

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

- 1 Références : (i) Demande du Transporteur selon l'article 73 de la Loi, page 2, par. 8**
(ii) Demande du Transporteur selon l'article 73 de la Loi, page 4

Préambule :

En référence (i) le Transporteur spécifie que « la présente demande d'autorisation ne vise, en conséquence, que les installations au poste de la Nemiscau, la ligne de transport entre le poste de transport élévateur de tension de l'Eastmain-1 et le poste de la Nemiscau et les travaux requis aux postes de Hertel, de Radisson, de la Chamouchouane, de La Vérendrye et de La Prairie. »

Il demande en outre à la Régie, en référence (ii) « l'autorisation requise en vertu de l'article 73 de la Loi afin de réaliser le projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 et les autres travaux conformément à la preuve soumise à l'appui de la présente demande ».

Demande :

1.1 Veuillez préciser la nature des « *autres travaux* » dont il est question à la référence (ii).

R1.1 Les «*autres travaux*» dont il est question à la référence (ii) correspondent à ceux énumérés en référence (i).

- 2 Référence : HQT-4, document 1, pages 8 à 10**

Préambule :

Le Transporteur présente le choix des caractéristiques de la ligne et fait état des coûts et pertes associés au choix de la tension (tableau 1), au choix du calibre des conducteurs (tableau 2) et au choix du type de ligne (tableau 3).

Dans le choix du niveau de tension, le Transporteur mentionne :

« Les pertes ont été évaluées en considérant la production combinée des deux centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A, soit une puissance de 1280MW débutant potentiellement en 2006. »

Demandes :

2.1 Veuillez fournir les données de base ainsi que le détail du calcul actualisé à 2006 des pertes, pour chacune des composantes des lignes et conducteurs faisant l'objet des tableaux 1 à 3 des pages 8 et 10 de la pièce citée en référence. En particulier, pour ce qui est des pertes, veuillez détailler les quantités en puissance et en énergie, le coût unitaire de puissance et d'énergie, le taux d'actualisation, le taux d'inflation et tout autre paramètre pertinent associé à leur calcul. Veuillez présenter ces données sous forme d'un fichier Excel.

R2.1 Le fichier de calcul Excel utilisé pour obtenir les résultats présentés aux tableaux 1, 2 et 3 est déposé au soutien des présentes comme Annexe A.

2.2 Veuillez présenter le tableau 1 en ne considérant que les pertes dues à la centrale Eastmain-1 (EM-1).

R2.2 Pour établir les pertes sur la ligne Eastmain-Nemiscau en ne considérant que les 480 MW de puissance de la centrale de l'Eastmain-1, un facteur d'utilisation de 64 % a été considéré, soit une production annuelle de 2,7 TWh.

Les pertes sur la ligne pour un transit de 480 MW ont été calculées en appliquant un facteur de correction aux pertes obtenues antérieurement pour un transit de 1280 MW.

	Coût de Construction M\$ (act.2006)	Perte M\$ (act 2006)	Total M\$ (act. 2006)
Biterne 315 kV (2*1354 MCM/phase)	56	5	61
Biterne 230 kV (2*1354 MCM/phase)	40	9	49

3 Référence : HQT-4, document 1, Annexe A : Études d'impact, pages 7 et 8

Préambule :

Au sujet des pertes de transport, le Transporteur « *évalue le facteur de pertes à 0,433 et les pertes en énergie dues à Eastmain-1 à 0,13 TWh annuellement.* »

Le Transporteur affirme également que les trois centrales LG-1, LG-2 et LG-2A, qui totalisent présentement 8 772 MW et 44,3 TWh verraient leur facteur d'utilisation combiné passer de 0,58 à 0,65.

Il conclut que « *Selon l'hypothèse retenue, les deux projets à l'étude totaliseraient, globalement, des pertes en énergie de 0,77 TWh, soit 6,0 % de l'apport total de 12,8 TWh.* »

Il présente également un récapitulatif des pertes (Tableau 1).

Demandes :

3.1 Veuillez préciser les facteurs d'utilisation des centrales EM-1 et EM-1-A à partir de la mise en exploitation de la centrale EM-1-A.

R3.1 L'étude d'impact a été réalisée en 2002 en considérant que le facteur d'utilisation de la centrale de l'Eastmain-1A est le même que celui de la centrale de l'Eastmain-1 (avant les nouveaux apports), soit 0,64.

Toutefois, tel que précisé en réponse à la question 6.1 ci-après, le facteur d'utilisation des deux centrales est actuellement évalué à 0,47 avec la mise en exploitation de la centrale de l'Eastmain-1A.

3.2 Veuillez confirmer que le facteur de pertes est identique pour les centrales EM-1 et EM-1-A.

R3.2 Aux fins de la réalisation de l'étude d'impact citée en référence, un facteur de pertes identique pour les deux centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1A est utilisé.

3.3 Veuillez préciser si le Tableau 1 tient compte d'une réduction de la production d'énergie de la centrale EM-1 à partir de la mise en exploitation de la centrale EM-1-A. Si ce n'est pas le cas, veuillez fournir un tableau indiquant, à partir de la mise en exploitation de la centrale EM-1-A, la puissance, l'énergie et le facteur d'utilisation correspondant aux centrales EM-1, EM-1A, LG-1 et LG-2, et le total EM-1, EM-1-A, LG-1, LG-2 et LG-2-A.

R3.3 Le tableau 1 de la pièce HQT-4, document 1, Annexe A ne tient pas compte d'une réduction de la production d'énergie de la centrale de l'Eastmain-1 à partir de la mise en exploitation de la centrale de l'Eastmain-1A. Les données fournies par le Producteur en novembre 2001, pour la réalisation de l'étude d'impact, ne faisaient pas mention d'une réduction de production de la centrale de l'Eastmain-1 avec la venue de la centrale de l'Eastmain-1A.

En ce qui a trait au tableau demandé, l'information requise n'est pas disponible au Transporteur puisqu'elle n'a pas été fournie par le Producteur lors de la réalisation de l'étude d'impact. Toutefois, en ce qui concerne la centrale de l'Eastmain-1A, les informations alors disponibles indiquaient une puissance de 800 MW et 10,1 TWh d'énergie, incluant les gains réalisés aux centrales LG-1, LG-2 et LG- 2A.

3.4 Veuillez expliquer pourquoi la centrale LG-2-A ne figure pas au Tableau 1.

R3.4 Il faut préciser qu'il n'est pas possible d'associer une énergie annuelle à la centrale LG-2 et à la centrale LG-2A, puisque cette donnée du Producteur n'est disponible que pour l'ensemble du réservoir.

**4 Référence : HQT-4, document 1, annexe A : Études d'impact,
page 4**

Préambule :

« Au total, le réseau d'intégration nécessitera 140 millions d'investissements évalués en dollars de 2001. Ces investissements peuvent être répartis de la façon suivante : »

	Poste	Ligne	Total
Eastmain-1 en 2008	72	44	116
Eastmain-1-A en 2010	17	1	18
Total	89	45	134

Demande :

4.1 Veuillez expliquer la différence entre le montant de 140 M\$ (\$ 2001) de la citation et celui de 134 M\$ (\$ 2001) du tableau.

R4.1 **Une erreur s'est glissée dans la réalisation de l'étude d'impact. Le montant de 134 M\$ (\$ 2001) présenté au tableau correspond à la bonne valeur.**

**5 Références : (i) HQT-2, document 1, page 7
 (ii) HQT-5, document 1, pages 14**

Préambule :

Aux références (i) et (ii), le Transporteur fait état des objectifs visés par le projet, à savoir l'intégration des 480 MW de production de la centrale EM-1, prévoyant un aménagement qui facilitera l'intégration des futures centrales EM-1-A et de la Sarcelle. Le Transporteur spécifie en référence (ii) que l'intégration des centrales EM-1-A et de la Sarcelle est prévue à la demande du client, Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur).

Demandes :

5.1 Veuillez fournir l'estimation des coûts liés à l'intégration de EM-1 seulement, pour 2006.

R5.1 L'estimation des coûts liés uniquement à l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 est de 143,1 M\$. Les équipements devancés sont évalués à 2,6 M\$ et sont identifiés à la réponse du Transporteur à la question 5.2 ci-dessous.

5.2 Veuillez préciser les conséquences de l'exigence du Producteur en termes d'équipements et de coût.

R5.2 Le choix des équipements à installer en 2006 à été fait judicieusement en ne considérant que l'installation des équipements essentiels ou pour lesquels il y avait un intérêt à devancer la réalisation en 2006. Il s'agit d'une pratique conforme à ce qui est réalisé dans l'industrie et qui consiste à optimiser les interventions sur le réseau.

Les équipements de compensation réactive installés aux postes de la Chamouchouane, de La Vérendrye et de Hertel couvrent uniquement les besoins pour l'intégration des 480 MW de production de la centrale de l'Eastmain-1.

Au poste de départ de la centrale de l'Eastmain-1, les installations devancées correspondent à l'ajout d'un bâtiment permettant de regrouper les protections actuelles et celles requises aux fins de l'intégration de la puissance des futures centrales de l'Eastmain-1A et de la Sarcelle. L'installation de deux sectionneurs à 315 kV est également devancée afin d'utiliser le deuxième terre de la ligne à 315 kV Eastmain-1-Nemiscau dès 2006. Le coût estimé pour accroître les dimensions du bâtiment, basé sur un coût moyen au m², est évalué à 0,08 M\$ alors que le coût des appareils devancés est estimé à environ 0,25 M\$.

Nonobstant la demande du Producteur, le Transporteur aurait utilisé les pylônes et les conducteurs initialement approvisionnés aux fins de la construction de la ligne Grand-Brûlé-Vignan, même si ces pylônes sont de type biterne. Ces équipements sont présentement entreposés et il est préférable de les réutiliser dès que possible pour éviter une dégradation. C'est d'ailleurs ce type de pylône qui a été retenu pour l'intégration de la centrale de la Toulnostouc même si une ligne monoterne était requise. Considérant la demande du Producteur, le Transporteur considère davantage approprié de construire une ligne biterne en 2006. Les risques financiers seraient plus considérables de construire une monoterne à 315 kV et de devoir en construire une deuxième avec l'arrivée de la centrale de l'Eastmain-1A. Il est à souligner que cette deuxième ligne n'est en outre pas prévue à la Convention de la Baie James et du nord Québécois. Aussi, étant donné que la mise en service de l'Eastmain-1A est prévue pour 2010, il s'avérerait préférable d'installer immédiatement le deuxième terne pour 2006 plutôt que d'être contraint d'ouvrir un autre chantier pour installer le 2^e terne, sans compter les contraintes additionnelles de travailler avec un circuit sous-tension. L'estimation des coûts pour installer le 2^{ième} terne lors d'un second chantier est de 2,5 M\$ alors qu'il n'est que de 1,5 M\$ pour l'installer en 2006.

Quant au poste de la Nemiscau, il est nécessaire, selon les pratiques du Transporteur, d'installer deux transformateurs 735-315 kV pour assurer une intégration ferme de la puissance de la centrale de l'Eastmain-1. De plus, il est fort probable que même sans la demande du Producteur, le Transporteur aurait utilisé des transformateurs de 1100 ou 1650 MVA afin de profiter de la disponibilité de certains de ces appareils et pour pouvoir compter en urgence sur un bassin d'appareils présentement en réseau. Puisque le Transporteur privilégie, pour les motifs susmentionnés, l'utilisation du deuxième terne de la ligne biterne, il devance par conséquent à 2006 l'ajout d'un disjoncteur et de trois sectionneurs à 315 kV. Le coût pour installer ces appareils dès 2006 est évalué à 0,78 M\$.

Quant aux travaux de retrait des transformateurs aux postes de Hertel et de Radisson, ils sont réalisés uniquement dans le but de libérer des transformateurs qui seront utilisés au poste de la

Nemiscau. Le retrait des transformateurs ne fait pas suite à la demande du Producteur, mais s'inscrit dans une saine gestion des équipements du Transporteur.

Enfin, le Transporteur tient à préciser que tous les coûts découlant des travaux visant l'intégration des futures centrales de l'Eastmain-1A et de la Sarcelle seront supportés entièrement et uniquement par le Producteur, puisque ces derniers sont prévus à la garantie d'achat incluse à l'entente de raccordement. Aucun autre client du Transporteur ne supportera les coûts reliés au devancement de certains travaux suite à la demande du Producteur.

6 Référence : HQT-5, document 1, page 5

Préambule :

« La centrale de l'Eastmain-1 dans sa version actuelle est une centrale extérieure composée de trois groupes turbine alternateurs de 160 MW. L'énergie annuelle produite par la centrale est présentement évaluée à 2,7 TWh mais sera réduite à 2,0 TWh lors de la mise en exploitation de la centrale de l'Eastmain-1-A. »

Demande :

6.1 Veuillez expliquer la réduction de production de 2,7 TWh à 2,0 TWh prévue pour la centrale EM-1, lors de la mise en exploitation de la centrale EM-1-A.

R6.1 Selon les données fournies au Transporteur par le client, avec le projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation de la rivière Rupert, les centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1A produiront, à hydraulité moyenne, environ 5,1 TWh par année.

La production de la centrale de l'Eastmain-1 passera de 2,7 à 2,0 TWh de façon à avoir un facteur d'utilisation d'environ 0,47,

équivalent à celui de la centrale de l'Eastmain-1-A qui produira environ 3,1 TWh par année.

- 7 Références :** (i) **Dossiers R-3497-2002 et R-3512-2003**
(ii) **HQT-6, document 1, pages 7 à 12 et annexe A**

Préambule :

Les projets d'investissements à Tournustouc (dossier R-3497-2002) et Waskaganish (dossier R-3512-2003) incluaient des *Frais généraux* dans leurs coûts de projets, lesquels *Frais généraux* représentaient respectivement 1,8 % et 1,7 % desdits coûts.

À la référence (ii), le Transporteur mentionne que les principales composantes de coût du projet sont les suivantes :

- 1) Approvisionnement et construction;
- 2) Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet;
- 3) Frais financiers;
- 4) Autres coûts directs;
- 5) Provision.

Les « *Autres coûts directs* » regroupent notamment les éléments suivants :

- Gestion des matières dangereuses;
- Fourniture de matériel (différent de l'entrepôt du Bout de l'Île);
- Matériel à projets et guichet unique (entrepôt du 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 2,6 M\$ et représentent 1,8 % du coût total du projet.

Demandes :

- 7.1** Veuillez indiquer où se retrouvent les frais généraux dans les projections présentées à la pièce HQT-6, document 1, annexe A et préciser leur valeur monétaire.

R7.1 La rubrique des «frais généraux», qui se retrouve dans les dossiers des projets d'investissements de Tournustouc (dossier

R-3497-2002) et de Waskaganish (dossier R-3512-2003), correspond à la rubrique «autres coûts directs» qui figure dans les projections financières présentées à la pièce HQT-6, document 1, Annexe A du présent dossier. Cette nomenclature est plus représentative de la nature des composantes de coût qui constituent la rubrique.

Voir également la réponse à la question 7.2 ci-après.

7.2 Veuillez expliquer pourquoi chacun des éléments regroupés dans les « Autres coûts directs » constituent des coûts directs plutôt que des Frais généraux.

R7.2 Les éléments regroupés dans les «autres coûts directs» sont des activités directement reliées et facturables à la réalisation du projet. On y retrouve les éléments indiqués en préambule:

- Gestion des matières dangereuses;
- Fourniture de matériel (différent de l'entrepôt du Bout de l'Île);
- Matériel à projets et guichet unique (entrepôt du 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).

Quant aux «frais généraux», ce sont des coûts indirects difficilement attribuables à un projet spécifique. Ils sont inclus dans le taux de prestation de la division Hydro-Québec Équipement et sont constitués des items suivants:

- Services généraux
 - Espaces planchers
 - Reprographie, aménagements, etc.
- Informatique et télécommunications
 - Bureautique, développement de solutions informatiques, etc.

- Télécommunications
 - Communications spécialisées.
 - Amortissement informatique et équipement de bureau
 - Services comptables et frais corporatif VP finances
 - Produits Ressources humaines
 - Frais généraux de la division Hydro-Québec Équipement
- 8 **Références :** (i) HQT-4, document 1, page 17
(ii) HQT-6, document 1, page 6
(iii) Dossier R-3497-2002, pièce HQT-5,
document 1, page 8
(iv) Dossier R-3497-2002, pièce HQT-6, document
1, page 7

Préambule :

Le Transporteur indique en référence (i) que la solution retenue consiste à construire une ligne biterne d'une longueur de 59 km, et que le coût de cette ligne, détaillé en référence (ii), sera de 49 176 200 \$.

En fonction de ces informations, le coût unitaire de construction de la ligne EM-1 – Nemiscau est évalué à environ 833 k\$/km pour une mise en service en 2006.

En comparaison, le coût unitaire de construction de la ligne Toulnostouc-Micoua est évalué, à partir des données des références (iii) et (iv) à environ 622 k\$/km pour une mise en service en 2005.

Demande :

8.1 Veuillez comparer ces coûts unitaires de construction et élaborer sur les différences observées.

R8.1 **La ligne Eastmain-1 – Nemiscau est une ligne biterne à deux (2) conducteurs par phase, donc 12 conducteurs.**

La ligne mentionnée en comparaison (Toulnostouc – Micoua) est équivalente à une ligne monoterne à six (6) conducteurs. Compte

tenu que les pylônes, les conducteurs et les accessoires proviennent du projet Grand Brûlé – Vignan (315 kV biterne), le coût imputé au projet à été réduit de 7,2 M\$ afin de refléter le coût comparable d'une ligne à 315 kV en acier, simple terne. Le coût relié à l'installation du câble de garde à fibres optiques pour les télécommunications évalué à 3,2 M\$ est également exclu.

En ajoutant ces coûts de 7,2M\$ et de 3,2M\$, le coût unitaire de la ligne Touloustouc – Micoua serait de 809 k\$/km. De plus, en additionnant les coûts attribuables à l'achat et l'installation de douze conducteurs au lieu de six, évalué sommairement à 5M\$, le coût unitaire serait de l'ordre 900k\$/km.

En outre, le Transporteur tient à préciser qu'il est normal que le coût unitaire d'une ligne varie en fonction du projet sous étude. En effet, plusieurs facteurs peuvent influencer le coût dont, notamment, l'emplacement géographique et la nature du sol.

8.2 Veuillez indiquer si un balisage des coûts unitaires de construction au Canada a déjà été réalisé. Si oui, veuillez élaborer sur les différences observées avec les coûts du présent projet.

R8.2 Le Transporteur amorce présentement un exercice en ce sens mais aucune donnée ne sera disponible avant la fin de 2004.

9 Référence : HQT-4, document 1, page 12

Préambule :

Le Transporteur élabore sur l'installation prévue au poste de la Nemiscau.

« [...] deux variantes ont été envisagées pour le poste de la Nemiscau :

Variante 1 - Acquisition de six (6) transformateurs monophasés

Variante 2 - Relocalisation d'appareils de transformation du réseau présentement entreposés ou rendus disponibles.

Les transformateurs de la variante 2 pourraient provenir soit de la banque d'appareillage majeure, soit des postes de Radisson et Hertel. En effet, trois transformateurs monophasés 735-315 kV de 1100 MVA sont actuellement entreposés à la suite du report du projet Grand-Brûlé–Vignan; ces

transformateurs pourraient donc être utilisés immédiatement au poste de la Nemiscau.

Deux autres transformateurs monophasés pourraient provenir du poste Hertel puisque le Transporteur prévoit remplacer éventuellement six transformateurs monophasés 735-315 kV de 1650 MVA afin de limiter le court-circuit sur le jeu de barres à 315 kV du poste Hertel. Il serait alors possible de devancer le remplacement de deux phases 735-315 kV dans le but de les relocaliser au poste de la Nemiscau. Le troisième transformateur monophasé 735-315 kV proviendrait du poste de Radisson, où il est présentement mis en réserve. »

Demandes :

9.1 Veuillez justifier l'installation de six transformateurs monophasés plutôt que quatre, soit un par phase, avec une phase de réserve.

R9.1 **Tel qu'indiqué à la page 12 de la pièce HQT-4, document 1, la production des centrales est intégrée de façon ferme dans les postes à 735 kV, selon les pratiques habituelles du Transporteur. En ce sens, le Transporteur n'a pas considéré une intégration avec 4 transformateurs monophasés.**

9.2 Veuillez indiquer si le transformateur de réserve au poste Radisson doit être remplacé. Veuillez élaborer.

R9.2 **Non, l'unité de transformation monophasée 735-315 kV du poste de Radisson ne sera pas remplacée. Cette unité fait partie d'un ensemble de trois transformateurs monophasés dont la fonction principale est de servir de rechange pour les autres unités. Une de ces unités a déjà été déplacée au poste Hertel pour remplacer une unité défectueuse. Une fois le projet d'intégration de l'Eastmain-1 complété, une seule unité de cet ensemble sera disponible au poste de Radisson comme rechange pour les six unités monophasées restantes.**

10 **Référence : HQT-4, document 1, page 14**

Préambule :

Le Transporteur présente la comparaison économique des variantes pour l'installation au poste de la Nemiscau.

Demandes :

10.1 Pour l'option #1, veuillez justifier l'achat de six unités monophasées de 1 100 MW. Veuillez notamment comparer avec la possibilité d'utiliser les trois unités monophasées déjà disponibles et d'acheter les trois unités manquantes.

R10.1 La variante no 1 est une variante dans laquelle l'intégration de la centrale est prise isolément sans tenir compte des équipements du réseau qui sont disponibles et qui devront être remplacés.

Ainsi, l'acquisition de nouveaux transformateurs au poste de la Nemiscau nécessiterait de prévoir une capacité des transformateurs qui serait adéquate pour intégrer éventuellement la production des trois centrales de l'Eastmain-1, de l'Eastmain-1A et de la Sarcelle, soit 1388 MW (480 + 768 +140) selon la demande du client. De plus, le Transporteur juge préférable à long terme de disposer d'unités identiques afin de permettre la reconstruction d'un transformateur advenant la défaillance simultanée de deux unités sur deux transformateurs différents. C'est dans cet optique que l'acquisition de six nouvelles unités a été considérée.

Si l'on devait, tel que proposé, installer un transformateur de 1100 MVA (et non 1100 MW) disponible et acquérir un nouveau transformateur au poste de la Nemiscau, ce dernier devrait avoir une capacité supérieure pour accommoder la production des trois centrales. Si l'on opte pour une capacité de 1650 MVA, il sera possible de remplacer éventuellement le transformateur de 1100 MVA par un 1650 MVA disponible du réseau. Par contre, si l'on opte pour une puissance spécifique, on ne pourra pas réutiliser les appareils du réseau et obtenir la possibilité de reconstruire un transformateur advenant la défaillance simultanée sur deux unités de deux transformateur différents. À titre d'information, le coût de cette solution serait de l'ordre de 5 320 k\$ en utilisant les mêmes paramètres que les autres variantes du tableau 4.

Le Transporteur souhaite éviter l'acquisition de nouvelles unités de 11% à 735-315 kV compte tenu de la disponibilité de plusieurs unités présentement entreposées et du fait qu'il devra procéder à d'autres retraits de ces transformateurs en fonction de la croissance du court-circuit dans les postes de charge. Il s'agit d'une gestion prudente et économique du parc d'équipements du Transporteur. De plus, le Transporteur a

considéré, à la variante 2 du tableau 4, un devancement de remplacement du transformateur de 13 ans. Or, ce remplacement pourrait s'effectuer beaucoup plus tôt advenant une croissance plus grande de la charge ou un bris majeur sur un des transformateurs de 1650 MVA de 11%. En pareille éventualité, le coût de la variante 2 s'en verrait diminué.

10.2 Pour l'option #2, veuillez justifier les montants correspondant aux valeurs résiduelles. Veuillez notamment expliquer la valeur résiduelle associée à un équipement dont le coût d'achat est nul.

R10.2 La valeur résiduelle des transformateurs des postes de Hertel et de Radisson devrait être nulle car ces transformateurs sont disponibles.

10.3 Veuillez détailler le coût de devancement de trois unités monophasées et présenter les données de base retenues.

R10.3 Le coût de devancement a été établi en faisant la différence entre la valeur actualisée en 2003 de l'acquisition du transformateur en 2006 et la valeur actualisée en 2003 de cette même acquisition en 2019.

Paramètres économiques utilisés

-Inflation

- 2002-2003	2,1 %
- 2003-2004	2,2 %
- 2004-2005	0,7 %
- 2005-2006	1,9 %
- 2006-2019	2,6 %

-Répartition des coûts

- Année de mise en service	73 %
- Année de mise en service -1	22 %
- Année de mise en service -2	5 %

- Taux d'actualisation

-	7,7 %
---	-------

**-Coût d'acquisition de trois unités monophasées 735-315 kV,
1650 MVA/3**

- 9 965 k\$ constant 2002

Calcul

- Acquisition en 2006 (act en 2003) $9\,965\text{k\$} * 0,874 = 8\,709\text{ k\$}$

- Acquisition en 2019 (act en 2003) $9\,965\text{k\$} * 0,466 = \underline{4\,644\text{ k\$}}$

Coût de devancement **4 065 k\$**

Au moment de la réalisation de l'étude, un taux de 7,7% avait été utilisé. En corrigeant ce taux avec celui du coût en capital prospectif, soit 8,08%, on obtient un coût de devancement de 4658 k\$. Il est à noter que les conclusions sont les mêmes quelque soit le taux utilisé.

11 Référence : HQT-5, document 1, page 8

Préambule :

Lors de l'avant-projet préliminaire de 1995, le Transporteur prévoyait utiliser, pour les pylônes d'alignement, des pylônes en treillis métalliques retenus par des haubans. Cependant, la disponibilité d'équipements, rendue possible suite au report du projet Grand-Brûlé-Vignan, permet la réutilisation des pylônes, des câbles et des accessoires approvisionnés dans le cadre de ce projet et qui sont présentement entreposés. Les pylônes de la ligne EM-1-Nemiscau seront donc en treillis métalliques de type autoporteur, c'est-à-dire reposant sur quatre pieds, plutôt que retenus par des haubans.

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer le coût d'une ligne sur pylônes en treillis métalliques de type autoporteur et le coût d'une ligne sur treillis métalliques avec haubans.

R11.1 **Le coût d'une ligne sur pylônes en treillis métalliques de type autoporteur est de 49,2 M\$.**

Le coût d'une ligne sur treillis métalliques avec haubans est de 46,9 M\$.

11.2 Préciser le coût retenu dans le cadre du présent projet.

R11.2 **Le coût prévu pour la ligne est de 49,2 M\$.**

12 **Référence : HQT-5, document 1, page 10**

Préambule :

Le projet au poste Hertel, consiste à retirer les deux unités monophasées de transformation 735-315 kV installées à la position T-3 et à installer à cette position trois nouvelles unités de 20% d'impédance.

Demandes :

12.1 Veuillez indiquer si les nouvelles unités ont la même impédance que les autres unités du poste Hertel. Si les impédances sont différentes, veuillez indiquer s'il y a des conséquences techniques.

R12.1 **Le poste de Hertel comprend trois ensembles de trois transformateurs monophasés 735-315 kV. Un de ces ensembles possède une impédance de 20 % alors que les deux autres ont une impédance de 11%. En réalisant le présent projet, il ne restera qu'un ensemble ayant une impédance de 11%.**

On peut identifier trois conséquences techniques au fait d'avoir des ensembles avec des impédances différentes ;

- Une répartition non uniforme de la charge entre les appareils, donc une surcharge prématurée des appareils de faible impédance.
- L'impossibilité de reconstituer un ensemble de transformateurs monophasés si ceux-ci n'ont pas la même impédance.
- Charge additionnelle sur le transformateur provenant de la circulation de la puissance réactive entre les unités.

12.2 Veuillez expliquer cette opération de retrait de deux unités et d'ajout de trois unités.

R12.2 Actuellement, le transformateur T-3 du poste Hertel est composé de trois unités monophasées (T3-B, T3-C) et d'une unité localisée à la position T-1 et raccordée par des jeux de barres. L'unité T3-A a été retirée à la suite d'un bris majeur.

Le projet consiste donc :

- à retirer les unités de T3 installées aux positions T3-B et T3-C ;
- à installer trois nouvelles unités aux positions T3-A, T3-B T3-C ; et
- à conserver l'unité installée à la position T-1 pour servir de relève au transformateur T-2.

13 Référence : HQT-5, document 1, page 15

Préambule :

Le Transporteur mentionne que le projet présenté utilise un transformateur qui devra éventuellement être retiré du poste Hertel afin de limiter la puissance de court-circuit sur les jeux de barres à 315 kV. Il ajoute de plus que, puisque ce transformateur ne peut être utilisé que pour des projets de centrale, il s'avère avantageux d'en devancer le remplacement.

Demandes :

13.1 Veuillez élaborer sur les particularités de ce transformateur qui font en sorte qu'il ne puisse être utilisé que pour des projets de centrales.

R13.1 **Le niveau de charge dans les postes de charges à 735 kV oblige le Transporteur, dans certains cas, à exploiter en parallèle plus de deux transformateurs à 735 kV. Au début des années 1980, il est devenu nécessaire d'augmenter l'impédance des gros transformateurs à 735 kV, situés près de la charge, de 11% à 20%. Cette augmentation visait à limiter le court-circuit sur les jeux de barres secondaires et permettre l'exploitation en parallèle d'au moins trois transformateurs à 735 kV. Jusqu'à maintenant, il a été possible de relocaliser ces transformateurs de 11% près des centrales compte tenu d'un court-circuit à 735 kV généralement plus faible et de la possibilité de connaître à long terme le nombre de transformateurs.**

Le remplacement des transformateurs s'est fait graduellement en favorisant leur réutilisation dans les projets d'intégration de centrales et en ne procédant pas à l'approvisionnement des unités de 11% mises au rebut à la suite d'une défaillance majeure.

Cette pratique témoigne de la gestion prudente et efficace du Transporteur au bénéfice de ses clients.

13.2 Veuillez indiquer le nombre d'années de devancement dont il est ici question.

R13.2 **Tel qu'indiqué à la page 14 de la pièce HQT-4, document 1, un devancement de 2019 à 2006 a été considéré pour les fins de l'analyse économique.**

14 **Référence : HQT-5, document 1, page 13**

Préambule :

Le Transporteur mentionne que les critères du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) auxquels il adhère ne permettent pas qu'un défaut en simple contingence sur le réseau troncal entraîne une perte de charge. Le réseau

troncal est l'ossature du réseau principal où les perturbations ont une incidence sur les réseaux interconnectés.

Le Transporteur ajoute que pour se conformer aux critères du NPCC, la solution retenue consiste à ajouter un deuxième disjoncteur à 735 kV à proximité du disjoncteur problématique.

Demands :

14.1 Veuillez préciser le critère du NPCC dont il est question en référence.

R14.1 Le Transporteur fait référence au critère défini à l'article 5.2 b du NPCC Document A-2 – Basic Criteria for Design and Opération of Interconnected Power Systems.

Ce critère est rédigé de la façon suivante :

«Line and equipment loadings shall be within normal limits for predisturbance conditions and within applicable emergency limits for the system conditions that exist following the contingencies specified in 5.1.»

Les limites d'urgence applicables étant définies ainsi :

«Emergency limit are those which can be utilized for the time required to take action corrective action, but in no case less than five minutes.»

La contingence en 5.1 dont il est question est le défaut d'un disjoncteur à 735 kV entre deux transformateurs de puissance.

14.2 Veuillez indiquer s'il existe un critère propre au Transporteur portant sur le point particulier auquel il fait référence. Si oui, veuillez présenter ce critère.

R14.2 Non, le Transporteur applique le critère du NPCC décrit à la réponse du Transporteur à la question 14.1 ci-dessus.

15 Référence : HQT-7, document 2, annexe IV de l'entente, page 2

Préambule :

« Dans le cas où la Centrale est retenue, en totalité ou en partie, par Hydro-Québec Distribution comme source d'approvisionnement en électricité dans le cadre d'un appel d'offres, l'Engagement annuel d'achat Eastmain-1 sera réduit dans une proportion égale à la quantité de MW de la Centrale qui sera retenue par Hydro-Québec Distribution. »

Demande:

15.1 Veuillez élaborer sur le fait que la réduction prévue sera proportionnelle à la quantité de MW retenue par HQD pour la seule centrale EM-1.

R15.1 Étant donné que le terme "Centrale" utilisé au premier paragraphe de l'engagement d'achat de l'Eastmain-1 est défini dans le préambule comme la "centrale EM-1" et que l'engagement d'achat ne vise que la centrale de EM-1, la réduction de l'engagement annuel d'achat du Producteur serait proportionnelle à la quantité retenue par le Distributeur pour la seule centrale de EM-1.

16 Références : (i) HQT-6, document 1, annexe A
(ii) HQT-7, document 2, Entente de raccordement pour l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 entre Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro Québec Production, annexe 3, page 23

Préambule :

Le Transporteur présente à la référence (i) les coûts annuel du projet et, à la référence (ii), l'entente de raccordement pour l'intégration de la centrale entre le Transporteur et Hydro-Québec Production.

Le tableau ci après compare les coûts présentés par le Transporteur à ces deux références.

ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX		
	Référence (iii)	Référence (i)
Poste de départ de l'Eastmain-1	35,0 M\$	34,9 M\$
Ligne Eastmain-1 - Nemiscau 315 kV	49,2 M\$	49,2 M\$
Poste Nemiscau 735-315 kV	37,4M\$	33,0 M\$
Poste Chamouchouane 735 kV	2,3 M\$	2,2 M\$
Poste La Vérendrye 735 kV	2,1 M\$	2,1 M\$
Poste Radisson	0,9 M\$	0,9 M\$
Poste Hertel 735 -315 kV	10,9 M\$	23,1 M\$
Poste La Prairie	0,3 M\$	0,3 M\$
Équipements de télécommunication	10,0 M\$	-
Total des coûts estimés	148,1 M\$	145,7 M\$

Demandes :

16.1 Veuillez expliquer les écarts observés au tableau présenté en préambule.

R16.1 Les montants mentionnés à la référence (i) proviennent des estimations réalisées lors de l'avant-projet et sont précis à la centaine de dollars près. Ils représentent les nouveaux investissements requis pour l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1.

Quant au montant indiqué à la référence (ii), il représente l'estimation des coûts que doit supporter le client et prévus dans l'entente de raccordement et dans l'engagement d'achat.

Poste de départ de l'Eastmain-1

Les coûts devraient être identiques, soit 34,938 M\$. Dans l'entente de raccordement (ii), le montant a été arrondi au million près alors qu'il aurait fallu arrondir au dixième de million pour conserver l'uniformité.

Poste de la Nemiscau

Pour l'entente de raccordement (ii), le Transporteur a imputé à l'intégration le coût résiduel des transformateurs installés au poste de la Nemiscau et a chargé le coût de devancement du transformateur au poste Hertel.

Coût de la référence (i)	: 33,1 M\$ (note 1)
Valeur aux livres du transformateur de Radisson	: 1,2 M\$
Valeur aux livres du transformateur de Hertel	: 0,8 M\$
Valeur aux livres des trois transformateurs de la banque	: <u>2,3 M\$ (note 2)</u>
	37,4 M\$

Note 1 – Le coût du poste a été arrondi à 33,1 M\$ au lieu de 33,0 M\$.

Note 2 – La valeur aux livres des trois phases devrait être de 0,746 M\$ pour les trois phases.

Poste Chamouchouane

La différence est attribuable à l'arrondissement.

Poste Hertel

Pour l'entente (réf.ii), le Transporteur a imputé à l'intégration de la centrale les coûts de l'addition de la batterie de condensateurs, le coût de devancement de deux unités de transformation monophasées de 2019 à 2006, moins un crédit pour les disjoncteurs qui seront retirés lors de l'addition de la nouvelle batterie.

Addition de la batterie de condensateurs	: 6.8 M\$
Coût de devancement de 2019 à 2006	: 4,4 M\$
Valeur aux livres des disjoncteurs retirés	: <u>-0,3 M\$</u>
	10,9 M\$

Équipements de télécommunications

Ces coûts n'étant pas réglementés, ils ne sont pas inclus dans le coût du projet soumis à la Régie puisque l'acquisition et la construction de ces actifs ne sont pas visées par l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Ils sont toutefois inclus dans l'entente de raccordement afin de s'assurer que les coûts sont défrayés par le Producteur.

16.2 Veuillez préciser si les coûts des équipements récupérés et les équipements en inventaire qui sont pris en compte dans le projet sont basés sur leur valeur nette comptable ou sur leur valeur marchande.

R16.2 Tel que mentionné à la page 11 de la pièce HQT-4, document 1, les équipements en inventaire qui sont pris en compte dans le projet sont basés sur leur valeur nette comptable.

17 Référence : HQT-4, document 1, page 11

Préambule :

« L'entreposage n'est pas exempt de risques et entraîne des frais d'entreposage et d'intérêt. »

Demandes :

17.1 Veuillez détailler les risques associés à l'entreposage.

R17.1 Les risques associés à l'entreposage sont les suivants :

Diminution de la durée de vie des composantes

L'entreposage se fait normalement sur une très courte période entre la réception du fabricant et la remise à l'entrepreneur pour construction. Toutefois, lorsque requis, l'entreposage se fait par regroupement et empilement des pièces, ce qui peut entraîner la corrosion des pièces suite à l'effet d'une condensation accrue.

Désuétude

L'évolution et les changements des critères de conception rendent éventuellement désuètes et inutilisables certaines ou l'ensemble des composantes.

Dommmages

Des dommages aux pièces peuvent survenir l'hiver lors du déblaiement de la neige, lors du ré-empilement des composantes lorsque les pièces de bois utilisées pour l'empilement doivent être remplacées, ou encore lorsque les empilements deviennent instables suite aux effets du gel et dégel du sol.

Les emballages des pièces plus petites telles les boulons et autres pièces semblables ne sont pas conçus pour être entreposés sur de longues périodes. Ces emballages doivent être refaits et les pièces vérifiées .

17.2 Veuillez fournir la structure des frais d'entreposage.

R17.2 Les frais sont principalement attribuables à la réception, la manutention et l'expédition du matériel ainsi qu'à l'administration de ces activités. Lorsque le matériel est empilé, identifié et répertorié, les frais d'entreposage se limitent au déneigement, à l'entretien des empilements, à la vérification et au ré-emballage des petites pièces.

17.3 Veuillez indiquer, en % sur une base annuelle, ce que représentent les frais d'entreposage sur la valeur comptable des inventaires.

R17.3 Les frais annuels d'entreposage excluant la réception, la manutention et l'expédition du matériel sont inférieurs à 1% de la valeur comptable des composantes. Cependant, les pertes attribuables à la corrosion et à la désuétude peuvent s'avérer très importantes et augmentent avec la durée d'entreposage.

18.2 Veuillez confirmer que les montants associés à la taxe sur les services publics seront récupérés auprès du Producteur tel que prévu à la référence i).

R18.2 L'engagement d'achat comporte une clause de fixation et d'ajustement de l'engagement annuel d'achat du Producteur. Cette clause stipule que l'engagement annuel peut être révisé en fonction des "paramètres financiers fixés par la loi ou par la Régie de l'énergie du Québec."

En fonction de cette clause, le Transporteur a l'intention de récupérer la taxe sur les services publics auprès du Producteur.

18.3 Veuillez mettre à jour le montant de l'engagement annuel et les trois scénarios d'impact tarifaire de la référence (iii) en fonction de la dite taxe.

R18.3 Pour mesurer l'effet de la nouvelle taxe sur les services publics (TSP) dans l'évaluation d'impact tarifaire du projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1, les trois tableaux de la pièce HQT-7, Document 1, Annexe A, sont révisés en appliquant la TSP sur l'actif net au taux de 1,7 %. La prise en compte de la TSP modifie les revenus requis résiduels ainsi que le montant de l'engagement annuel d'achat de services de point à point par Hydro-Québec Production.

Le tableau 18.3A ci-dessous présente le scénario de respect de l'engagement annuel pendant 10 ans, avec un amortissement sur une durée de vie utile de 20 ans. Ce scénario est basé sur l'hypothèse que le client n'achètera pas de service de point à point au-delà de la onzième année. L'introduction de la TSP n'a pas d'impact significatif sur le tarif annuel (0,005 % en moyenne sur la période d'amortissement) et ne modifie donc pas les conclusions quant à l'impact tarifaire de ce scénario. En effet, pendant toute la durée de la garantie d'achat, le tarif annuel calculé en tenant compte de l'ensemble des dépenses assumées par TransÉnergie pour le raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 est constamment inférieur au tarif en vigueur de 72,91 \$/kW-an. À la suite de l'expiration de la garantie d'achat (onzième année), le tarif annuel connaît une légère hausse. Cependant, sur une période de 20 ans, la valeur actualisée du tarif demeure au même niveau que le tarif actuel.

Tableau 18.3A

**Impact tarifaire de la mise en service de Eastmain-1
Scénario 1 - Respect de l'engagement annuel pendant 10 ans
Durée de vie utile de 20 ans**

Hypothèses	Investissement à l'année 1 (M\$)	148,1 M\$ mise en service en 2006
	Tx actualisation nominal et tx de financement ¹	8,08%
	Entretien et exploitation ²	1,5%
	Taxe sur le capital	0,60%
	Taxe sur les services publics	1,70%
	Nbre années	20

Années	Amort.	Amort.	Actif net	Coût du	Sous total	Entretien et	Taxe sur le	TSP	Total	Revenus	Revenus	Revenus	Demande	Tarif
	M\$	cumulé M\$	M\$	financement M\$	annuel M\$	Exploitation M\$	capital M\$	M\$	annuel M\$	requis résiduels M\$	anticipés M\$	M\$	MW	\$/kW
0										2 593		2 593	35 570	72,91 \$
1	5,5	5,5	142,6	12,0	17,5	2,3	0,9	2,4	23,0	2 616	28,7	2 588	35 570	72,75 \$
2	5,7	11,2	136,9	11,5	17,2	2,3	0,8	2,3	22,6	2 616	28,7	2 587	35 570	72,73 \$
3	5,8	17,0	131,1	11,1	16,9	2,3	0,8	2,2	22,2	2 615	28,7	2 587	35 570	72,72 \$
4	6,0	23,1	125,0	10,6	16,6	2,3	0,8	2,1	21,8	2 615	28,7	2 586	35 570	72,71 \$
5	6,2	29,3	118,8	10,1	16,3	2,3	0,7	2,0	21,3	2 615	28,7	2 586	35 570	72,70 \$
6	6,4	35,7	112,4	9,6	16,0	2,3	0,7	1,9	20,9	2 614	28,7	2 585	35 570	72,68 \$
7	6,6	42,2	105,9	9,1	15,7	2,3	0,6	1,8	20,4	2 614	28,7	2 585	35 570	72,67 \$
8	6,8	49,0	99,1	8,6	15,3	2,3	0,6	1,7	19,9	2 613	28,7	2 584	35 570	72,66 \$
9	7,0	56,0	92,1	8,0	15,0	2,3	0,6	1,6	19,4	2 613	28,7	2 584	35 570	72,64 \$
10	7,2	63,2	84,9	7,4	14,6	2,3	0,5	1,4	18,9	2 612	28,7	2 583	35 570	72,63 \$
11	7,4	70,6	77,5	6,9	14,3	2,3	0,5	1,3	18,3	2 612		2 612	35 570	73,42 \$
12	7,6	78,2	69,9	6,3	13,9	2,3	0,4	1,2	17,8	2 611		2 611	35 570	73,40 \$
13	7,9	86,1	62,0	5,6	13,5	2,3	0,4	1,1	17,2	2 610		2 610	35 570	73,39 \$
14	8,1	94,2	53,9	5,0	13,1	2,3	0,3	0,9	16,6	2 610		2 610	35 570	73,37 \$
15	8,3	102,5	45,6	4,4	12,7	2,3	0,3	0,8	16,0	2 609		2 609	35 570	73,36 \$
16	8,6	111,1	37,0	3,7	12,3	2,3	0,2	0,6	15,4	2 609		2 609	35 570	73,34 \$
17	8,8	119,9	28,2	3,0	11,8	2,3	0,2	0,5	14,8	2 608		2 608	35 570	73,32 \$
18	9,1	129,1	19,0	2,3	11,4	2,3	0,1	0,3	14,1	2 607		2 607	35 570	73,30 \$
19	9,4	138,4	9,7	1,5	10,9	2,3	0,1	0,2	13,4	2 607		2 607	35 570	73,28 \$
20	9,7	148,1	0,0	0,8	10,4	2,3	0,0	0,0	12,7	2 606		2 606	35 570	73,26 \$
SOMME	148,1			137,3	285,4							51 944	711 400	73,02 \$
VAN					148,1							25 314	347 214	72,91 \$
VF														

¹ Taux d'actualisation nominal: $\text{taux de capitalisation} * \text{rendement sur l'avoir propre} + (1 - \text{taux de capitalisation}) * (\text{coût prospectif de la dette} + \text{frais de garantie de la dette})$
 $= 30 \% * 9,66 \% + (1 - 30 \%) * (6,9 \% + 0,5 \%)$
 $= 8,08 \%$

² Les frais d'entretien et d'exploitation sont obtenus en supposant que ceux-ci correspondent à 15 % de l'investissement.

Le tableau 18.3B illustre le scénario de respect de la neutralité tarifaire pour les années suivant l'engagement de 10 ans. Ce scénario présente, à partir de la onzième année, le montant minimum d'achat annuel de service de transport de point à point garantissant la neutralité tarifaire pendant la période de 20 ans.

L'introduction de la TSP a un impact quasiment nul sur le tarif annuel (une baisse de 0,008 % en moyenne sur la totalité de la période) et ne remet pas en question les conclusions exprimées à la pièce HQT-7, Document 1 pour le scénario 2. Ainsi, le raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 n'aura, dans le pire des cas, aucun impact sur les tarifs du Transporteur et, au mieux, un impact à la baisse sur le tarif,

grâce à des revenus de point à point supérieurs au minimum annuel présenté.

Tableau 18.3B

**Impact tarifaire de la mise en service de Eastmain-1
Scénario 2 - Respect annuel de la neutralité tarifaire suite à l'engagement de 10 ans
Durée de vie utile de 20 ans**

Hypothèses	Investissement à l'année 1 (M\$)	148,1 M\$ mise en service en 2006
	Tx actualisation nominal et tx de financement ¹	8,08%
	Entretien et exploitation ²	1,5%
	Taxe sur le capital	0,60%
	Taxe sur les services publics	1,70%
	Nbre années	20

Années	Amort.	Amort.	Actif net	Coût du	Sous total	Entretien et	Taxe sur le	TSP	Total	Revenus	Revenus	Revenus	Demande	Tarif
	M\$	M\$	M\$	M\$	annuel	Exploitation	capital	M\$	annuel	requis résiduels	anticipés	M\$	MW	\$/kW
0										2 593		2 593	35 570	72,91 \$
1	5,5	5,5	142,6	12,0	17,5	2,3	0,9	2,4	23,0	2 616	28,7	2 588	35 570	72,75 \$
2	5,7	11,2	136,9	11,5	17,2	2,3	0,8	2,3	22,6	2 616	28,7	2 587	35 570	72,73 \$
3	5,8	17,0	131,1	11,1	16,9	2,3	0,8	2,2	22,2	2 615	28,7	2 587	35 570	72,72 \$
4	6,0	23,1	125,0	10,6	16,6	2,3	0,8	2,1	21,8	2 615	28,7	2 586	35 570	72,71 \$
5	6,2	29,3	118,8	10,1	16,3	2,3	0,7	2,0	21,3	2 615	28,7	2 586	35 570	72,70 \$
6	6,4	35,7	112,4	9,6	16,0	2,3	0,7	1,9	20,9	2 614	28,7	2 585	35 570	72,68 \$
7	6,6	42,2	105,9	9,1	15,7	2,3	0,6	1,8	20,4	2 614	28,7	2 585	35 570	72,67 \$
8	6,8	49,0	99,1	8,6	15,3	2,3	0,6	1,7	19,9	2 613	28,7	2 584	35 570	72,66 \$
9	7,0	56,0	92,1	8,0	15,0	2,3	0,6	1,6	19,4	2 613	28,7	2 584	35 570	72,64 \$
10	7,2	63,2	84,9	7,4	14,6	2,3	0,5	1,4	18,9	2 612	28,7	2 583	35 570	72,63 \$
11	7,4	70,6	77,5	6,9	14,3	2,3	0,5	1,3	18,3	2 612	18,3	2 593	35 570	72,91 \$
12	7,6	78,2	69,9	6,3	13,9	2,3	0,4	1,2	17,8	2 611	17,8	2 593	35 570	72,91 \$
13	7,9	86,1	62,0	5,6	13,5	2,3	0,4	1,1	17,2	2 610	17,2	2 593	35 570	72,91 \$
14	8,1	94,2	53,9	5,0	13,1	2,3	0,3	0,9	16,6	2 610	16,6	2 593	35 570	72,91 \$
15	8,3	102,5	45,6	4,4	12,7	2,3	0,3	0,8	16,0	2 609	16,0	2 593	35 570	72,91 \$
16	8,6	111,1	37,0	3,7	12,3	2,3	0,2	0,6	15,4	2 609	15,4	2 593	35 570	72,91 \$
17	8,8	119,9	28,2	3,0	11,8	2,3	0,2	0,5	14,8	2 608	14,8	2 593	35 570	72,91 \$
18	9,1	129,1	19,0	2,3	11,4	2,3	0,1	0,3	14,1	2 607	14,1	2 593	35 570	72,91 \$
19	9,4	138,4	9,7	1,5	10,9	2,3	0,1	0,2	13,4	2 607	13,4	2 593	35 570	72,91 \$
20	9,7	148,1	0,0	0,8	10,4	2,3	0,0	0,0	12,7	2 606	12,7	2 593	35 570	72,91 \$
SOMME	148,1			137,3	285,4							51 788	711 400	72,80 \$
VAN					148,1							25 264	347 214	72,76 \$
VF														

¹ Taux d'actualisation nomi taux de capitalisation * rendement sur l'avoir propre + (1 - taux de capitalisation) * (coût prospectif de la dette + frais de garantie de la dette)
= 30 % * 9,66 % + (1-30 %) * (6,9 % + 0,5 %)
= 8,08 %

² Les frais d'entretien et d'exploitation sont obtenus en supposant que ceux-ci correspondent à 15 % de l'investissement.

Le tableau 18.3C présente le même scénario que celui du tableau 18.3B, mais en considérant la durée de vie utile moyenne des immobilisations du projet, soit 42 ans. Les résultats sont identiques à ceux du scénario 3 de la pièce HQT-7, Document 1. Il apparaît que l'application de la TSP n'a aucun impact sur le tarif annuel de transport.

Tableau 18.3C

Impact tarifaire de la mise en service de Eastmain-1
Scénario 3 - Respect annuel de la neutralité tarifaire suite à l'engagement de 10 ans
Durée de vie utile de 42 ans

Hypothèses	Investissement à l'année 1 (M\$)	148,1 M\$ mise en service en 2006
	Tx actualisation nominal et tx de financement ¹	8,08%
	Entretien et exploitation ²	1,5%
	Taxe sur le capital	0,60%
	Taxe sur les services publics	1,70%
	Nbre années	42

Années	Amort.	Amort.	Actif net	Coût du financement	Sous total annuel	Entretien et Exploitation	Taxe sur le capital	TSP	Total annuel	Revenus requis résiduels	Revenus anticipés	Revenus	Demande	Tarif annuel
	M\$	M\$												
0										2 593		2 593	35 570	72,91 \$
1	1,8	1,8	146,3	12,0	13,8	2,3	0,9	2,5	19,4	2 613	28,7	2 584	35 570	72,64 \$
2	1,9	3,7	144,4	11,8	13,7	2,3	0,9	2,5	19,3	2 613	28,7	2 584	35 570	72,64 \$
3	1,9	5,6	142,5	11,7	13,6	2,3	0,9	2,4	19,1	2 612	28,7	2 584	35 570	72,64 \$
4	2,0	7,6	140,5	11,5	13,5	2,3	0,8	2,4	19,0	2 612	28,7	2 584	35 570	72,63 \$
5	2,0	9,6	138,5	11,4	13,4	2,3	0,8	2,4	18,9	2 612	28,7	2 583	35 570	72,63 \$
6	2,1	11,7	136,4	11,2	13,3	2,3	0,8	2,3	18,7	2 612	28,7	2 583	35 570	72,62 \$
7	2,2	13,8	134,3	11,0	13,2	2,3	0,8	2,3	18,5	2 612	28,7	2 583	35 570	72,62 \$
8	2,2	16,1	132,0	10,8	13,1	2,3	0,8	2,2	18,4	2 612	28,7	2 583	35 570	72,62 \$
9	2,3	18,3	129,8	10,7	13,0	2,3	0,8	2,2	18,2	2 611	28,7	2 583	35 570	72,61 \$
10	2,4	20,7	127,4	10,5	12,8	2,3	0,8	2,2	18,0	2 611	28,7	2 583	35 570	72,61 \$
11	2,4	23,1	125,0	10,3	12,7	2,3	0,7	2,1	17,9	2 611	17,9	2 593	35 570	72,91 \$
12	2,5	25,6	122,5	10,1	12,6	2,3	0,7	2,1	17,7	2 611	17,7	2 593	35 570	72,91 \$
13	2,6	28,2	119,9	9,9	12,5	2,3	0,7	2,0	17,5	2 611	17,5	2 593	35 570	72,91 \$
14	2,7	30,9	117,2	9,7	12,3	2,3	0,7	2,0	17,3	2 611	17,3	2 593	35 570	72,91 \$
15	2,7	33,6	114,5	9,5	12,2	2,3	0,7	1,9	17,1	2 610	17,1	2 593	35 570	72,91 \$
16	2,8	36,4	111,7	9,3	12,1	2,3	0,7	1,9	16,9	2 610	16,9	2 593	35 570	72,91 \$
17	2,9	39,3	108,8	9,0	11,9	2,3	0,7	1,8	16,7	2 610	16,7	2 593	35 570	72,91 \$
18	3,0	42,3	105,8	8,8	11,8	2,3	0,6	1,8	16,5	2 610	16,5	2 593	35 570	72,91 \$
19	3,1	45,4	102,7	8,5	11,6	2,3	0,6	1,7	16,3	2 609	16,3	2 593	35 570	72,91 \$
20	3,2	48,5	99,6	8,3	11,5	2,3	0,6	1,7	16,0	2 609	16,0	2 593	35 570	72,91 \$
21	3,3	51,8	96,3	8,0	11,3	2,3	0,6	1,6	15,8	2 609	15,8	2 593	35 570	72,91 \$
22	3,4	55,1	93,0	7,8	11,1	2,3	0,6	1,6	15,6	2 609	15,6	2 593	35 570	72,91 \$
23	3,5	58,6	89,5	7,5	11,0	2,3	0,5	1,5	15,3	2 609	15,3	2 593	35 570	72,91 \$
24	3,6	62,2	85,9	7,2	10,8	2,3	0,5	1,5	15,1	2 608	15,1	2 593	35 570	72,91 \$
25	3,7	65,8	82,3	6,9	10,6	2,3	0,5	1,4	14,8	2 608	14,8	2 593	35 570	72,91 \$
26	3,8	69,6	78,5	6,6	10,4	2,3	0,5	1,3	14,5	2 608	14,5	2 593	35 570	72,91 \$
27	3,9	73,5	74,6	6,3	10,2	2,3	0,4	1,3	14,2	2 607	14,2	2 593	35 570	72,91 \$
28	4,0	77,5	70,6	6,0	10,0	2,3	0,4	1,2	13,9	2 607	13,9	2 593	35 570	72,91 \$
29	4,1	81,6	66,5	5,7	9,8	2,3	0,4	1,1	13,6	2 607	13,6	2 593	35 570	72,91 \$
30	4,3	85,9	62,2	5,4	9,6	2,3	0,4	1,1	13,3	2 607	13,3	2 593	35 570	72,91 \$
31	4,4	90,3	57,8	5,0	9,4	2,3	0,3	1,0	13,0	2 606	13,0	2 593	35 570	72,91 \$
32	4,5	94,8	53,3	4,7	9,2	2,3	0,3	0,9	12,7	2 606	12,7	2 593	35 570	72,91 \$
33	4,6	99,4	48,7	4,3	9,0	2,3	0,3	0,8	12,4	2 606	12,4	2 593	35 570	72,91 \$
34	4,8	104,2	43,9	3,9	8,7	2,3	0,3	0,7	12,0	2 605	12,0	2 593	35 570	72,91 \$
35	4,9	109,2	38,9	3,5	8,5	2,3	0,2	0,7	11,7	2 605	11,7	2 593	35 570	72,91 \$
36	5,1	114,3	33,8	3,1	8,2	2,3	0,2	0,6	11,3	2 605	11,3	2 593	35 570	72,91 \$
37	5,2	119,5	28,6	2,7	8,0	2,3	0,2	0,5	10,9	2 604	10,9	2 593	35 570	72,91 \$
38	5,4	124,9	23,2	2,3	7,7	2,3	0,1	0,4	10,5	2 604	10,5	2 593	35 570	72,91 \$
39	5,6	130,4	17,7	1,9	7,4	2,3	0,1	0,3	10,1	2 603	10,1	2 593	35 570	72,91 \$
40	5,7	136,1	12,0	1,4	7,1	2,3	0,1	0,2	9,7	2 603	9,7	2 593	35 570	72,91 \$
41	5,9	142,0	6,1	1,0	6,9	2,3	0,0	0,1	9,3	2 603	9,3	2 593	35 570	72,91 \$
42	6,1	148,1	0,0	0,5	6,6	2,3	0,0	0,0	8,8	2 602	8,8	2 593	35 570	72,91 \$
SOMME	148,1			307,9	456,0							108 816	1 493 940	72,84 \$
VAN					148,1							30 808	423 473	72,75 \$
VF														

¹ Taux d'actualisation nomin = taux de capitalisation * rendement sur l'avoir propre + (1 - taux de capitalisation) * (coût prospectif de la dette + frais de garantie de la dette)
= 30 % * 9,66 % + (1-30 %) * (6,9 % + 0,5 %)
= 8,08 %

² Les frais d'entretien et d'exploitation sont obtenus en supposant que ceux-ci correspondent à 15 % de l'investissement.

19 **Référence : HQT-7, document 2, page 7, article 6.4 et Annexe 4, article 1**

Demande :

19.1 Veuillez préciser si l'Engagement d'achat annuel EM-1 est payable par le Producteur à compter du 31 décembre 2006, advenant un retard visé par l'article 6.4.

R19.1 **L'article 6.4 vise les dommages occasionnés par un retard et non la reconnaissance qu'un retard puisse suspendre les paiements. De plus, l'engagement d'achat stipule clairement que les obligations de réservations de service de transport ou de paiement débutent au 31 décembre 2006. L'engagement d'achat annuel EM-1 est donc payable par le Producteur à compter du 31 décembre 2006 si celui-ci n'a pas acheté en 2006 des services de transport de point à point pour un montant équivalent à l'engagement d'achat annuel.**

FICHER DE RÉFÉRENCE POUR LE CALCUL DES PERTES
(EN RÉPONSE À LA QUESTION 2.1 DE LA RÉGIE)

Comparaison entre une biterne à 315 kV constituée de 2x1354 MCM versus une monoterne de 2x1354 MCM

Évaluation des pertes pour une puissance de 1 280 MW

Biterne 315 kV (2X1354 MCM)
(Pcentrale - Pnemiscau) *2 8,20 MW

Monoterne 315 kV (2*1354 MCM)
(Pcentrale - Pnemiscau) 16,50 MW

Coûts marginaux	13 mai 2003	
Facteur de charge (deux centrales)	61,00%	
Taux d'actualisation	8,08%	
Durée de vie (ans)	50	
Mise en service	2006-2007	
Taux d'inflation	1,60%	
Coût de la puissance	946 \$/kw	
Coût de l'énergie	859 \$/MWh	7524,84 \$/kwh-année
facteur de perte	0,39589	
facteur d'utilisation	100,00%	

Coût des pertes pendant 50 ans actualisé à l'automne 2006 d'une ligne monoterne 315 kV (2*1354 MCM)

(Cd*Cefp)fu**2 3925 \$/kw x 16,5 MW = 65 M\$

Coût des pertes pendant 50 ans actualisé à l'automne 2006 d'une ligne biterne à 315 kV (2*1354 MCM)

(Cd*Cefp)fu**2 3925 \$/kw x 8,2 MW = 32 M\$

Coût additionnel pour avoir une biterne versus une monoterne

		M\$2003/app	Total	M\$ct 2003	
Poste Nemiscau	3 sectionneurs	0,075		0,225	
	1 tc	0,1		0,1	
	1 tt	0,03		0,03	
	1 disjonct	0,47		0,47	
Centrale	2 sectionneurs	0,075		0,15	
	1 tt	0,03		0,03	
				1,005	1,208 1,358 M\$

	M\$ct 1993/krr	M\$ (fut 2006)	km	total
Ligne 315 monoterne 2*1354	0,52	1	59	40
Ligne 315 biterne 1*1354	0,57	1	59	43
Ligne 315 biterne 2*1354	0,722	1	59	55

	Construction	Perte	Total
Ligne 315 monoterne 2*1354	39,6	64,8	104
Ligne 315 biterne 1*1354	45	65	110
Ligne 315 biterne 2*1354	56,4	32,2	88,6

Approximation (résistance est inversement proportionnelle à la section)

	M\$ct 1993/krr	M\$fut 2006	km	total
Ligne 315 monoterne 2*1033	0,497	1	59	38
Ligne 315 biterne 1*1033	0,566	1	59	43
Ligne 315 biterne 2*1033	0,689	1	59	52

	Construction	Perte	Total
Ligne 315 monoterne 2*1033	38	78	116
Ligne 315 biterne 1*1033	44	78	122
Ligne 315 biterne 2*1033	54	39	93

Ligne à 230 kV

les pertes sont proportionnelles au carré du courant Perte = I²*R

puissance = V3 *Eligne * lligne

I kA à 315 = 2,34605824
 1kA à 230 kV = 3,21307976

Perte = 1,87570888 fois Perte à 315 kV

	M\$ct 1993/krr	M\$ fut 2006	km	total
Ligne 230 kV biterne 2*1354	0,511	1	59	39

	Construction	Perte	Total
Ligne 230 kV biterne 2*1354	40	60	100,7

Tableau 1 : Choix de la tension

	Coût de construction M\$ (act 2006)	Perte M\$ (act 2006)	Total M\$ (act 2006)
Biterne 315 kV (2x1354 MCM/phase)	56	32	88
Biterne 230 kV (2x1354 MCM/phase)	40	60	100

Tableau 2 : Choix du calibre des conducteurs 'a 315 kV

	Coût de construction M\$ (act 2006)	Perte M\$ (act 2006)	Total M\$ (act 2006)
Monoterne (2*1354 MCM/ph)	40	65	105
Biterne (1*1354 MCM/ph)	45	65	110
Biterne (2*1354 MCM/ph)	56	32	88
Monoterne (2*1033 MCM/ph)	38	78	116
Biterne (1*1033 MCM/ph)	44	78	122
Biterne (2*1033 MCM/ph)	54	39	93

Tableau 3 : Biterne vs monoterne 315 kV

	Coût de construction M\$ (act 2006)	Perte M\$ (act 2006)	Total M\$ (act 2006)
2 monoterne (2*1354 MCM/ph)	80	32	112
Biterne (2*1354 MCM/ph)	56	32	88