

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-073

R-3656-2008

21 mai 2008

PRÉSENT :

Richard Carrier

Régisseur

Hydro-Québec

Demanderesse

Décision finale

*Demande du Transporteur relative au projet de
raccordement temporaire du camp d'exploration minière
Éléonore au réseau de transport*

1. INTRODUCTION

Le 23 janvier 2008, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'autorisation afin d'acquérir et de construire des immeubles et des actifs requis pour le projet visant à raccorder de façon temporaire le camp d'exploration minière Éléonore au réseau de transport (le Projet).

Le 30 janvier 2008, la Régie informe par lettre les intervenants inscrits au dossier tarifaire R-3640-2007 et au dossier d'autorisation des budgets d'investissements du Transporteur R-3641-2007, qu'elle compte procéder à l'étude de cette demande sur dossier. Aucune demande d'intervention n'est transmise à la Régie.

La Régie transmet au Transporteur des demandes de renseignements les 7 mars 2008 et 4 avril 2008 et reçoit les dernières réponses de ce dernier le 10 avril 2008, date à laquelle le présent dossier est pris en délibéré.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

Aux termes de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité ainsi que pour étendre ou modifier son réseau de transport d'électricité.

Le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, en vertu du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement). Dans le présent dossier, une autorisation est demandée pour des investissements totalisant 51,0 M\$³.

¹ L.R.Q., c.R-6.01.

² (2001) 133 G.O. II, 6165.

³ Pièce B-1-HQT-1, document 1, page 3.

3. OBJECTIFS ET DESCRIPTION DU PROJET

Le Projet fait suite à une demande formulée par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) visant à raccorder temporairement pour trois ans le camp d'exploration minière Éléonore de son client Les Mines Opinaca Ltée (le Client).

Le Distributeur répond à la demande du Client qui projette de mettre en production une nouvelle mine d'or souterraine, le projet Éléonore. La demande initiale de raccordement transmise par le Distributeur en juin 2007 faisait état d'une demande de raccordement du Client à partir d'un réseau alimenté à 120 kV, dont la mise en service était demandée pour septembre 2009. Cependant, le Client a constaté, lors de ses démarches afin d'obtenir les autorisations environnementales requises, que la mise en service projetée serait retardée d'un an dû aux délais habituellement requis pour obtenir ces autorisations⁴.

Ainsi, afin d'assurer l'alimentation électrique de son site pour septembre 2009 et tenant compte des échéanciers critiques inhérents au projet Éléonore, le Client a demandé au Distributeur de procéder à la construction d'une alimentation temporaire à 69 kV pour trois ans afin d'alimenter uniquement le camp d'exploration minière à 7 MW. Toutefois, dans la perspective d'une éventuelle alimentation permanente à 120 kV du complexe minier, le Transporteur a conçu le Projet afin de permettre une conversion à 120 kV reflétant la demande initiale du Distributeur.

L'objectif poursuivi par le Projet vise donc à répondre à la demande formulée par le Distributeur afin de fournir dans un premier temps au Client une alimentation à 69 kV, et, éventuellement, une alimentation permanente à 120 kV. Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle ».

Advenant le cas où le Client n'obtiendrait pas les autorisations requises, les coûts encourus et ceux du démantèlement de la ligne seront remboursés au Transporteur par le Distributeur. Par ailleurs, les coûts du Projet seront en majeure partie assumés par le Client du Distributeur tel que convenu entre eux⁵.

⁴ Pièce B-1-HQT-2, document 1, page 5.

⁵ Pièce B-1-HQT-2, document 1, page 6.

Le Projet vise à construire un réseau à 120 kV à partir du poste de la centrale de l'Eastmain-1, mais exploité à 69 kV pour le raccordement temporaire. Il comprend principalement :

- Volet Poste :
 - l'agrandissement de la superficie du poste de la centrale de l'Eastmain-1;
 - l'installation des charpentes pour les sections 315 kV et 120 kV et des fondations;
 - l'installation d'un autotransformateur de puissance 323/120/69 kV et de l'appareillage connexe;
 - l'installation des disjoncteurs et des sectionneurs pour les sections à 315 kV et à 120 kV;
 - l'ajout d'un transformateur de services auxiliaires dans le poste et d'un centre de distribution extérieur;
 - l'installation de panneaux de commande et de protection dans le bâtiment de commande.
- Volet Ligne :
 - la construction d'une ligne à 120 kV exploitée à 69 kV, de longueur 63,5 km sur pylônes d'acier sans câble de garde, reliant le poste de la centrale de l'Eastmain-1 à l'aire d'accueil du site du Client;
 - l'utilisation d'un conducteur de type 547 MCM AACSR en alliage d'aluminium renforcé d'acier.

La Régie est d'avis que le Projet tel que présenté est justifié afin de répondre à la demande du Distributeur de raccorder temporairement le camp d'exploration minière à 69 kV, ainsi qu'à l'objectif de permettre une éventuelle alimentation permanente du complexe minier du Client, le cas échéant, dans le futur.

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES ET JUSTIFICATION DE LA SOLUTION RETENUE

Afin de répondre aux objectifs poursuivis par le Client et dans un souci d'optimisation de la conception du Projet, les solutions envisagées par le Transporteur devaient permettre, dans un premier temps, l'alimentation temporaire du Client à 69 kV, et dans un deuxième temps,

l'alimentation permanente à 120 kV du complexe minier, advenant le cas où le Client en ferait la demande.

SOLUTIONS ENVISAGÉES

L'alimentation électrique du site du Client à partir des postes Muskeg et Nemiscau, respectivement situés à une distance d'environ 120 km et 140 km du site minier, ne peut excéder 5 MW compte tenu du réseau de tension à 69 kV et des longueurs de lignes impliquées. Il en résulte que cette solution, ne répondant ni aux besoins d'alimentation du Client pour le raccordement temporaire de son camp d'exploration, ni à ceux de son éventuelle alimentation permanente, n'a pas été considérée.

Le Transporteur a envisagé une autre solution visant à construire un réseau à 69 kV à partir de la centrale de l'Eastmain-1 pour l'alimentation temporaire du camp d'exploration. Cette solution ne permet toutefois pas de fournir le niveau de court-circuit suffisant lors de l'alimentation permanente de l'ensemble des installations, tel que prévu par le Client. Cette solution impliquerait donc le démantèlement du réseau à 69 kV et la construction d'un nouveau réseau à 120 kV pour satisfaire la demande du Client d'une alimentation permanente future à 120 kV. Ce scénario, dont la conception n'est pas optimisée, a été rejeté en raison des coûts supplémentaires de 30 M\$ par rapport à la solution retenue. Par ailleurs, selon le Transporteur, les coûts d'implantation d'un réseau à 69 kV ou à 120 kV sont similaires⁶.

Le Transporteur précise qu'il a étudié d'autres solutions visant à alimenter le site du Client à partir du poste de la centrale de La Sarcelle, dont la mise en service est prévue en 2011. Le Transporteur fait mention de solutions prévoyant la construction d'une ligne à 315 kV et d'un réseau à 69 kV ou à 120 kV. Ces solutions ont été écartées par le Client en raison des coûts requis par le devancement en 2009 de la mise en place du réseau de transport de la centrale de La Sarcelle. Ces coûts de devancement sont évalués à 20 M\$ et se répartissent comme suit (coûts paramétriques)⁷ :

- 15 M\$: l'impact sur le revenu requis pour les années 2009 à 2011 d'une mise en service en 2009 de la ligne de transport;
- 5 M\$: les coûts requis pour la construction en 2009 d'un poste séparé du site de la centrale de La Sarcelle, ce dernier n'étant pas disponible avant 2010, au moment de la réalisation des travaux de la centrale.

⁶ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 3.

⁷ Pièce B-5-HQT-14, document 1, page 3.

Questionné par la Régie, le Transporteur fournit les coûts suivants pour la solution de l'alimentation du site du Client par un réseau à 120 kV à partir de la centrale de La Sarcelle⁸:

- ligne (69 kV ou 120 kV) : 31,1 M\$;
- poste 315/120 kV : 20,2 M\$.

En fait, si la distance en ligne droite entre la centrale de La Sarcelle et le site du Client n'est que de 40 km, une ligne de transport devrait contourner les nombreux cours d'eau de ce secteur et sa longueur serait équivalente à celle du Projet, soit d'environ 60 km⁹. Le coût total de cette solution incluant les coûts de devancement s'élève à 71,3 M\$.

Les informations concernant les coûts et la conception de la solution alternative d'alimenter le site du Client à partir de la centrale de la Sarcelle ont été obtenues par le biais de demandes de renseignements.

La Régie rappelle au Transporteur d'inclure, le cas échéant, dès le dépôt de sa preuve initiale, les renseignements pertinents exigés par le Règlement concernant les autres solutions envisagées. Un niveau de détail suffisant concernant ces solutions envisagées est nécessaire afin de permettre à la Régie de juger du caractère opportun de la solution retenue par le Transporteur.

SOLUTION RETENUE

Le Transporteur mentionne que la construction d'une ligne à 120 kV exploitée dans un premier temps à 69 kV est justifiée, compte tenu des objectifs du Projet et considérant, de plus, que le coût de la ligne est équivalent.

De plus, dans un souci d'optimisation, la partie 120/69 kV du poste est conçue afin de pouvoir l'exploiter tant à 69 kV qu'à 120 kV. Tous les appareillages installés pourront fonctionner à la tension nominale de 120 kV sans qu'il soit nécessaire de procéder à des modifications importantes. Le changement de prise de l'autotransformateur et les modifications pour les réglages de protection requis advenant une demande d'alimentation permanente à 120 kV représentent des coûts de travaux de l'ordre de 50 k\$¹⁰. Lorsque le réseau sera exploité à 120 kV, il est également prévu d'entreposer au poste de l'Eastmain-1

⁸ Pièce B-4-HQT-13, document 1, pages 3 et 4.

⁹ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 3.

¹⁰ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 9.

un autotransformateur 301/120 kV déjà en inventaire à la Banque d'appareillage majeur. Le coût correspondant au transport et à la mise en place de cet autotransformateur est estimé à 700 k\$¹¹.

L'ajout au poste de la centrale de l'Eastmain-1 d'une partie à 315/120/69 kV comprend l'installation d'un seul autotransformateur 323/120/69 kV de 100 MVA pendant le raccordement temporaire, à la demande du Client. Ce poste ne comportera donc pas de capacité ferme de transformation.

Selon le Transporteur, le Client prévoit que la charge électrique pourrait passer de 7 MW à 20 MW advenant l'alimentation permanente de son site. Il étudie par ailleurs la possibilité de chauffer sa mine souterraine à l'électricité, ce qui augmenterait la charge de pointe d'hiver à environ 40 MW. À l'étape de l'alimentation permanente, l'exploitation à 120 kV permettra d'alimenter cette charge en plus d'offrir une marge de manœuvre pour le raccordement d'éventuels autres clients miniers du Distributeur¹². Toutefois, aucune demande dans ce sens n'a été adressée au Distributeur à ce jour¹³.

Le Transporteur mentionne que le coût d'approvisionnement d'un autotransformateur 315 kV de 100 MVA est de l'ordre de 2,2 M\$, alors que ceux d'un autotransformateur 315 kV de 20 MVA et de 40 MVA sont de l'ordre de 1,8 M\$ et 1,9 M\$ respectivement. Les coûts d'installation seraient toutefois comparables dans les trois cas puisque les mêmes travaux sont requis, peu importe la puissance de l'appareil installé¹⁴.

La Régie juge que le choix de l'installation d'un autotransformateur de 100 MVA, plutôt qu'un appareil de capacité moindre, est approprié dans les circonstances. Le faible écart entre les coûts d'approvisionnement et d'installation des autotransformateurs 315 kV pour les capacités considérées justifie ce choix de conception.

La Régie est d'avis que la solution retenue est celle qui présente le moindre coût tout en offrant un niveau de flexibilité permettant, d'une part, de raccorder temporairement en 2009 le camp d'exploration minière à 69 kV, et, d'autre part, d'alimenter éventuellement le site du Client de façon permanente à 120 kV. Enfin, la solution retenue offre une marge de manœuvre, si besoin est, pour de futurs développements dans cette région.

¹¹ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 8.

¹² Pièce B-1-HQT-4, document 1, pages 8 et 9.

¹³ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 6.

¹⁴ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 7.

5. COÛTS DU PROJET

COÛTS DU PROJET

Les coûts du Projet sont résumés dans le tableau ci-après.

Tableau 1
Coûts des divers travaux associés au Projet
(en milliers de dollars de réalisation)¹⁵

	Volet Ligne		Volet Poste	TOTAL Ligne et Poste
	Eastmain 1 - Éléonore	Démantèlement de la ligne Eastmain 1 - Éléonore		
Avant-projet	939,7	0	395,5	1 335,2
Approvisionnement	2 914,4	0	5 807,6	8 722,0
Construction	16 774,9	2 792,1	7 678,5	27 245,5
Ingénierie, Gérance de projet, Client et Autres coûts directs	4 990,2	685,1	3 756,2	9 431,5
Provision	2 278,0	283,5	1 753,4	4 314,9
Frais financiers	0	0	0	0
TOTAL	27 897,2	3 760,7	19 391,2	51 049,1

Les coûts de démantèlement sont inclus dans les coûts du volet Ligne du tableau 1 ci-dessus et s'élèvent à 3,76 M\$. Il est à noter que le Client remboursera au Distributeur la totalité de sa contribution exigible avant la mise en service en effectuant des paiements progressifs

¹⁵ Extraits de la pièce B-1-HQT-6, document 1, page 6.

selon l'échéancier conclu avec le Distributeur. Ce dernier s'engage auprès du Transporteur à verser la totalité des contributions reçues de son client dès l'encaissement afin d'éviter les frais financiers¹⁶. Le cas échéant, à la fin du raccordement temporaire, les coûts associés au démantèlement de la ligne seront remboursés au Transporteur par le Distributeur¹⁷.

Par ailleurs, la contribution du Distributeur (voir la section 6) est calculée sur la base de l'alimentation temporaire d'une charge de 7 MW. Si le Client fait la demande d'une alimentation permanente en 2012, les coûts prévus pour le démantèlement ne seront pas dépensés et la contribution du Distributeur sera ajustée sur la base de la nouvelle charge estimée.

COÛTS DE LA LIGNE

La Régie obtient, à partir de la preuve, un coût unitaire de 439 k\$/km pour la ligne Eastmain-1/Éléonore¹⁸. Cette ligne de 120 kV supportant un conducteur de 547 MCM AASCR est comparable à celle qui alimente le village de Waskaganish à partir du poste Nemiscau et dont le coût unitaire était de 294 k\$/km¹⁹.

Outre l'inflation, le Transporteur justifie cet écart par deux facteurs. Le premier de ces facteurs est la différence appréciable entre la longueur de ces deux lignes et les économies d'échelles qui en découlent. La longueur de ligne Nemiscau-Waskaganish est de 207 km, celle de la ligne prévue au Projet est de 63,5 km.

Cependant, le facteur le plus important est la difficulté d'accès au site des travaux du Projet. En effet, il n'existe aucun chemin d'accès à la future ligne Eastmain-1/Éléonore, alors que la ligne Nemiscau/Waskaganish était aisément accessible par une route pavée sur plus de 85 % de son tracé. Ce facteur augmente les coûts d'acheminement de la machinerie de construction et de la main d'œuvre au chantier. Ainsi, selon les informations présentées dans chacun des deux dossiers, la Régie constate que le coût unitaire estimé de construction est près de 2,5 fois plus élevé dans le cas du Projet²⁰.

¹⁶ Pièce B-1-HQT-6, document 1, page 15.

¹⁷ Pièce B-2-HQT-12, document 1, annexe D.

¹⁸ Pièces B-1-HQT-5, document 1, page 7 et B-1-HQT-6, document 1, page 6.

¹⁹ Dossiers R-3512-2003, pièce HQT-5, document 1, page 7 et R-3605-2006, pièce B-11-HQT-13, document 1, page 25.

²⁰ Dossier R-3512-2003, pièce HQT-6, document 1, page 5 et pièce B-1-HQT-6, document 1, page 6.

COÛTS DU POSTE

Les travaux civils constituent une partie importante des coûts de construction associés à l'ajout de la partie 315/120/69 kV au poste de la centrale Eastmain-1. Parmi ces travaux, l'agrandissement de la plateforme du poste de la centrale en vue du nouveau départ de ligne 69/120 kV vers la mine Éléonore représentera une superficie de 8 855 m² et un volume de remblai de 100 000 m³ pour une hauteur moyenne de 11,3 m. Ce volume important s'explique par le fait que cette section du poste Eastmain-1 se situe dans la portion nord où le terrain est caractérisé par une pente descendante qui requiert une épaisseur de remblai plus importante²¹.

TAUX D'INFLATION

L'estimation des coûts du Projet intègre des taux d'inflation pour les quatre prochaines années aux environs de 2,0 % à l'exception du coût des postes dont le taux d'inflation prévu pour 2008 est de 3,1 %. Ce taux plus élevé s'explique par le coût des équipements dont les coûts d'acquisition devraient connaître une hausse non négligeable cette année à cause d'une forte demande²².

CONCLUSION

La Régie est satisfaite des explications données concernant les coûts du Projet au montant de 51,0 M\$. Ces coûts incluent un montant de 3,76 M\$ en vue du démantèlement possible de la ligne en 2012 si le Client décide de ne pas poursuivre ses activités au site d'Éléonore.

La Régie prend acte du fait que le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec, auquel cas le Transporteur doit obtenir une nouvelle autorisation de celui-ci. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur indique qu'il déploiera tous les efforts pour contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie²³.

²¹ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 16.

²² Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 18.

²³ Pièce B-1-HQT-6, document 1, page 9.

Enfin, le Transporteur devra présenter les renseignements suivants dans les rapports annuels soumis en vertu de l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau représentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et selon le niveau de détail du Tableau 1 figurant à la pièce B-1-HQT-6, document 1;
- le suivi de l'échéancier du Projet;
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances;
- un état de la situation concernant la décision du Client, à savoir de cesser ses opérations, ce qui impliquerait le démantèlement de la ligne Eastmain-1/Éléonore, ou de faire la demande d'une alimentation permanente à 120 kV.

6. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET

Le Projet de raccordement temporaire au réseau de transport du Client du Distributeur se classe dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle ». Les besoins additionnels en puissance de ce projet, soit 7 MW, s'ajouteront à l'ensemble des besoins de transport.

Les coûts du Projet considérés pour l'étude de la faisabilité économique excluent les coûts reliés au démantèlement de la ligne de 3,76 M\$. Selon le Transporteur, la faisabilité économique du Projet est assurée, car son coût de 47,3 M\$ sera récupéré à partir, d'une part, des revenus supplémentaires provenant du service de transport pour un montant de 1,1 M\$, et d'autre part, d'une contribution financière du Distributeur de 46,2 M\$.

Cette contribution est nécessaire pour assurer la neutralité tarifaire du Projet étant donné que le Transporteur ne peut assumer plus de 174 \$/kW²⁴ pour une alimentation temporaire de trois ans conformément au texte des *Tarifs et conditions de service de transport d'Hydro-Québec* en vigueur à l'automne 2007 (les Tarifs)²⁵. En effet, dans le cas d'un service temporaire d'une durée d'un an et plus, l'allocation fixant le maximum des coûts assumés par le Transporteur est établie au prorata en valeur actualisée de la durée prévue du service par rapport à une durée de 20 ans.

²⁴ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 24.

²⁵ *Tarifs et conditions de service de transport d'Hydro-Québec*, Appendice J, Section E, dernier paragraphe.

Le Transporteur réduit néanmoins d'un montant forfaitaire cette allocation étant donné que le Client possède son propre poste abaisseur de tension et que ce dernier reçoit du Distributeur un crédit d'alimentation en guise de compensation²⁶. Selon les modalités du texte des Tarifs²⁷, des dispositions tarifaires particulières s'appliquent dans le cas où le client du Distributeur possède son propre poste abaisseur de tension.

Aux fins de l'application de ces dispositions tarifaires particulières, le Transporteur évalue, pour un niveau de tension donné, que le coût du poste de raccordement du Client est similaire à celui d'un poste de départ tel que présenté au texte des Tarifs²⁸. De plus, puisque le poste abaisseur du Client ne fait pas partie de ses actifs, le Transporteur ne peut y associer des frais d'entretien et d'exploitation²⁹. Le montant forfaitaire est ainsi établi à 15 \$/kW pour une alimentation temporaire de trois ans. L'allocation maximale du Transporteur est donc ajustée à 159 \$/kW³⁰ pour le raccordement temporaire de trois ans. Selon le Transporteur, cette proposition permet d'éviter de compenser en double le Client.

La Régie accepte le traitement proposé par le Transporteur concernant les ajustements apportés à l'allocation maximale du Transporteur dans le cas spécifique du Projet. La Régie note cependant que les règles et les modalités applicables lorsque le client du Distributeur possède son propre poste de raccordement ne sont pas définies dans le texte des Tarifs. Or, étant donné la nature de ces dispositions tarifaires particulières et leur impact tant pour le Distributeur que pour l'ensemble de la clientèle du Transporteur, la Régie juge opportun que celles-ci soient codifiées au texte des Tarifs du Transporteur.

Ainsi, lors d'un prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Transporteur de présenter et justifier le cadre conceptuel servant à établir l'ajustement de l'allocation maximale du Transporteur dans le cas où le client du Distributeur est propriétaire du poste de raccordement et d'en définir les modalités d'application. Le Transporteur devra également préciser les données de référence à utiliser pour établir cet ajustement.

²⁶ *Tarifs et conditions du Distributeur*, article 10.2.

²⁷ *Tarifs et conditions de service de transport d'Hydro-Québec*, Appendice J, section C, premier paragraphe.

²⁸ *Tarifs et conditions de service de transport d'Hydro-Québec*, Appendice J, section B, tableau des contributions maximales du Transporteur pour un poste de départ.

²⁹ Pièce B-5-HQT-14, document 1, page 11.

³⁰ Pièce B-4-HQT-13, document 1, pages 23 et 24.

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur dans le cadre du raccordement temporaire du Client s'élève à 1,1 M\$. Ce montant doit être récupéré par le Transporteur sur une période de trois ans, afin d'assurer la faisabilité économique du Projet de même que sa neutralité tarifaire.

Le montant de 1,1 M\$ qu'assume le Transporteur sera récupéré par le biais des revenus du Transporteur provenant de la charge locale durant la période de trois ans correspondant à la phase temporaire d'exploitation à 69 kV.

La neutralité tarifaire du Projet est assurée, de façon complémentaire, par le versement d'une contribution financière de 46,2 M\$ du Distributeur au Transporteur. Par ailleurs, selon des dispositions particulières de l'entente interne de raccordement entre le Transporteur et le Distributeur³¹, cette contribution sera transférée au Transporteur sous forme de versements échelonnés, avant le début de la mise en service, afin d'éviter que le Projet ne génère des frais financiers³².

Le Transporteur présente, à l'aide de tableaux, l'impact tarifaire du Projet et l'analyse de sensibilité sur trois ans, soit de 2009-2012³³. Il indique que, sur la période, le Projet ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse par rapport au tarif actuel, tenant compte des revenus supplémentaires qui proviennent des besoins de transport relatifs au Projet et de la contribution financière du Distributeur.

La Régie note que, dans l'éventualité où le Client n'obtiendrait pas les autorisations requises pour un raccordement permanent, les coûts encourus ainsi que ceux reliés au démantèlement de la ligne seraient entièrement remboursés au Transporteur par le Distributeur.

Après examen, la Régie est satisfaite de la faisabilité économique du Projet, lequel ne crée pas d'impact tarifaire à la hausse pour la clientèle sur la période 2009-2012, selon les hypothèses retenues par le Transporteur.

Par ailleurs, même si la présente demande concerne le Projet de raccordement temporaire à 69 kV pour trois ans, ce même Projet prévoit l'implantation d'actifs afin de permettre une éventuelle alimentation permanente du Client après 2012. Dans la perspective de l'alimentation permanente, la Régie émet certaines préoccupations concernant les enjeux et impacts propres à cette éventualité.

³¹ Pièce B-2-HQT-12, document 1, annexe D.

³² Pièce B-1-HQT-6, document 1, page 15.

³³ Pièce B-1-HQT-7, document 1, pages 7 et 8.

Une des caractéristiques du Projet est le fait que le Transporteur construit, à la demande du Distributeur, des installations en territoire isolé qui seront, en pratique, dédiées à la desserte d'un seul client de la charge locale. La Régie a questionné le Transporteur au sujet de l'impact tarifaire pour le Transporteur et sa clientèle d'un hypothétique arrêt des activités du Client du Distributeur après seulement quelques années d'exploitation en alimentation permanente.

Dans ce cas hypothétique, le Transporteur précise que l'impact tarifaire serait assumé par le reste de la clientèle et fait partie du risque qu'entraîne le raccordement de tout client du Distributeur par le Transporteur. Il soumet que cet impact serait négligeable, compte tenu qu'il serait vraisemblablement compensé par les autres fluctuations de la charge locale du Distributeur. Il mentionne, de plus, que la période d'analyse sur 20 ans prévue à l'Appendice J des Tarifs constitue une hypothèse prudente, puisqu'en réalité, la majorité de ces charges sont alimentées pour une période supérieure à 20 ans³⁴.

La Régie note que, dans l'éventualité d'une alimentation permanente du Client, l'allocation maximale du Transporteur serait révisée, en fonction du niveau d'alimentation requis par le Client, en appliquant la règle prévue aux Tarifs.

La Régie comprend, par ailleurs, que, tant dans le cadre du projet de raccordement temporaire que dans le cadre d'un raccordement permanent, le Transporteur ne dispose, en propre, d'aucune garantie du Distributeur quant aux revenus additionnels pouvant découler du Projet, contrairement à ce qui prévaut, par exemple, dans les cas de raccordement de centrales pour le service de transport de point à point. La Régie est donc préoccupée par le fait que la clientèle du Transporteur, y incluant la clientèle autre que celle du Distributeur, pourrait être amenée, selon la réponse du Transporteur, à supporter les risques propres à ce projet de raccordement.

Cette problématique pourra être considérée lors de l'examen des modifications à apporter au texte des Tarifs et à son Appendice J dans le cadre d'un dossier tarifaire.

³⁴ Pièce B-5-HQT-14, document 1, page 8.

7. IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DU SERVICE DE TRANSPORT

En ce qui concerne la fiabilité du réseau de transport, le Transporteur mentionne que la solution retenue pour l'alimentation du Client n'affecte en rien la fiabilité et la qualité de prestation du service de transport pour la centrale actuelle de l'Eastmain-1 et les futures centrales de l'Eastmain-1A et de La Sarcelle qui seront raccordées au poste de la centrale de l'Eastmain-1.

Quant à la qualité de la prestation de service au Client, le Transporteur rappelle que celui-ci a décidé d'assumer les risques de bris et de pannes prolongées en demandant au Distributeur que ne soit installé qu'un seul autotransformateur de puissance, sans relève. Le Transporteur ajoute cependant que les risques de bris sont minimes puisque les équipements installés sont neufs.

Par ailleurs, au niveau de la ligne, le Transporteur mentionne que l'utilisation de pylônes d'acier minimisera l'occurrence des bris, et que, d'après les simulations qu'il a effectuées, les pannes de très courtes durées engendrées par la foudre ne se manifesteront qu'à raison de 1,8 fois par année.

La Régie est satisfaite des explications du Transporteur concernant l'impact des ajouts sur la fiabilité de son réseau et la qualité de la prestation de service au Client. Elle prend acte du fait que le Client ait décidé de n'exiger l'installation que d'un seul autotransformateur et d'en assumer le risque.

8. CONFIDENTIALITÉ

Le Transporteur demande à la Régie de se prévaloir des dispositions de l'article 30 de la Loi pour reconnaître le caractère confidentiel des schémas de liaison, unifilaire et d'écoulement de puissance représentés aux annexes A, B et C de la pièce HQT-5, document 1, ainsi qu'à l'annexe A de la pièce HQT-13, document 1. Le Transporteur dépose une affirmation solennelle appuyant les motifs invoqués au soutien de sa demande.

Le Transporteur a également déposé, sous pli confidentiel, un projet d'entente de contribution pour une installation temporaire en haute tension entre Les Mines Opinaca ltée, Goldcorp Inc. et Hydro-Québec (le Projet d'entente) consigné à l'annexe C de la pièce HQT-12, document 1.

Au soutien de cette demande de confidentialité, le Transporteur dépose une affirmation solennelle du Chef Efficacité énergétique grandes entreprises et Ventes mines, métallurgie et fabrication, chez le Distributeur. Essentiellement, ce dernier allègue que le Projet d'entente contient des informations relatives aux coûts des travaux, aux modalités de paiement convenues, à l'échéancier de réalisation des travaux et aux garanties financières fournies par le Client à Hydro-Québec. Afin de respecter le caractère commercial, stratégique et concurrentiel des informations contenues au Projet d'entente, le Distributeur traite systématiquement toute l'information s'y rapportant de façon confidentielle. La divulgation de ces données risquerait vraisemblablement de nuire à la position concurrentielle et d'influer indûment sur la conduite des affaires du Client.

Aucune objection à l'égard des demandes de traitement confidentiel de documents n'a été présentée au dossier.

Tenant compte de la décision D-2007-125, la Régie accorde le traitement confidentiel des documents contenant les schémas de liaison, unifilaire et d'écoulement de puissance représentés aux annexes A, B et C de la pièce HQT-5, document 1, ainsi qu'à l'annexe A de la pièce HQT-13, document 1.

Concernant la demande de confidentialité du Projet d'entente de contribution entre le Client et le Distributeur, la Régie note que le projet n'était pas encore ratifié au moment de son dépôt. La Régie accepte, dans le contexte du présent dossier, la demande de traitement confidentiel des informations contenues à l'annexe C de la pièce HQT-12, document 1.

9. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

Le Transporteur doit obtenir les autorisations suivantes³⁵ :

- Le Projet consiste à construire une ligne conçue à 120 kV mais exploitée dans un premier temps à 69 kV. Cette ligne est située dans le territoire conventionné de la Baie-James (CBJNQ). Selon le chapitre II de la *Loi sur la qualité de l'environnement*³⁶ (LQE), et par l'application de l'annexe B de la LQE, un projet de ligne de transport d'énergie d'une tension inférieure à

³⁵ Pièce B-1-HQT-10, document 1, pages 5 et 6.

³⁶ L.R.Q. c. Q-2.

75 kV est soustrait au processus d'examen et d'impacts sur l'environnement et le milieu social prévu à la CBJNQ. Toutefois, tout projet portant atteinte à l'environnement ou susceptible de modifier la qualité de l'environnement demeure soumis à l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22, chapitre I de la LQE. Une autorisation en vertu de cet article est donc requise auprès du Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (MDDEP) pour la réalisation du Projet. Selon le Transporteur, cette démarche est présentement en cours et d'après les dernières informations qu'il a reçues, une première autorisation permettant la construction de la ligne tel que prévu à 120 kV, avec une restriction d'exploitation à 69 kV pour la période du raccordement temporaire, serait délivrée dès l'été prochain³⁷. Par la suite, si le Client va de l'avant avec une alimentation permanente, le MDDEP délivrera une autorisation d'exploitation à 120 kV.

- Une attestation à l'effet que la réalisation du Projet ne contrevient pas à la réglementation municipale est requise de la Municipalité de la Baie-James, conformément à l'article 8 du règlement d'application de la LQE.
- Un permis d'occupation temporaire est requis en vertu des dispositions de la *Loi sur les terres du domaine de l'État*³⁸ en prévision des travaux sur les terres publiques.
- Un permis d'intervention en milieu forestier est également nécessaire pour procéder au déboisement de l'emprise de la ligne. Ce permis de déboisement est délivré par le Ministère des Ressources naturelles et Faune en application de la *Loi sur les forêts*³⁹ et du *Règlement sur les normes d'intervention en milieu forestier*.
- Lorsque le Projet sera entièrement réalisé, une convention pour mise à la disposition permanente de l'emprise de la ligne sera accordée à Hydro-Québec aux fins d'exploitation et d'entretien de ladite ligne, le tout en application de la *Loi sur les terres du domaine de l'État* et de la *Loi sur Hydro-Québec*⁴⁰.
- Les traversées, le cas échéant, de cours d'eaux navigables par la ligne de transport à construire nécessiteront une approbation de Transports Canada

³⁷ Pièce B-4-HQT-13, document 1, page 20.

³⁸ L.R.Q. c. T-8.1.

³⁹ L.R.Q., chapitre F-4.1.

⁴⁰ L.R.Q., chapitre H-5.

(secteur Protection des eaux navigables) en application de l'article 5(2) de la *Loi sur la protection des eaux navigables*⁴¹.

À ce stade, le Transporteur n'a pas reçu toutes ces autorisations et la Régie prend acte du fait qu'il devra les obtenir pour que le Projet puisse se réaliser.

10. CONCLUSION

La Régie est d'avis que le Projet est justifié afin de faire suite à la demande du Distributeur de raccorder de façon temporaire le camp d'exploration minière Éléonore au réseau de Transport et considère que les exigences prévues au Règlement et aux Tarifs sont respectées. La Régie autorise donc la réalisation du Projet.

Pour ces motifs,

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁴², notamment son article 73;

La Régie de l'énergie :

ACCORDE les demandes de traitement confidentiel du Transporteur;

INTERDIT la divulgation, la publication ou la diffusion des renseignements contenus aux pièces suivantes :

- B-1-HQT-5, document 1, annexes A, B et C;
- B-2-HQT-12, document 1, annexe C;
- B-4-HQT-13, document 1, annexe A;

AUTORISE le Transporteur à réaliser le Projet visant à raccorder de façon temporaire le camp d'exploration minière Éléonore au réseau de Transport, le Transporteur ne pouvant

⁴¹ L.R. 1985, ch. N-22.

⁴² L.R.Q., c. R-6.01.

apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable les coûts ou la rentabilité;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans ses rapports annuels les renseignements exigés à la section 5 de la présente.

Richard Carrier
Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^e Carolina Rinfret.