

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1 DE LA RÉGIE**



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

**Préambule :**

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

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

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

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Le projet de raccordement du village cri de Waskaganish au réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec n'a pas fait et ne fera pas l'objet de financement, de subvention ou de toute**

**autre forme de contribution de la part du gouvernement du Québec ou de celui du Canada.**

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

**Réponse:**

**Sans objet.**

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

**Réponse:**

**Le Protocole d'entente de 1973-1974 entre le gouvernement du Québec, celui du Canada et Hydro-Québec ne s'applique pas dans le cas de Waskaganish puisqu'il n'y a jamais eu, jusqu'à présent, de prise en charge par Hydro-Québec de la production et de la distribution d'électricité pour ce village cri non relié du Nord du Québec. En outre, il est prévu à l'article 7.07 de ce Protocole d'entente que ses dispositions cesseront de s'appliquer à l'un ou l'autre des réseaux autonomes y mentionnés dont Waskaganish (alors appelé Fort-Rupert) lorsqu'il aura été relié au réseau interconnecté d'Hydro-Québec, ce qui est l'objet de la demande conjointe d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le «Transporteur») et d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le «Distributeur») dans le présent dossier.**

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

**Réponse:**

**Les raccordements des autres communautés du Nord du Québec prises en charge par Hydro-Québec depuis 1973 se sont faits selon les arrangements et conditions applicables au moment de chaque raccordement. Les frais découlant de ces raccordements ont été, de la même manière, assumés suivant**

les divers arrangements et conditions applicables. Dans le cas du raccordement du village cri de Waskaganish, les termes et conditions applicables sont ceux de la *Convention relative à la ligne de transport de Waskaganish*, signée le 7 février 2002 et approuvée par le décret 1286-2002 du 6 novembre 2002, copie de cette convention ayant été déposée au présent dossier comme pièce HQD-2, document 1, annexe 1. Ni cette convention, ni l'*Entente concernant une nouvelle relation entre le gouvernement du Québec et les Cris du Québec*, conclue le 7 février 2002 entre le gouvernement du Québec et les Cris du Québec et approuvée par le décret 289-2002 du 20 mars 2002, ne contiennent de dispositions concernant un financement particulier de l'alimentation en électricité de Waskaganish.

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

**Préambule :**

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

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

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

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

« *Or, le coût de la construction de la ligne pour le raccordement de Waskaganish fait partie des coûts assumés par Hydro-Québec et le gouvernement du Québec pour le développement hydroélectrique*

*dans le territoire cri et ce, tel que convenu dans les ententes ci-haut mentionnées. »*

**Demande :**

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

**Réponse:**

La séparation fonctionnelle en place, à laquelle la Régie réfère dans sa question, découle — comme elle l'a indiqué elle-même à la page 36 de sa décision D-2002-95 — du texte de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. En effet, l'article 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* définit le transporteur d'électricité comme étant Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité. Ce même article définit aussi le distributeur d'électricité comme étant Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.

De la même manière, l'article 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* définit le réseau de transport d'électricité comme étant l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité, y compris les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus, les postes de transport et de transformation ainsi que toute autre installation de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution.

De plus, l'article 36.2 du texte refondu final des *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec*, approuvé par les décisions D-2003-12 et D-2003-18 de la Régie, impose au Transporteur des responsabilités pour l'alimentation de la charge locale.

C'est donc au Transporteur qu'il incombe de construire et mettre en service la capacité de transport requise, de manière à desservir d'une façon fiable les clients de charge locale du Distributeur dont ceux de Waskaganish. Par une note interne datée du 15 avril 2002 et dont copie est déposée au présent dossier comme pièce HQT-2, document 1, annexe A, le Distributeur a demandé formellement au Transporteur

d'entamer les démarches nécessaires au raccordement du village de Waskaganish au réseau principal d'Hydro-Québec.

La proposition d'Hydro-Québec relativement à la desserte de Waskaganish vise un traitement équitable des membres de cette communauté par rapport à l'ensemble des clients du Distributeur. Elle est conforme à l'obligation qu'a Hydro-Québec Distribution, en vertu de l'article 76 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* de « *distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce [son] droit exclusif* ». Elle est également conforme au principe fondamental du Pacte social, inscrit à l'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, selon lequel « *la tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53<sup>e</sup> parallèle.* »

Le traitement réglementaire et tarifaire qu'Hydro-Québec propose pour le raccordement de Waskaganish est conforme au principe décrété par la Régie dans sa décision D-2002-95, en matière d'ajouts au réseau de transport. À cet égard, en matière de transport, ce traitement diffère de celui qui s'applique pour les autres communautés crie qui ont été raccordées avant l'entrée en vigueur de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. En effet, conformément aux dispositions de l'article 164.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la totalité des actifs de transport qui desservent ces communautés sont inclus dans la base de tarification d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Par ailleurs, pour les autres communautés crie qui ont été raccordées avant l'entrée en vigueur de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, l'alimentation en électricité et l'exploitation et l'entretien des réseaux de distribution sont assurés par Hydro-Québec Distribution (à l'exception de Wemindji, où la distribution est assurée par la communauté). Dans tous ces cas, les actifs de distribution sont entièrement inclus dans la base de tarification d'Hydro-Québec Distribution, et le coût du service de distribution est entièrement assumé par le Distributeur, comme ce dernier le propose pour Waskaganish.

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

**Préambule :**

La référence (i) précise que :

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

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

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

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

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

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

**Demandes :**

**3.1.** Veuillez déposer l'étude de 1994.

**Réponse:**

**Le Distributeur n'a pas réussi à retracer cette étude. La pertinence de celle-ci, près de dix ans plus tard et dans un contexte différent, est cependant faible.**

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

**Réponse:**

Les deux tableaux suivants présentent les résultats d'une analyse portant sur la desserte de Waskaganish au moyen d'une nouvelle centrale, en réseau autonome, constituée de groupes électrogènes diesels.

Cette approche a été utilisée pour deux raisons. Premièrement, comme le terrain de la centrale existante risque grandement d'être contaminé, sa réfection poserait des problèmes environnementaux dont le Distributeur ne veut pas assumer la responsabilité. Deuxièmement, la puissance installée de la centrale existante est insuffisante (environ 5 MW) pour répondre à la demande prévue et, de plus, vu l'âge des groupes électrogènes (voir HQD-7, document 1, réponse 14.3), il faudrait de toute façon procéder à leur remplacement à court ou moyen terme.

Les principales hypothèses de l'analyse sont les suivantes:

- Les ventes sont celles présentées au tableau 1 de la page 4 de HQD-4, document 1.
- La centrale aurait une puissance installée de 15 MW et serait mise en service progressivement selon l'évolution de la demande: 10 MW en 2006 et 5 MW additionnels en 2013.
- L'investissement est de 2 M\$/MW, indexé à l'indice des prix à la consommation (IPC).
- La durée de vie utile de la centrale est de 30 ans.
- Le coût de carburant utilisé est celui de la centrale actuelle, soit 49 ¢/l livré à Waskaganish, indexé à l'IPC. Avec l'augmentation de la demande et du coût du carburant, la dépense annuelle en carburant passe progressivement de 3 M\$ en 2007 à plus de 11 M\$ en 2035.
- Le rendement de la centrale est établi à 4 kWh/l de carburant.
- Les frais d'entretien et d'exploitation sont similaires à ceux des autres centrales des réseaux autonomes, ils sont estimés à environ 1,2 M\$ par année, indexés à l'IPC.
- Les coûts de distribution et de service à la clientèle sont les mêmes que pour la solution de raccordement au réseau principal (voir la réponse à la question 7.2, plus bas).

- Les paramètres économiques et financiers sont ceux de la preuve (HQD-4, document 1).

**Réseau autonome**

Valeur actuelle nette (2006-2035) en M\$ actualisés en 2003

Revenus	18,6
Investissements	-33,5
Valeur résiduelle	0,8
Taxe sur le capital	-1,0
Taxe sur le revenu	-0,5
Exploitation de la centrale	-64,2
Distribution et SALC	-4,1
<b>Total</b>	<b>-83,9</b>

**Réseau autonome**

Impact sur le revenu requis (M\$ courants)

	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Revenus	-0,2	-1,4	-1,5	-1,6	-1,7	-2,0	-2,4	-2,6	-2,8	-3,0
Charges										
Exploitation de la centrale	0,7	4,2	4,6	4,9	5,3	6,7	8,2	9,9	11,6	13,6
Distribution et SALC	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7
Amortissement	0,1	0,8	0,8	0,8	0,9	1,4	1,6	1,7	1,9	2,2
Taxe sur le capital	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Taxe sur le revenu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coût du capital	1,3	2,8	2,7	2,6	2,6	3,1	2,5	1,9	1,2	0,4
Impact sur le revenu requis	2,1	6,9	7,1	7,3	7,5	9,7	10,6	11,6	12,7	13,9

Ces tableaux démontrent que la solution du raccordement (VAN = -70,2 M\$) est nettement moins coûteuse que celle de l'alimentation au moyen d'une centrale thermique en réseau autonome (VAN = -83,9 M\$), et que l'impact négatif sur le revenu requis annuel est également moindre pour le raccordement, dès la première année.

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

**Réponse:**

Voir la réponse à la question 3.2, ci-dessus.

4. **Références** : i) Pièce HQD-3, document 1, page 4;  
ii) Pièce HQD-4, document 1, page 3;  
iii) Pièce HQT-4, document 1, annexe 2 de l'annexe A, page 7.

**Préambule :**

Dans les deux premières références citées, le Distributeur indique que, conformément aux conventions et ententes conclues avec la communauté de Waskaganish, la solution proposée prévoit la conversion des équipements de chauffage, actuellement au mazout, vers l'électricité. Le Distributeur prévoit que cette conversion sera terminée en 2011, générant une charge supplémentaire de 7 kW par maison convertie.

Par ailleurs, à la référence (iii), le Transporteur mentionne que la conversion des systèmes de chauffage des habitations existantes du mazout vers l'électricité ne faisait pas partie des plans du conseil de bande en novembre 2002, bien que l'entente le prévoie.

**Demandes :**

- 4.1. Veuillez concilier l'affirmation de la référence iii avec l'hypothèse de conversion présentée en (i) et (ii).

**Réponse:**

**Le fait que la conversion des systèmes de chauffage ne faisait pas partie des plans du conseil de bande en 2002 n'empêche pas que les clients individuels pourraient demander ou effectuer cette conversion et n'empêche pas que le conseil de bande pourrait, un jour ou l'autre, lancer un programme à cet effet.**

**Comme le Distributeur l'a déjà expliqué à la réponse 5.2 de HQD-7, document 1, « *comme Waskaganish est situé au sud du 53e parallèle, aucune restriction ne s'applique à une conversion au chauffage électrique de l'eau et des espaces ; Hydro-Québec doit donc planifier les équipements de transport et de distribution en conséquence.* »**

- 4.2. Veuillez spécifier qui, des propriétaires des maisons visées (ici, le conseil de bande de Waskaganish pour la presque totalité des maisons), du

Distributeur ou du gouvernement du Canada, assumera les coûts de cette conversion des systèmes de chauffage.

**Réponse:**

**Le Distributeur ignore si les coûts d'une éventuelle conversion seraient assumés par la communauté crie ou par le gouvernement du Canada. Mais ils ne seraient pas assumés par le Distributeur.**

- 5. Références :** i) Pièce HQD-3, document 1, pages 3 et 4;  
ii) Pièce HQT-4, document 1, annexe 2 de l'annexe A, pages 6 à 9.

**Préambule :**

Le Transporteur a établi la charge domestique unitaire actuelle (5 kW) par déduction, à partir du nombre de bâtiments résidentiels existants (340 maisons) et de la charge normalisée (1,75 MW), elle-même établie par déduction en fonction de la charge CII (environ 1,1 MW). Cette dernière valeur correspond à la somme de la charge de la clientèle CII.

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Oui.**

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

**Réponse:**

**Le Distributeur ne comprend pas à quel « comité tripartite » la Régie fait référence. Comme le Distributeur l'a déjà expliqué, « le comité technique n'a produit aucun rapport ou autre document écrit. Les informations que le Distributeur a recueillies lors des réunions du comité ont toutefois été prises**

*en compte dans l'élaboration de la prévision de la demande » (HQD-7, document 1, réponse 3.2). Comme le Distributeur l'a expliqué dans sa preuve, « les puissances rattachées à chaque bâtiment [CII] ont été établies selon des projets semblables qui ont vu le jour dans d'autres communautés criees ou pour des bâtiments de grandeur semblable » (HQT-4, document 1, annexe 2 de l'annexe A, page 9).*

5.3. Veuillez fournir, par ailleurs, la répartition mensuelle de la consommation d'énergie pour chaque type de clientèle.

**Réponse:**

**Le Distributeur ne possède pas cette information.**

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

**Préambule :**

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Il n'y a pas de programmes ou d'interventions en efficacité énergétique prévues spécifiquement pour la communauté de Waskaganish, en lien avec le PGEÉ. Le PGEÉ est d'application générale sur tout le territoire desservi par le réseau intégré et s'appliquera donc également à Waskaganish.**

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

**Réponse:**

La prévision de la demande présentée à HQD-3, document 1 ne prend en compte aucune mesure d'économie d'énergie ou de gestion de la pointe. En effet, comme il est difficile de prévoir dans quelle mesure des mesures d'économie d'énergie seraient mises en oeuvre, le Distributeur juge prudent de prévoir la demande sans tenir compte de telles mesures. Cependant, la prévision de la demande tient pour acquis que les nouvelles constructions (habitations, commerces, institutions, etc.) seront conformes aux normes les plus récentes en matière d'isolation et d'efficacité thermique. Dans tous les cas, l'application des mesures d'efficacité énergétique dépendra du fait que les usagers paieront ou non leur électricité (par opposition à ce que le coût de l'électricité soit assumé, directement ou indirectement, par le conseil de bande).

Enfin, si on considère que le programme global d'efficacité énergétique porte sur un objectif de 750 GWh, sur une demande de l'ordre de 165 TWh par an, on peut estimer que les économies réalisables à l'échelle de Waskaganish, sont de l'ordre de :

$$750 \text{ GWh} \div 165 \text{ TWh/an} = 0,5 \text{ pour cent}$$

Soit, à l'horizon 2010, environ :

$$750 \text{ GWh} \div 165 \text{ TWh/an} \times 25,2 \text{ GWh/an} = 0,11 \text{ GWh}$$

Il n'est cependant pas acquis qu'un tel calcul soit significatif, dans le cas d'une petite entité géographique comme Waskaganish.

Enfin, de toute façon, la mise en oeuvre de mesures d'efficacité n'aurait pas d'incidence sur la conception — et, partant, sur le coût — de la ligne de transport ou sur les investissements requis en distribution. Tout au plus, l'application d'éventuelles mesures pourrait peut-être retarder quelque peu le besoin d'augmentation de la capacité de la ligne de transport.

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

**Réponse:**

**Aucun budget relatif à une intervention en efficacité énergétique, ni aucune portion de l'enveloppe du PGEÉ ne sont spécifiquement réservés pour Waskaganish. Compte tenu des montants significatifs alloués au PGEÉ et à l'ouverture de la Régie à augmenter les budgets consacrés au plan, il n'apparaît pas nécessaire de réserver une portion de l'enveloppe pour la communauté de Waskaganish. Voir également la réponse à la question 6.1, plus haut.**

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

**Préambule :**

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

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

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Les deux montants s'additionnent. Voir la réponse à la question 7.2, ci-dessous.**

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

**Réponse:**

<b>Frais d'exploitation (millions de \$ courants)</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
Transport	0,1	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Distribution	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Service à la clientèle	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
<b>Frais d'exploitation</b>	<b>0,1</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>1,0</b>	<b>1,2</b>	<b>1,4</b>	<b>1,5</b>	<b>1,7</b>	<b>1,8</b>

**Le coût du transport est le produit de la demande (en kW) à la pointe annuelle, par le tarif actuel de transport (72,90 \$/kW-an), sans indexation.**

**Le coût pour l'entretien du réseau de distribution est estimé à environ 250 k\$ par année, indexé à l'IPC. Cette estimation est basée sur l'expérience acquise dans les autres réseaux de distribution de la région (Eastmain, Chisasibi et Nemiscau). Ces coûts comprennent la maintenance (10 k\$), le traitement des pannes (15 k\$), les projets (170 k\$) et les demandes de service des clients (55 k\$).**

**Les coûts du service à la clientèle couvrent l'ensemble des activités telles le mesurage, le recouvrement, la facturation, l'encaissement, les centres d'appels, etc. Le coût du mesurage est estimé à environ 17 k\$ au moment de la prise en charge du réseau par le Distributeur et il augmente au rythme de la croissance du nombre des abonnements. Les activités de recouvrement sont estimées à environ 0,5 année-personne (25 k\$) alors que les autres activités sont estimées à 1 année-personne (50 k\$). Tous ces coûts sont indexés à l'IPC.**

- 8. Références :** i) Pièce HQT-2, document 1, page 6;  
ii) Pièce HQT-6, document 1, page 5;

- iii) Pièce HQT-4, document 1, Annexe A, page 5;
- iv) Rapport d'activité 2002 de TransÉnergie.

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Préambule :**

Il est mentionné à la référence (i) qu'il sera possible d'augmenter la limite de transit à 30 MVA, et que pour ce faire il faudra procéder à la

conversion du poste Waskaganish et ajouter une transformation à 120 kV au poste alimentation. À la référence (ii), le coût de la conversion est sommairement estimé à 10 millions de dollars.

**Demande :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

**10.3.** Pour chaque type de conducteur, veuillez fournir une estimation du coût de la ligne en spécifiant séparément le coût de la compensation série et le coût de la ligne.

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Préambule :**

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Il est important de resituer l'affirmation du Distributeur dans son contexte, soit « les moyens qui seront entrepris pour assurer le chauffage des locaux si une panne prolongée survient en hiver. »**

**Bien qu'une « panne prolongée en hiver » soit possible, à Waskaganish comme ailleurs au Québec, le Distributeur estime qu'une telle éventualité est peu probable. En effet, le Transporteur a expliqué que « afin de minimiser les pannes prolongées occasionnées par des bris d'équipement, une attention particulière a été apportée à la conception de la ligne » (HQT-9, document 1, page 1). En outre « la réfection et la modernisation du réseau de distribution et sa normalisation à 25 kV (remplacement d'isolateurs, de transformateurs et de conducteurs) devraient avoir pour effet une amélioration de la qualité du service de distribution de l'électricité dans le village de Waskaganish » (HQD-5, document 1, page 1).**

**D'autre part, le Distributeur a aussi mentionné que « certaines résidences possèdent des équipements de chauffage au bois » (HQD-7, document 1, réponse 14.1) et que « dans l'éventualité**

*d'une conversion, on peut présumer que certaines [...] chaudières seront du type biénergie électricité/bois » (HQD-7, document 1, réponse 5.2). Même en cas de « panne prolongée en hiver », le problème du chauffage des locaux ne toucherait vraisemblablement pas la totalité des habitations et édifices de Waskaganish. La mobilisation de groupes électrogènes serait une solution faisable et efficace en cas de « panne prolongée en hiver » mais la probabilité de devoir y recourir est faible.*

**Dans le cas précis de Waskaganish, les groupes électrogènes proviendraient vraisemblablement du parc de groupes électrogènes d'Hydro-Québec, à Montréal, et seraient transportés à Waskaganish par camion.**

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

**Réponse:**

**Hydro-Québec a déjà dû deux fois faire appel à une telle solution — en avril et novembre 2000 —, lorsque la centrale thermique en réseau autonome desservant Kuujuarapik et Whapmagoostui a été gravement endommagée par un incendie. Malgré l'éloignement des villages touchés, lesquels ne sont pas accessibles par la route, Hydro-Québec a pu rapidement mobiliser des groupes électrogènes par avion-cargo et, en environ 72 heures, rétablir l'alimentation électrique.**

**Dans le cas de Waskaganish, qui est accessible par la route, les groupes pourraient être mis en service en moins de 72 heures, s'il était établi qu'il s'agit d'une « panne prolongée ».**

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

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 13.1, plus loin.**

**12. Références :** i) Pièce HQT-4, document 1, page 11;

- ii) Pièce HQT-4, document 1, page 10 et Annexe A, annexe 3;
- iii) Fichier électronique tableau 1 de la pièce HQD-4, document 1, page 4.

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

**12.3.** Veuillez indiquer quelle serait la diminution possible du coût du poste Waskaganish dans le cas où un seul transformateur serait installé. Veuillez

préciser les autres modifications qu'il serait possible de réaliser pour diminuer le coût du poste Waskaganish.

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Préambule :**

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

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

**Demande :**

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

**Réponse:**

**Le Distributeur estime que, d'une part, la qualité du service sera accrue et que, d'autre part, la solution proposée permettra de répondre adéquatement aux besoins futurs de la communauté.**

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

**Préambule :**

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

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

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

**Demande :**

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

**Réponse:**

**Évaluation des pertes en énergie (GWh) et en puissance (MW) <sup>1</sup>**

	<b>2003</b>	<b>2010</b>	<b>2021</b>
Pertes totales en énergie <sup>2</sup>	1,47	2,52	3,59
Pertes en puissance <sup>3</sup>	0,20	0,42	0,62

<sup>1</sup> Sur la base du scénario avec conversions.

<sup>2</sup> Pertes sur le réseau de transport et de distribution.

<sup>3</sup> Pertes sur le réseau de transport. Basé sur un taux moyen de perte de 5,2 % au moment de la pointe. À noter que le taux de perte en temps réel évoluera selon la charge sur le réseau. Les pertes en puissance sur le réseau de distribution ne sont pas disponibles.

**Les pertes de 10 % mentionnées plus haut comprennent les pertes de transport et celles de distribution.**

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

**Préambule :**

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

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

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

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

**15.2.** Veuillez justifier pourquoi ce projet de ligne à 69 kV, isolé à 120 kV et longeant une route carrossable pour une grande partie de son parcours, mériterait une contingence de 12,8 %, par rapport au projet de raccordement de la centrale Toulnostouc dont la contingence globale était de 8,6 %.

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

**16. Références :** i) Pièce HQT-6, document 1, page 11 ;

ii) Requête R-3497-2002, pièce HQT-6, document 1, pages 13 et 14.

**Préambule :**

Les frais généraux sont décrits, à la référence (i), de la façon suivante :

« *Les frais généraux regroupent les coûts suivants :*

- *Gestion des matières dangereuses*
  - *Fourniture de matériel (différent de l'entrepôt du Bout de l'Île)*
  - *Matériel à projets et guichet unique (entrepôt Bout de l'Île)*
  - *Revalorisation des biens meubles excédentaires*
  - *Frais d'acquisition des biens et services*
  - *Gestion des données et des documents (originaux et géomatique)*
- Ces frais s'élèvent à 1,1 M\$ et représentent 1,7 % du coût total du projet. »*

Dans le dossier du raccordement de la centrale Toulnostouc, référence (ii), ils étaient justifiés par :

« *Les frais généraux regroupent les coûts suivants :*

- Frais du siège social*
  - Gestion documentaire*
  - Support informatique et bureautique*
  - Location et entretien de bâtiments administratifs*
  - Frais d'acquisition des biens et services*
- Ces frais s'élèvent à 2,4 M\$ et représentent 1,8 % du coût total du projet. »*

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

**16.2.** Veuillez justifier le besoin d'imputer des « frais généraux » à ce type de projet à un niveau de presque 2 %.

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

- 17. Références :** i) Pièces HQT-3, document 1, page 10, et HQT-6, document 1;  
ii) Pièce HQT-12, document 1, pages 14, 15 et 16.

**Préambule :**

Parmi les travaux effectués par HQE, l'avant projet a été complété en mars 2003 : les coûts s'élèvent à environ 1,5 M\$.

À la référence (ii), il est précisé que parmi les 12,0 M\$ prévus pour l'ingénierie et la gérance de projet, 3,9 M\$ ont été estimés pour la gérance du projet et 4,9 M\$ pour l'ingénierie réalisée par la main d'œuvre d'HQE. L'ingénierie réalisée à l'externe et sous traitée par HQE est estimée à 2,3 M\$.

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Préambule :**

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

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

Le Transporteur précise à la référence (ii) que :

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

**19.**

**Préambule :**

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Avant la mise en service, il est établi que le montant maximal que le Transporteur doit assumer est limité à 522 \$/kW. Tout excédent de cette somme doit être assumé par le Distributeur, conformément à la politique décrétée par la Régie, en matière d'ajouts au réseau de transport, par sa décision D-2002-95. Voir également les réponses aux questions 19.2 et 19.3, plus bas.**

**Après la mise en service, le partage des risques dépendra, d'une part, de la nature de ceux-ci et, d'autre part, du traitement réglementaire que la Régie choisira à cet égard.**

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

**Réponse:**

**Comme il est indiqué à HQT-7, document 1, pages 6-7, :**

*« Pendant la période de construction, Hydro-Québec TransÉnergie inscrira les coûts réels encourus — incluant les frais financiers au taux du coût du capital — dans ses immobilisations en cours, lesquelles seront exclues de sa base de tarification pendant cette période. »*

*« Lors de la mise en exploitation des installations de raccordement, Hydro-Québec TransÉnergie inscrira dans ses registres comptables et à sa base de tarification, à titre d'immobilisations en exploitation, le montant total des coûts de raccordement encourus au cours de la période de construction. »*

*« Lors de la mise en exploitation des installations de raccordement, Hydro-Québec Distribution prendra charge du montant des coûts de raccordement excédant 522 \$/kW installés, évalué à 57,4 M\$, et fournira une contribution équivalente à Hydro-Québec TransÉnergie. »*

Ainsi, une diminution du coût du raccordement, par rapport aux prévisions, entraînera une diminution de la contribution du Distributeur, et *vice versa*. Cependant, comme il est mentionné aux conclusions de la requête, ni le Distributeur ni le Transporteur ne peuvent apporter au projet une modification qui aurait pour effet de modifier de façon appréciable le coût du raccordement ou la contribution du Distributeur.

La réponse 12.3 de HQD-7, document 1 présente une analyse de sensibilité portant sur le coût de construction de la ligne de Waskaganish.

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

**Réponse:**

Les investissements requis « pour la remise en état » d'un équipement de transport « à la suite de bris » sont ajoutés à la base de tarification du transporteur (en tenant compte, le cas échéant, de la valeur des actifs retirés ou démantelés) conformément aux dispositions pertinentes de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Cependant, toutes choses étant égales par

ailleurs, un accroissement de la base de tarification et une augmentation des charges d'exploitation du Transporteur entraînent une augmentation du coût du transport pour la charge locale comme il est expliqué à la réponse 19.1, plus haut.

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

**Préambule :**

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Comme il l'a expliqué dans sa preuve (HQD-1, document 1, page 4, lignes 2 à 5), « le Distributeur a déclaré au Transporteur une puissance de 12,69 MW, ce qui correspond, d'une part, à la charge prévue en 2021 (en incluant les pertes de transport et de distribution) et, d'autre part, à la capacité maximale de la ligne qui est « d'environ 12 MVA ». Conformément aux exigences de l'Appendice J des Tarifs et conditions, la puissance ainsi déclarée correspond à « la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau. »**

**Comme le démontrent les analyses à cet égard (HQT-7, document 1, annexe A et HQT-13, document 1, annexe 1), avec une puissance déclarée de 12,69 MW l'impact marginal du raccordement sur le tarif de transport est pratiquement nul.**

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

**Réponse:**

**« Si une modification technique permettait d'augmenter la capacité de la ligne à 25 ou 30 MW »** mais que la charge maximale prévue était inférieure à cette valeur, la puissance déclarée devrait correspondre à **« la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau »**, soit la charge maximale prévue.

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

**Préambule :**

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

**Demandes :**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Réponse:**

**Voir HQT-13, document 1.**

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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

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

*Les actifs ont trois caractéristiques essentielles :*

- a) ils représentent un avantage futur en ce qu'ils pourront, seuls ou avec d'autres actifs, contribuer directement ou indirectement aux flux monétaires nets futurs dans le cas des entreprises à but lucratif, ou contribuer à la prestation des services dans le cas des organismes sans but lucratif;*
- b) l'entité est en mesure de contrôler l'accès à cet avantage;*
- c) l'opération ou le fait à l'origine du droit de l'entité de bénéficier de l'avantage, ou à l'origine du contrôle qu'elle a sur celui-ci, s'est déjà produit.*

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

**Demande :**

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

**Réponse:**

**Le Distributeur ne décèle aucune différence quant à la notion d'actif évoquée dans chacune des références indiquées par la Régie.**

**Le Distributeur rappelle les critères de capitalisation retenus par Hydro-Québec pour la reconnaissance d'un actif. Extraits du *Manuel des pratiques et conventions comptables d'Hydro-Québec*, ces critères sont conformes aux principes comptables généralement reconnus énoncés par l'ICCA et acceptés par les vérificateurs externes de l'entreprise.**

**Hydro-Québec retient donc deux critères de capitalisation:**

- 1. Respect de la notion d'actif**

Une dépense ou un bien respecte la notion d'actif, s'il comporte les trois caractéristiques suivantes:

- Il représente un avantage futur. En ce sens, il pourra, seul ou avec d'autres actifs, contribuer directement ou indirectement aux flux monétaires nets futurs, soit générer des fonds pour les opérations futures, réduire des coûts futurs ou en éviter l'accroissement.
- Il a une identité légale ou la Société en exerce le contrôle, donc le droit d'utilisation.
- Il a une durée de vie économique de plus d'un an.

Malgré des libellés qui peuvent quelquefois différer, en toutes circonstances, ce sont ces mêmes caractéristiques qui sont exigées pour le respect de la notion d'actif.

## 2. Importance relative des sommes en jeu

La dépense ou le bien n'est capitalisable que si son coût excède un certain seuil d'importance relative compte tenu de sa nature.

Bien qu'il ne soit pas spécifiquement énoncé dans le Manuel de l'ICCA, ce deuxième critère est appliqué par Hydro-Québec afin d'assurer l'efficacité de ses processus de comptabilisation et de contrôle liés aux actifs.

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

**Préambule :**

*« Le Distributeur inscrira sa contribution aux coûts de raccordement du village cri de Waskaganish au réseau de transport d'électricité dans ses registres comptables et à sa base de tarification, à titre de frais reportés, et il désire obtenir l'autorisation préalable de la Régie pour l'acquisition d'un tel actif réglementé. »*

**Demande :**

**23.1.** Veuillez préciser la notion d'actif réglementé, plus particulièrement s'il existe une différence entre un « actif » et un « actif réglementé », et de

quelle façon la contribution aux coûts de raccordement se rapproche des autres actifs réglementés présentés dans la base de tarification du distributeur.

**Réponse:**

Ici, la question porte davantage sur la classification des actifs que sur la notion d'actif. Un actif réglementé est d'abord un actif, conforme à la définition donnée en réponse à la question précédente, et qui sert aux activités réglementées d'Hydro-Québec, soit « à la fourniture, au transport [ou] à la distribution d'électricité » (*Loi sur la Régie de l'énergie*, article 1).

Dans la base de tarification du Distributeur, les actifs sont classifiés selon leur nature et leur finalité.

Ainsi, sous la rubrique *Immobilisations*, on retrouve les actifs corporels classifiés selon leur nature, tels les équipements de mesurage, les lignes de distribution aériennes et souterraines, les actifs des réseaux autonomes, les actifs de soutien, etc..

Sous la rubrique *Dépenses non amorties et autres actifs*, on retrouve les actifs incorporels, les frais reportés et les passifs découlant des avantages sociaux et les actifs réglementaires. Cette dernière catégorie d'actif regroupe les actifs incorporels ou frais reportés découlant directement de décisions réglementaires. C'est ainsi qu'on y regroupe les frais reportés découlant des programmes commerciaux affectant les conditions tarifaires de distribution, les frais reportés découlant de l'approbation par la Régie du Plan global en efficacité énergétique et, dans le présent dossier, la contribution exigée par la Transporteur pour le raccordement du village de Waskaganish au réseau de transport, conformément aux exigences de la Régie en matière d'ajouts au réseau de transport.