisée ;  
7 ii) Requête 3497-2002, HQT-12, document 1,  
8 pages 4 et 6.

9 **Préambule :**

10 À la note 1 de la référence (i), il est indiqué que le taux des pertes de  
11 transport est de 5,2 %.

12 En comparant la prévision de la production et la prévision des ventes, on  
13 peut constater qu'il y aurait des pertes de 10 % en énergie et que ce taux  
14 de pertes est le même sur toute la période.

15 Par ailleurs, à la référence (ii), il est mentionné que les pertes en puissance  
16 obéissent à la relation suivante :  $Pertes = R \times I^2$ . De plus, il est indiqué que  
17 le facteur de pertes en énergie obéit à la relation suivante :  $\text{facteur de pertes} = (,9).(fu^2) + (,1).(fu)$ .  
18

19 **Demande :**

20 14.1 Veuillez présenter et évaluer le niveau des pertes en puissance et  
21 en énergie pour les années 2003, 2010 et 2021.

22 **R14.1. Voir HQD-8, document 1.**

23 **15 Références :** i) Pièce HQT-6, document 1, page 12 ;  
24 ii) Pièce HQT-12, document 1, pages 17 et 18 ;  
25 iii) D-2003-68, dossier R-3497, page 18.

26 **Préambule :**

27 La référence (i) énonce les principaux facteurs de risque et d'imprécision  
28 d'une estimation qui conduit au besoin de contingence pour un projet :

1 « Contenu technique;  
2 Mode d'approvisionnement;  
3 Concurrence sur le marché (fournisseurs et entrepreneurs);  
4 Conditions climatiques et géographiques; et  
5 Contexte social, économique et (ou) politique. »

6 La référence (ii) précise les éléments d'incertitude justifiant le montant de  
7 2 398 200 \$ qui s'ajoute à la contingence de presque 5 M\$ considérée pour  
8 ce projet.

9 Dans le projet de ligne à 315 kV, prévu pour raccorder la centrale de la  
10 Toulnostouc, et qui comportait de la compensation série au poste de  
11 Bergeronnes, le taux de contingence était de 8,6 % (référence (iii)).

12 **Demandes :**

13 15.1 Veuillez expliquer en quoi les éléments d'incertitude de la référence  
14 (ii) diffèrent et s'ajoutent aux facteurs de risques énoncés à la  
15 référence (i) et généralement considérés pour prendre en compte  
16 la contingence d'un projet.

17 **R15.1 D'abord le Transporteur rappelle à la Régie que l'engagement**  
18 **de base fourni par HQE est en fait une enveloppe budgétaire**  
19 **pour un projet spécifique mais que TransÉnergie ne paiera**  
20  **finalement que les coûts réels, sans plus, associés à la**  
21 **réalisation du projet achevé.**

22 **Lors de la préparation des engagements de base des volets**  
23 **ligne et postes du projet Nemiscau-Waskaganish, deux**  
24 **éléments fondamentaux ont particulièrement incité le**  
25 **Transporteur à prévoir une contingence additionnelle au**  
26 **projet. Tout d'abord, l'incertitude reliée à l'hébergement des**  
27 **travailleurs lors des travaux de construction de la section**  
28 **ouest de la ligne et du poste de Waskaganish est importante.**  
29 **En effet, le futur poste de Waskaganish se trouve à plus de**  
30 **125 km par la route du campement le plus près (relais routier**  
31 **km 257). Les facilités actuelles au village de Waskaganish ne**  
32 **permettent pas d'envisager l'hébergement au complet des**  
33 **travailleurs et la mise en place d'un campement temporaire**  
34 **s'avère nécessaire pour les besoins des travaux. Le**  
35 **Transporteur estime pour ce secteur que les besoins de pointe**  
36 **atteindront plus de 50 travailleurs, la période d'hébergement**

1 s'échelonnant sur près de 18 mois consécutifs. Compte tenu  
2 que le village de Waskaganish se trouve en terre de Catégorie  
3 1A (exclusivité autochtone), la mise en place du campement  
4 temporaire ne pourra s'effectuer qu'avec l'accord du Conseil  
5 de Bande responsable. Il faut donc prévoir, en plus des coûts  
6 de vivre et couvert des travailleurs, les sommes nécessaires  
7 pour l'aménagement d'un campement et de son démantè-  
8 lement.

9 L'autre élément d'importance ayant incité le Transporteur à  
10 prévoir une contingence additionnelle au projet, repose sur le  
11 fait que le Transporteur prévoit que le volume de travail des  
12 entrepreneurs de grands travaux pourrait être élevé, en 2005-  
13 2006, à cause du nombre de chantiers qui seront alors en  
14 activité au Québec. Une telle situation pourrait avoir un effet à  
15 la hausse sur les prix demandés par les entrepreneurs.

16 15.2 Veuillez justifier pourquoi ce projet de ligne à 69 kV, isolé à 120 kV  
17 et longeant une route carrossable pour une grande partie de son  
18 parcours, mériterait une contingence de 12,8 %, par rapport au  
19 projet de raccordement de la centrale Tounustouc dont la contin-  
20 gence globale était de 8,6 %.

21 **R15.2 Il n'y a pas de comparaison possible entre les deux projets au**  
22 **niveau de la contingence appliquée de part et d'autre.**

23 La contingence applicable ne se définit que par les risques et  
24 éléments inhérents à un projet spécifique. Elle est établie en  
25 fonction du degré des précisions ou d'aléas du contenu, des  
26 incertitudes et des éléments de risques associés au projet  
27 envisagé.

28 Pour le projet de Tounustouc-Micoua, la quasi-totalité des  
29 matériaux étaient déjà achetés et entreposés ce qui diminuait  
30 grandement ou rendait inexistant le risque associé à  
31 l'approvisionnement. De ce fait, aucune contingence n'a donc  
32 été appliquée à cet élément habituel de risque.

33 De plus, en ce qui a trait au projet Tounustouc-Micoua, un  
34 campement avait déjà été établi dans le cadre de la réalisation  
35 d'un autre projet de l'entreprise. Ce campement étant déjà en  
36 place, les coûts attribuables à son déploiement ne furent donc



1 **Demandes :**

2 16.1 Veuillez élaborer sur les différences de justification des « frais  
3 généraux » entre ces deux projets.

4 **R16.1 Pour les deux projets, la rubrique "frais généraux" aurait**  
5 **plutôt dû se lire "autres coûts directs" et couvre, notamment,**  
6 **les éléments suivants :**

7 **Gestion des matières dangereuses**

8 **Fourniture de matériel (différent de l'entrepôt du bout de l'île)**

9 **Matériel à projet et guichet unique (entrepôt bout de l'île)**

10 **Revalorisation des biens meubles excédentaires**

11 **Frais d'acquisition des biens et services**

12 **Gestion des données et des documents (originaux et**  
13 **géomatique)**

14 **Ceux-ci représentent une valeur de 1,1M\$ pour le projet**  
15 **Nemiscau-Waskaganish et de 2,4M\$ pour le projet**  
16 **Touloustuc-Micoua.**

17 **En ce qui concerne les « frais généraux », dans les deux**  
18 **projets, ceux-ci sont inclus dans les taux de prestations et**  
19 **incluent entre autres les éléments suivants :**

20 **Frais du siège social**

21 **Gestion documentaire**

22 **Support informatique et bureautique**

23 **Location et entretien de bâtiments administratifs**

24 **C'est donc par inadvertance lors de la préparation du**  
25 **document de Touloustuc-Micoua, que le libellé « frais**  
26 **généraux » fut utilisé. Ce dernier aurait plutôt dû se lire**  
27 **« autres coûts directs » et comprendre les éléments décrits ci-**  
28 **haut et ce, pour un montant de 2,4 M\$ pour le projet**  
29 **Touloustuc-Micoua.**

30 **Par ailleurs, en regard du projet sous étude, Nemiscau-**  
31 **Waskaganish, le contenu décrit est exact mais doit**  
32 **correspondre, lui aussi, à «autres coûts directs» et ce, pour un**  
33 **montant de 1,1 M\$.**



1 **Demandes :**

2 17.1 Pour les travaux d'avant projet qui sont complétés, veuillez détailler  
3 le calcul du coût complet imputé par HQE au Transporteur :  
4 préciser en particulier, par catégorie d'emploi, la masse salariale, le  
5 taux appliqué pour les assurances et les avantages marginaux, les  
6 taux imputés pour les espaces de bureau, l'informatique,  
7 l'administration, etc. et la marge bénéficiaire facturée.

8 **R17.1 À venir**

9 17.2 Pour les travaux estimés de gérance de projet et d'ingénierie  
10 (respectivement 3,9 et 4,9 M\$), veuillez présenter le détail du calcul  
11 estimé du coût complet sous la même forme que ci-dessus.

12 **R17.2 À venir**

13 17.3 Pour les travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe (2,3 M\$),  
14 veuillez préciser comment ces coûts seront imputés au  
15 Transporteur, c'est-à-dire : au coûtant ou incluant des frais d'admini-  
16 stration et une marge bénéficiaire.

17 **R17.3 Pour les travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, les coûts**  
18 **seront imputés au Transporteur au prix coûtant.**

19 **18 Références :** i) Pièce HQT-3, document 1, pages 6, 7 et 8 ;  
20 ii) Pièce HQT-12, document 1, pages 14, 15 et 16.

21 **Préambule :**

22 La référence (i) décrit le processus de réalisation d'un projet entre le  
23 Transporteur et HQE :

24 Le Transporteur prépare les études de planification. Par la suite, il prépare  
25 un cahier des charges dans la phase du « mandat d'avant-projet » qui est  
26 soumis à HQE. Des rencontres ont alors lieu entre les deux divisions pour  
27 en préciser le contenu et HQE soumet une offre de services au  
28 Transporteur pour la réalisation de l'avant projet. Une fois les approbations  
29 hiérarchiques obtenues, c'est HQE qui réalise l'avant-projet.

1 Le Transporteur précise à la référence (ii) que :

2 « De plus, le Transporteur juge utile de souligner à la Régie  
3 que le recours aux appels d'offres pour l'ingénierie et la  
4 gérance de projet nécessiterait de revoir le processus de  
5 réalisation d'un projet décrit à la pièce HQT-3, document 1. »

6 **Demandes :**

7 18.1 Veuillez préciser si HQE impute des honoraires au Transporteur  
8 pour la phase « mandat d'avant-projet », c'est à dire lors de la  
9 préparation de son offre de services. Si oui, veuillez quantifier.

10 **R18.1 Oui. En effet, le mandat d'avant projet confié à HQE comprend**  
11 **un grand nombre d'activités d'ingénierie, et non pas**  
12 **seulement la préparation d'une offre de services. Cela dit, les**  
13 **honoraires de HQE pour la préparation de l'offre de service**  
14 **relative au projet sous étude ont été de 6791, 21 \$. Ce montant**  
15 **a été versé au compte d'avant-projet lorsque le mandat de**  
16 **réaliser la ligne a été effectivement confié à HQE. Ces coûts**  
17 **font alors partie intégrante des coûts de projet.**

18 18.2 Veuillez indiquer les changements qu'il faudrait apporter au  
19 processus de réalisation d'un projet, si le Transporteur, pour  
20 certains projets spécifiques, demandait une offre de service à  
21 plusieurs firmes externes sur la base d'un cahier des charges qu'il  
22 a élaboré, pour fin de comparaison avec l'offre de HQE.

23 **R18.2 À venir**

24 18.3 Dans l'optique où HQE préparerait le rapport d'avant projet pour un  
25 projet spécifique, veuillez commenter sur la possibilité d'aller en  
26 appel de proposition à l'externe pour l'ingénierie détaillée et la  
27 gérance de projet afin de comparer les résultats obtenus avec  
28 l'engagement proposé par HQE.

29 **R18.3 À venir**

1 **19**

2 **Préambule :**

3 La requête ne comporte pas une évaluation des risques pris par le  
4 Distributeur à l'égard du projet.

5 **Demandes :**

6 19.1 Veuillez expliquer comment seraient partagés entre le Distributeur  
7 et le Transporteur, les risques techniques et financiers avant et  
8 après la mise en service du projet.

9 **R19.1 Voir HQD-8, document 1.**

10 19.2 Veuillez illustrer un cas où le coût de réalisation du projet serait  
11 plus élevé que prévu et un cas où il serait plus faible que prévu.

12 **R19.2 Voir HQD-8, document 1.**

13 19.3 Veuillez indiquer et expliquer comment serait partagée, le cas  
14 échéant, la responsabilité entre le Transporteur et le Distributeur à  
15 la suite de bris occasionnant des investissements importants pour  
16 la remise en état de la ligne de Transport.

17 **R19.3 Voir HQD-8, document 1.**

18 **20 Références: (i) Pièce HQT-7, document 1, page 5 ;**  
19 **(ii) Tarifs et conditions Appendice J.**

20 **Préambule :**

21 Le maximum applicable pour les ajouts au réseau selon l'annexe J de tarifs  
22 et conditions est de 522 \$/kW multiplié par la puissance maximale en kW à  
23 transporter sur le réseau. Le Transporteur indique que la puissance  
24 déclarée par le Distributeur est de 12,69 MW (prévision de la charge par le  
25 Distributeur en 2021), ce qui signifie que TransÉnergie absorbera un  
26 montant maximal de 6,6 M\$.

1 **Demandes :**

2 20.1 Veuillez justifier l'utilisation de la prévision de la charge du  
3 Distributeur en 2021 comme puissance maximale aux fins de  
4 l'application de l'Appendice J afin de calculer le montant maximal  
5 du projet que TransÉnergie peut absorber.

6 **R20.1 Voir HQD-8, document 1.**

7 20.2 Quelle serait la valeur maximale si une modification technique  
8 permettait d'augmenter la capacité de la ligne à 25 ou 30 MW?  
9 Devrait-on utiliser la capacité de la ligne ou la charge prévue?

10 **R20.2 Voir HQD-8, document 1.**

11 **21 Référence : HQT-7, document 1, annexe A.**

12 **Préambule :**

13 La durée de vie utile des immobilisations du projet varie entre 40 et 50 ans.

14 **Demandes :**

15 21.1 Veuillez identifier la durée de vie utile moyenne des immobilisations  
16 du projet.

17 **R21.1 La durée de vie utile moyenne des immobilisations de ce**  
18 **projet est de 49 ans.**

19 21.2 Veuillez présenter et expliquer les dépenses en capital nécessaires  
20 durant la durée de vie identifiée ci-dessus. Fournir les années, les  
21 coûts et les coûts actualisés en précisant les hypothèses utilisées.

22 **R21.2 Le tableau de l'annexe A du présent document illustre l'impact**  
23 **tarifaire marginal du raccordement de Waskaganish selon la**  
24 **durée de vie utile moyenne de 49 ans. Ce tableau contient le**  
25 **détail annuel des coûts courants et des coûts actualisés.**

26 **Les frais d'entretien et d'exploitation, conformément à la**  
27 **décision D-2002-95, correspondent à 15 % de l'investissement**  
28 **associés sur une durée de vie de 20 ans. Compte tenu d'un**  
29 **taux d'actualisation de 8,08 %, les frais annuels d'entretien et**

1 d'exploitation utilisés pour établir le tableau de l'impact  
2 tarifaire, présenté à l'annexe A de la pièce HQT-7, document 1,  
3 s'élèvent donc à 1,54 %. Puisque l'entretien et l'exploitation  
4 doivent s'effectuer sur la totalité de la durée de vie utile des  
5 équipements, Hydro-Québec TransÉnergie est d'avis que les  
6 frais annuels d'entretien et d'exploitation de 1,54 % constituent  
7 une hypothèse conservatrice quelle que soit la durée de vie  
8 considérée. Sur une durée de vie de 49 ans, les frais totaux  
9 d'entretien et d'exploitation correspondent à 18,6 % de  
10 l'investissement. Bien que les frais d'entretien et d'exploitation  
11 devraient croître en fonction de l'âge des équipements, leur  
12 répartition linéaire aux fins de simplification de l'analyse de  
13 l'impact tarifaire du projet est une hypothèse conservatrice  
14 puisqu'elle surestime les coûts d'entretien et d'exploitation au  
15 début de la durée de vie utile des équipements.

16 Sur toute la durée de l'analyse, le tarif annuel calculé en  
17 considérant les dépenses associées au raccordement de  
18 Waskaganish est constamment égal ou inférieur au tarif actuel  
19 de 72,91 \$/kW-an. La valeur actualisée sur 49 ans est inférieure  
20 au tarif actuel. Ainsi, même si le Transporteur assume les frais  
21 d'entretien et d'exploitation après la 20<sup>e</sup> année pour assurer la  
22 fiabilité et la pérennité de son réseau, le raccordement du  
23 village de Waskaganish est bénéfique pour l'ensemble des  
24 clients de transport.

25 L'analyse de l'impact tarifaire, sur la durée de vie utile des  
26 immobilisations — laquelle est supérieure à 20 ans —, permet  
27 de confirmer que l'analyse de la neutralité tarifaire sur une  
28 période de 20 ans, tel que l'a approuvé la Régie, est  
29 conservatrice.

30 21.3 Veuillez indiquer si le Transporteur est responsable de payer les  
31 frais d'entretien et d'exploitation après la 20<sup>e</sup> année. Expliquer votre  
32 réponse.

33 **R21.3 Voir la réponse à la question 21.2 précitée.**

1 21.4 Fournir un scénario tel que présenté à l'annexe A avec la durée de  
2 vie et les dépenses en capital, identifiées ci-dessus.

3 **R21.4 Voir la réponse à la question 21.2 précitée.**

4 **22 Références :** i) **Lettre d'Hydro-Québec du 9 juin 2003;**  
5 **ii) R-3473-2001, notes sténographiques du 20**  
6 **mars 2003, pages 13, 14 et 15;**  
7 **iii) Manuel de l'ICCA, chap. 1000.30.**

8 **Préambule :**

9 La notion d'actif telle qu'évoquée par le Distributeur dans sa lettre du 9 juin  
10 2003 est différente de celle fournie dans le dossier R-3473, lors de  
11 l'audience, ainsi que de la définition incluse au manuel de l'ICCA, chapitre  
12 1000.30.

13 En effet, à la référence (i) le Distributeur indique : a) « *Quant au respect de*  
14 *la notion d'actif, la contribution importante du Distributeur à la construction*  
15 *de la ligne de transport d'électricité comporte les trois (3) caractéristiques*  
16 *requisés: (1) elle représente un avantage futur, (2) elle a une identité légale*  
17 *et le Distributeur en aura le droit d'utilisation et (3) elle a une durée de vie*  
18 *économique de plus d'un an. »*

19 À la référence (ii), le Distributeur mentionne : b) « *Quant aux*  
20 *caractéristiques qui nous amènent à définir la notion d'un actif, eh bien, il y*  
21 *en a trois. La première caractéristique que l'on regarde, c'est, est-ce que*  
22 *cet élément de coût comporte un avantage futur? Donc, cet avantage futur-*  
23 *là, dans le fond, se traduit par la capacité à partir de ces coûts-là, de ces*  
24 *activités-là de générer, de contribuer au flux monétaire futur de l'entreprise.*

25 *Le deuxième élément qu'on doit considérer également au niveau du*  
26 *respect de la notion d'actif, c'est le contrôle que l'entité peut exercer sur cet*  
27 *actif-là, le contrôle ou le droit d'usage de l'actif.*

28 *Le troisième élément qu'on regarde au niveau du respect de la notion*  
29 *d'actif, c'est la durée de vie. Évidemment, toutes les périodes financières*  
30 *reposent sur des exercices de douze mois. Donc, pour créer un actif au*  
31 *bilan et y associer des avantages futurs, il faut évidemment que la durée*  
32 *des avantages soit supérieure à douze mois. »*

1 Enfin, à la référence (iii) l'ICCA indique : c) « *Ressources économiques sur*  
2 *lesquelles l'entité exerce un contrôle par suite d'opérations ou de faits*  
3 *passés, et qui sont susceptibles de lui procurer des avantages*  
4 *économiques futurs.*

5 *Les actifs ont trois caractéristiques essentielles :*

6 a) *ils représentent un avantage futur en ce qu'ils pourront, seuls ou avec*  
7 *d'autres actifs, contribuer directement ou indirectement aux flux*  
8 *monétaires nets futurs dans le cas des entreprises à but lucratif, ou*  
9 *contribuer à la prestation des services dans le cas des organismes*  
10 *sans but lucratif;*

11 b) *l'entité est en mesure de contrôler l'accès à cet avantage;*

12 c) *l'opération ou le fait à l'origine du droit de l'entité de bénéficier de*  
13 *l'avantage, ou à l'origine du contrôle qu'elle a sur celui-ci, s'est déjà*  
14 *produit.*

15 *Il n'est pas essentiel que le contrôle de l'accès à l'avantage découle d'un*  
16 *droit exécutoire pour que la ressource constitue un actif, pourvu que l'entité*  
17 *puisse exercer, par d'autres moyens, un contrôle sur son utilisation. »*

18 **Demande :**

19 22.1 Veuillez justifier l'utilisation par le Distributeur d'une notion  
20 différente d'actif dans le présent dossier, par rapport à celles  
21 énoncées aux références (ii) et (iii), en précisant plus  
22 particulièrement la source ainsi que les circonstances particulières  
23 qui requièrent une notion d'actif adaptée au contexte de ce dossier-  
24 ci.

25 **R22.1 Voir HQD-8, document 1.**

26 **23 Référence : Requête amendée, allégué 11.**

27 **Préambule :**

28 « Le Distributeur inscrira sa contribution aux coûts de  
29 raccordement du village cri de Waskaganish au réseau de  
30 transport d'électricité dans ses registres comptables et à sa  
31 base de tarification, à titre de frais reportés, et il désire

1 obtenir l'autorisation préalable de la Régie pour l'acquisition  
2 d'un tel actif réglementé. »

3 **Demande :**

4 23.1 Veuillez préciser la notion d'actif réglementé, plus particulièrement  
5 s'il existe une différence entre un « actif » et un « actif  
6 réglementé », et de quelle façon la contribution aux coûts de  
7 raccordement se rapproche des autres actifs réglementés  
8 présentés dans la base de tarification du distributeur.

9 **R23.1 Voir HQD-8, document 1.**

10