

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2009-080

R-3688-2009

26 juin 2009

---

**PRÉSENTE :**

Louise Pelletier  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision finale**

*Demande d'autorisation visant le raccordement du village  
de La Romaine*



### **Intervenants :**

- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Innus de Unamen Shipu;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA).

## 1. DEMANDE

[1] Le 20 février 2009, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose une demande à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31(5<sup>o</sup>) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (le Règlement) afin d'obtenir l'autorisation requise pour le raccordement, en 2011, du village de La Romaine au réseau intégré, au moyen d'une ligne 25 kV de 100 km, dont le coût est évalué à 32,1 M\$ (le Projet).

[2] Le 5 mars 2009, la Régie publie un avis sur son site Internet, dans lequel elle indique qu'elle entend traiter cette demande sur dossier. Elle invite les personnes intéressées à participer à l'étude de la demande à soumettre une demande de statut d'intervenant au plus tard le 13 mars 2009.

[3] Le 13 mars 2009, la Régie reçoit les demandes d'intervention de deux intéressés, soit le GRAME et S.É./AQLPA. Le 18 mars 2009, le Distributeur dépose ses commentaires au sujet de ces demandes. Les intéressés y répliquent le 20 mars 2009. Le 24 mars 2009, une demande d'intervention tardive des Innus de Unamen Shipu est versée au dossier. Le même jour, le Distributeur indique qu'il n'a aucun commentaire à formuler à cet égard.

[4] Le 25 mars 2009, la Régie rend la décision D-2009-033 par laquelle, notamment, elle accorde le statut d'intervenant au GRAME, aux Innus de Unamen Shipu et à S.É./AQLPA, fixe le calendrier d'examen de la demande du Distributeur et identifie les enjeux préliminaires.

[5] Le 31 mars 2009, le GRAME et S.É./AQLPA transmettent des demandes de reconnaissance du statut d'expert-conseil, respectivement pour messieurs Michel Perrachon et Jean-Claude Deslauriers. Le 1<sup>er</sup> avril 2009, le Distributeur émet ses commentaires et, le 3 avril 2009, le GRAME et S.É./AQLPA y répliquent.

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>2</sup> (2001) 133 G.O. II, 6165.

[6] Dans sa décision procédurale D-2009-043 du 7 avril 2009, la Régie reconnaît à MM. Michel Perrachon et Jean-Claude Deslauriers le statut d'expert-conseil demandé.

[7] Le 4 mai 2009, S.É./AQLPA et le Distributeur procèdent à un échange de correspondances relativement au traitement de trois questions soulevées dans les demandes de renseignements de S.É./AQLPA, auxquelles le Distributeur refuse de répondre.

[8] Le 5 mai 2009, le GRAME, les Innus de Unamen Shipu et S.É./AQLPA déposent leur mémoire.

[9] Le 6 mai 2009, le Distributeur transmet à la Régie les réponses à la demande de renseignements numéro 2. Les réponses aux questions 1.1 et 1.2 de la pièce B-13, HQD-2, document 1.1 sont toutefois masquées en partie. Le Distributeur justifie la non-diffusion de ces informations en invoquant que leur divulgation pourrait compromettre les négociations avec ses éventuels fournisseurs de service dans le cadre de la réalisation du raccordement. Le Distributeur demande donc le traitement confidentiel de ces données et informe la Régie qu'il verra à transmettre un affidavit au soutien de cette demande. Cet affidavit est reçu le 14 mai 2009.

[10] Conformément à la décision de la Régie dans sa lettre procédurale du 6 mai 2009 en regard des questions de S.É./AQLPA, le Distributeur fournit ses réponses en date du 8 mai 2009.

[11] Le 11 mai 2009, S.É./AQLPA soumet des remarques complémentaires à sa preuve suivant les réponses additionnelles reçues du Distributeur. L'intervenant réitère la recommandation soumise dans sa preuve et demande à la Régie de suspendre l'étude du dossier jusqu'au 12 janvier 2010.

[12] Finalement, le Distributeur dépose sa réplique le 29 mai 2009 et le dossier est alors pris en délibéré.

## 2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[13] Aux termes de l'article 73 de la Loi, le Distributeur 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 à la distribution d'électricité ainsi que pour étendre ou modifier son réseau de distribution d'électricité.

[14] Le Distributeur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 10 M\$, en vertu du Règlement. Ce dernier prévoit les éléments qui doivent accompagner la demande<sup>3</sup>.

## 3. ANALYSE DES EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES

### 3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[15] Le village de La Romaine est situé sur la Basse-Côte-Nord, au confluent de la rivière Olomane et du Golfe du Saint-Laurent. Il convient de souligner qu'il n'y a aucun lien entre cette communauté et la rivière Romaine, laquelle se jette dans le Golfe du Saint-Laurent à la hauteur de Havre-Saint-Pierre, quelque 200 kilomètres en amont du village de La Romaine.

[16] La communauté de quelque 1000 habitants n'est pas reliée au réseau routier : la route 138 s'arrête à la rivière Natashquan, à une centaine de kilomètres en amont. Le gouvernement du Québec a toutefois annoncé qu'il entendait investir 100 M\$ pour développer des liens routiers entre certaines communautés isolées de la Basse-Côte-Nord situées entre les localités de Kégaska et de Vieux-Fort. Le Distributeur mentionne qu'il est donc probable que La Romaine soit un jour accessible par la route.

---

<sup>3</sup> Article 2 du Règlement.

[17] L'alimentation électrique de La Romaine se fait actuellement par une centrale diesel vétuste dont la capacité sera bientôt insuffisante pour les besoins de la communauté. Le Distributeur indique que, dans l'éventualité où ce mode d'alimentation de source thermique était retenu pour l'avenir, des investissements importants seraient nécessaires pour faire une réfection majeure de la centrale et en augmenter la capacité, voire pour en construire une nouvelle, et ce, dès 2015.

[18] Pour le Distributeur, le raccordement de la communauté au réseau intégré dès 2011, au moyen d'une ligne 25 kV, constitue la solution optimale sur les plans économique, social et environnemental. Le Projet s'inscrit également dans le programme du Distributeur visant à réduire l'utilisation des carburants fossiles pour l'alimentation électrique de ses réseaux autonomes et à favoriser les énergies renouvelables.

### **3.2 DESCRIPTION DU PROJET ET AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES**

[19] La solution retenue par le Distributeur consiste en un raccordement au réseau intégré, à partir du poste de Natashquan, au moyen d'une ligne 25 kV sur près de 100 km, qui sera mise en service en 2011. Cette solution d'un réseau de distribution, dit évolutif, est décrite à l'étude de planification<sup>4</sup>. Le concept de réseau évolutif permet de retarder des investissements sur le réseau, tant et aussi longtemps qu'ils ne sont pas nécessaires, en fonction de la charge à alimenter.

[20] Le Distributeur indique que la ligne sera construite en milieu hostile et difficile d'accès (marécages, tourbières, roc affleurant, traversées de cours d'eau). Elle sera aussi exposée à des conditions climatiques difficiles (verglas de 65 mm, vents violents, brume, air salin, neige abondante). Elle devra donc être conçue et construite en prenant en compte ces données incontournables. Dans la mesure du possible, la ligne sera construite dans l'emprise du prolongement de la route 138, dont le déboisement a débuté.

---

<sup>4</sup> Pièce B-1, HQD-1, document 1, annexe 1, page 29.

[21] Les travaux relatifs à cette solution comprennent la conversion des postes de Natashquan et de La Romaine à 25 kV, la conversion des réseaux de distribution de Natashquan et de La Romaine à 25 kV, ainsi que la construction d'une ligne de distribution — isolée à 46 kV et exploitée à 25 kV — entre Pointe-Parent et La Romaine. Le Distributeur évalue ces travaux à 32,1 M\$, d'où l'objet de la présente demande.

[22] Le Distributeur a également envisagé d'autres solutions :

- une ligne 25 kV mise en service en 2015;
- une ligne 161 kV rapidement écartée, vu son coût prohibitif;
- la construction d'une nouvelle centrale thermique d'une puissance de 10 MW et incluant un démantèlement de la centrale actuelle;
- une réfection de la centrale thermique existante.

### **3.3 ÉVENTUELLE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE SUR LA RIVIÈRE OLOMANE**

[23] Jusqu'en 1998, le Distributeur préconisait la construction d'une petite centrale hydroélectrique sur la rivière Olomane, à quelques kilomètres en amont du village, pour remplacer la centrale diesel de La Romaine. Le projet de petite centrale hydroélectrique a été abandonné à la suite d'une résolution du conseil de bande d'Unamen Shipu refusant le projet.

[24] En 2001, le conseil de bande mandate la firme SNC-Lavalin pour la réalisation d'une étude de faisabilité indépendante pour la construction et l'exploitation d'une centrale privée d'environ 5 MW sur la rivière Olomane. Le coût de construction est alors évalué à 20 M\$. Ce projet avait besoin de la centrale diesel du Distributeur pour combler les creux de production en période de faible hydraulité. Les négociations n'ont jamais abouti et ce projet a été mis de côté. La communauté innue d'Unamen Shipu a récemment redémarré les discussions avec le Distributeur pour un projet hydraulique de 5 à 10 MW<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Pièce B-1, HQD-1, document 1, annexe 1, pages 6 et 33.



[25] Depuis de nombreuses années, la communauté innue travaille à l'élaboration d'un projet de centrale hydroélectrique sur la rivière Olomane. Selon le Distributeur, tout développement de centrale hydroélectrique devra se faire conformément aux dispositions prévues au *Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques* ainsi qu'au *Décret concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques*<sup>6</sup> (le Programme d'achat du Distributeur<sup>7</sup>). Il précise également qu'un tel programme ne sera ouvert qu'aux centrales pouvant être raccordées au réseau intégré d'Hydro-Québec<sup>8</sup>. Dans la planification du raccordement de la Romaine au réseau intégré, le Distributeur prend en compte la réalisation éventuelle d'une telle centrale, afin de s'assurer que le réseau puisse en recevoir la puissance et l'énergie<sup>9</sup>.

[26] Pour les Innus d'Unamen Shipu, un élément important du dossier est la possibilité que l'infrastructure proposée puisse éventuellement être utile au développement économique de la région. Ils veulent donc s'assurer que la ligne de distribution prévue par le Distributeur soit aussi un outil de développement économique durable pour la communauté. Ils ont également annoncé dans leur mémoire leur souhait de pouvoir soumissionner dans le cadre du Programme d'achat du Distributeur.

[27] L'intervenant S.É./AQLPA souligne que la réalisation d'un éventuel projet hydroélectrique envisagé par la communauté innue a la caractéristique majeure de s'ajouter au raccordement au réseau principal, plutôt que de s'y substituer comme cela avait été le cas pour les projets antérieurs<sup>10</sup>. Cet intervenant recommande une suspension du présent dossier jusqu'en janvier 2010, alors que des informations plus précises quant aux intentions des Innus relatives à la capacité et aux modalités d'un éventuel projet hydroélectrique sur la rivière Olomane seront vraisemblablement disponibles, permettant de mieux évaluer les caractéristiques requises de la ligne de raccordement.

[28] La Régie note qu'en 2004, six ans après la résolution de 1998 rejetant un projet d'Hydro-Québec sur la rivière Olomane, le Distributeur envisageait encore alimenter le village de La Romaine par la réalisation d'une centrale hydroélectrique en réseau autonome avec la communauté. À cette époque, il indiquait que dans l'éventualité où le

---

<sup>6</sup> Pièce B-9, HQD-2, document 1, page 29.

<sup>7</sup> Décrets 336-2009 ((2009) 141 G.O. II, 1712) et 337-2009 ((2009) 141 G.O. II, 1757).

<sup>8</sup> Pièce B-17, HQD-2, document 1.2, page 8.

<sup>9</sup> Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 12.

<sup>10</sup> Pièce C-2-8, page 5.

projet de construction d'une centrale hydroélectrique avec la communauté n'était pas accepté, le raccordement semblait le projet le plus rentable d'un point de vue économique<sup>11</sup>. Dans sa décision D-2005-178 concernant le plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur, la Régie encourage le développement d'un projet de construction d'une centrale hydroélectrique à La Romaine<sup>12</sup>.

[29] La Régie questionne les Innus d'Unamen Shipu afin de déterminer l'état d'avancement d'un petit projet hydroélectrique qui pourrait, soit être raccordé au réseau intégré, soit subvenir aux besoins du village en réseau autonome, comme cela était encore envisagé en 2004. Dans leur réponse, les Innus de Unamen Shipu souhaitent le raccordement de La Romaine afin de pouvoir soumissionner dans le cadre du Programme d'achat du Distributeur et expriment une préoccupation sur l'aspect concurrentiel de leur projet hydroélectrique, tant qu'il n'y a pas de route ni de ligne électrique.

[30] La Régie constate que depuis 2004, les discussions sur un éventuel projet hydroélectrique permettant d'alimenter le village de manière autonome n'ont pas permis d'aboutir à une solution qui puisse être prise en considération comme une alternative au Projet proposé par le Distributeur.

[31] Ainsi, bien que la communauté innue d'Unamen Shipu ait annoncé son souhait de pouvoir présenter un projet dans le cadre du Programme d'achat du Distributeur, il se pourrait que la communauté décide finalement de ne pas présenter un tel projet. La réalisation de ce projet demeure hypothétique et dépend à la fois d'aléas de négociations, du bon vouloir de la communauté et de la possibilité que le projet soit ou non retenu dans le cadre du Programme d'achat du Distributeur. Pour toutes ces raisons, la Régie ne considère pas dans l'intérêt public et de la population locale de suspendre l'examen du présent dossier, tel que recommandé par S.É./AQLPA.

[32] La Régie prend également en considération le fait que la quasi-totalité des habitations du village de La Romaine utilise déjà l'électricité comme source de chauffage. Elle considère que le maintien d'une centrale thermique pour l'alimentation en électricité n'est pas souhaitable, que ce soit pour des raisons économiques ou environnementales.

---

<sup>11</sup> Dossier R-3550-2004, pièce B-1, HQD-4, document 1, page 19.

<sup>12</sup> Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 32.

[33] La Régie note que le projet de raccordement a comme objectif principal d'alimenter le village de La Romaine en électricité à même le réseau intégré du Distributeur, et non de permettre le raccordement au réseau intégré d'éventuels projets locaux de production d'électricité à un stade de développement encore peu avancé.

[34] La Régie constate, par ailleurs, que le projet « évolutif » de raccordement proposé par le Distributeur a la caractéristique de pouvoir « techniquement » intégrer un projet de centrale hydroélectrique locale d'une puissance de 5 MW et qu'il serait possible de devancer certains investissements pour pouvoir intégrer un projet plus puissant. La Régie considère donc que le projet évolutif offre certaines possibilités de développement souhaitées par les Innus d'Unamen Shipu.

### 3.4 JUSTIFICATION DU PROJET

[35] Le Projet est nécessaire en raison de la vétusté de la centrale diesel qui alimente actuellement le village et dont la capacité sera insuffisante à l'horizon 2015. Les données de prévisions de la demande et de la charge, fournies par le Distributeur, révèlent que la capacité de la centrale sera atteinte lors de la pointe hivernale 2015-2016.

[36] Le Distributeur retient la solution la plus économique pour l'alimentation en électricité de cette communauté. Il ajoute que cette solution, soit un réseau de 25 kV de type évolutif, a également l'avantage de retarder certains investissements jusqu'au moment où ils seront nécessaires.

**Tableau 1**  
**Investissement initial et coût global actualisé (CGA) des solutions envisagées**  
**(M\$ 2009)**

Solutions envisagées	Investissement initial	CGA
Ligne 25 kV mise en service en 2011	32	80,7
Ligne 25 kV mise en service en 2015	35	85,4
Ligne 161 kV	109	138,1
Nouvelle centrale thermique	57	156,5
Réfection de la centrale thermique	49	133,1

*Source : Pièce B-9, HQD-2, document 1, pages 12 et 13, tableaux 3 et 6 révisés*

[37] Par ailleurs, le Distributeur réitère que toute réduction de la demande à la suite de la mise en place de mesures d'efficacité énergétique pourrait permettre de retarder des investissements sur la ligne. Il précise cependant que les gains potentiels sont minimes. La réduction éventuelle de la demande par l'efficacité énergétique ne saurait ainsi remettre en cause le besoin de raccorder le village de La Romaine dans les meilleurs délais.

[38] Le GRAME, les Innus de Unamen Shipu et S.É./AQLPA ne contestent pas la validité de la solution privilégiée par le Distributeur.

### **3.5 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET**

#### *Analyse économique*

[39] La mise en service d'une ligne 25 kV, qu'elle soit effective en 2011 ou en 2015, présente un flux monétaire actualisé cumulé sur un horizon de 30 ans inférieur à ceux des autres solutions proposées (voir tableau 1). Elle a également l'avantage de nécessiter un investissement initial moindre, soit 32 M\$, comparativement à 49 M\$ pour la réfection de la centrale thermique.

[40] Quant à déterminer s'il est avantageux, au plan économique, de mettre en service une ligne 25 kV en 2011 plutôt qu'en 2015, la Régie note que quatre principales composantes de coûts sont à l'origine de l'écart de 4,7 M\$ qu'elle constate entre les CGA des deux solutions. Il s'agit de la valeur actualisée des investissements, des coûts de maintenance et d'exploitation de la centrale thermique diesel, des coûts d'achat de diesel et des coûts d'achat et de transport d'énergie.

[41] La Régie constate ainsi qu'il est plus avantageux, au plan économique, de mettre en service une ligne 25 kV en 2011 plutôt qu'en 2015, étant donné que l'écart favorable entre les charges liées à l'achat et au transport d'énergie et celles relatives aux achats de diesel compense l'augmentation de la valeur actualisée des investissements causée par le devancement de la mise en service.

***Analyse de sensibilité sur le coût du diesel***

[42] La solution de la mise en service d'une ligne 25 kV en 2011 doit néanmoins être soumise à une analyse de sensibilité sur le coût du diesel afin de déterminer si elle demeure la plus avantageuse par rapport à la solution d'une mise en service en 2015 dans le contexte économique actuel.

**Tableau 2**  
**Analyse de sensibilité sur le coût du diesel**

	<b>CGA (M\$ 2009)</b>		
	<b>Scénario faible</b>	<b>Scénario initial (moyen)</b>	<b>Scénario fort</b>
<b>Ligne 25 kV mise en service en 2011</b>	80,6	80,7	80,8
<b>Ligne 25 kV mise en service en 2015</b>	83,0	85,4	87,8

*Source : Pièce B-9, HQD-2, document 1, page 13, tableau 5 révisé*

[43] Advenant que le coût du diesel évolue vers un scénario fort, il est clair qu'une mise en service en 2011 demeure avantageuse. Cependant, dans le cas d'un scénario faible, l'écart entre les CGA des deux solutions mérite d'être étudié de plus près étant donné la baisse récente des cours pétroliers sur les marchés.

[44] En réponse à des demandes de renseignements, le Distributeur présente la prévision de l'évolution des coûts du diesel sur la période 2011-2038 qu'il a utilisée pour élaborer le scénario moyen (retenu dans le calcul initial du CGA), ainsi qu'une mise à jour de cette prévision produite en mai 2009.

**Tableau 3**  
**Coût du diesel (¢/L) au village de La Romaine**

	<b>Prévision février 2009</b>	<b>Prévision mai 2009</b>
<b>2012</b>	127,18	91,70
<b>2013</b>	127,05	94,45
<b>2014</b>	127,48	134,06
<b>2015</b>	129,68	138,80

Sources : Pièce B-9, HQD-2, document 1, page 20, tableau R.11.1 et pièce B-17, HQD-2, document 1.2, page 10

[45] Le Distributeur précise que les variations de coûts propres à la mise à jour de sa prévision ont un effet global non significatif sur la période 2011-2015, étant donné que les coûts baissent pour deux années alors qu'ils augmentent pour les deux autres. Il ajoute que la diminution du coût du diesel pour 2012 et 2013 a pour effet de diminuer d'environ 2 M\$ le CGA de la solution 2015, mais que la solution 2011 demeure toujours la plus avantageuse. Il réfère ainsi au scénario faible du coût du diesel.

[46] En utilisant les coûts du diesel présentés dans le cadre du dépôt d'une étude économique sommaire sur un possible jumelage éolien-diesel pour alimenter le village de La Romaine<sup>13</sup>, la Régie constate que la solution d'une mise en service en 2011 demeure la plus avantageuse au plan économique.

### ***Impact tarifaire du Projet***

[47] L'impact tarifaire du Projet est présenté par le Distributeur comme étant l'écart entre le revenu requis de la solution privilégiée et celui de la réfection de la centrale thermique existante, qui représente la solution de référence<sup>14</sup>.

[48] La Régie constate que l'impact tarifaire reflète l'écart entre les flux monétaires actualisés cumulés sur une période de 30 ans pour les deux solutions. Après des impacts tarifaires supérieurs en 2012 et 2013 (246 k\$ et 133 k\$ respectivement), à cause principalement des charges d'amortissement, la solution de la mise en service d'une ligne 25 kV en 2011 génère des impacts tarifaires inférieurs à ceux de la solution de référence,

<sup>13</sup> Pièce B-1, HQD-1, document 1, annexe 2, page 3. La Régie a ajusté les coûts en dollars de 2009.

<sup>14</sup> Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 18, tableau 4.

et ce, de 2014 à 2038. Ces impacts varient entre 765 k\$ en 2014 à 1 858 k\$ en 2038 en passant par 6 752 k\$ en 2026.

[49] La Régie conclut que l'impact tarifaire de la solution retenue est moindre que celui de la solution de référence.

### **3.6 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**

[50] Le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 32,1 M\$, incluant une contingence de 15 %, soit de 3,9 M\$, et sera échelonné de 2009 à 2011. Le Distributeur indique que ces coûts comportent une marge de plus ou moins 30 %.

[51] En réponse à des demandes de renseignements de la Régie, le Distributeur explique que, dans le cadre du Projet, les coûts utilisés proviennent en grande partie d'estimations paramétriques offrant seulement une précision de plus ou moins 30 %. Vu la longueur de la ligne et les conditions physiques de son tracé, le Projet constitue un cas unique pour le Distributeur. Quant à la contingence de 15 %, le Distributeur vise à couvrir les incertitudes associées à la mise en œuvre d'une nouvelle conception de ligne dans des conditions de réalisation difficiles. Cette provision tient aussi compte d'incertitudes liées à la durée de réalisation des travaux qui dépendra grandement des conditions climatiques.

[52] Le Distributeur explique que la ligne envisagée dans le Projet sera de conception dite « robuste » pour faire face aux conditions climatiques difficiles de la Basse-Côte-Nord. Elle sera également « surisolée » pour tenir compte de l'air salin qui prévaut et de son éventuelle exploitation à 34 kV. De plus, elle sera construite principalement dans des tourbières et sur le roc. Sa construction en période hivernale, l'absence de lien routier sur plus de la moitié de sa longueur et la présence d'imposantes rivières sont autant de facteurs qui feront augmenter ses coûts de construction. Enfin, son éloignement des grands centres entraînera des coûts supplémentaires importants de transport de la main-d'œuvre, des matériaux et du matériel.

[53] La Régie est satisfaite des renseignements fournis par le Distributeur. Cependant, elle se questionne sur le niveau de précision de plus ou moins 30 % pour un projet présenté pour approbation. La Régie invite le Distributeur à améliorer ses estimations de coûts.

[54] Le Distributeur indique que le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration, auquel cas le Distributeur devra obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier<sup>15</sup>. Le cas échéant, la Régie demande au Distributeur de l'en informer en temps opportun. Elle demande également de déployer tous les efforts afin de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

### **3.7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ**

[55] La Régie prend acte que la centrale thermique existante sera maintenue en réserve froide pour assurer une alimentation de secours rapidement disponible, au moins jusqu'à ce que La Romaine soit reliée au réseau routier et tant que les coûts d'exploitation afférents seront minimales.

[56] La Régie prend acte aussi que la nouvelle ligne à 25 kV sera de conception robuste pour faire face aux conditions climatiques difficiles de la Basse-Côte-Nord et pourra offrir une alimentation de relève pour le village de Kégaska.

### **3.8 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

[57] La Régie prend acte qu'aucune autorisation n'est requise en vertu d'une autre loi.

## **4. DEMANDE DE CONFIDENTIALITÉ**

[58] Le Distributeur demande à la Régie le traitement confidentiel des réponses aux questions 1.1 et 1.2 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie. Le

---

<sup>15</sup> Pièce B-17, HQD-2, document 1.2, page 4.



Distributeur a déposé au soutien de sa demande un affidavit exposant les motifs justifiant une telle demande.

[59] La Régie considère que les raisons invoquées par le Distributeur sont suffisamment sérieuses et importantes pour justifier le traitement confidentiel des réponses complètes aux questions 1.1 et 1.2 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie. La demande du Distributeur est donc accordée à cet égard.

## 5. CONCLUSION

[60] L'analyse qui précède indique que le Projet est techniquement justifié, qu'il représente la meilleure solution envisageable dans les circonstances et que sa faisabilité économique et son impact sur les tarifs ont été démontrés de façon satisfaisante.

[61] **Pour ces motifs,**

### La Régie de l'énergie :

**AUTORISE** le Distributeur à réaliser le projet visant le raccordement en 2011 du village de La Romaine au réseau intégré, au moyen d'une ligne 25 kV de 100 km, dont le coût est évalué à 32,1 M\$, conformément à la preuve soumise au soutien de la demande, le Distributeur ne pouvant 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 Distributeur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau de la pièce B-1, HQD-1, document 1, page 15;
- le suivi de l'échéancier du Projet;
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

**REND** une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des réponses complètes aux questions 1.1 et 1.2 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie fournies sous pli confidentiel sous la cote B-13, HQD-2, document 1.1.

Louise Pelletier

Régisseur

**Représentants :**

- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Éric Fraser;
- Innus de Unamen Shipu représentés par M<sup>e</sup> Alain Arsenault;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman.