

# RACCORDEMENT DU VILLAGE DE LA ROMAINE AU RÉSEAU INTÉGRÉ



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>5</b>
<b>2. CONTEXTE.....</b>	<b>6</b>
2.1. Rappel des faits.....	7
2.2. Nouvelle solution technique retenue.....	7
<b>3. DESCRIPTION DU PROJET .....</b>	<b>11</b>
3.1. Description des travaux.....	11
3.2. Échéancier des travaux.....	13
<b>4. DONNÉES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES.....</b>	<b>14</b>
4.1. Coûts associés au projet.....	14
4.1.1. Réserve pour imprévus.....	16
4.2. Autres solutions analysées.....	17
4.2.1. Description des scénarios analysés.....	18
4.2.2. Analyse économique.....	19
<b>5. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE SERVICE .....</b>	<b>21</b>
<b>6. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D’AUTRES LOIS .....</b>	<b>21</b>
<b>7. MODE DE SUIVI PROPOSÉ .....</b>	<b>21</b>
<b>8. CONCLUSION .....</b>	<b>22</b>
<b>ANNEXE A : LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES.....</b>	<b>23</b>

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Croissance de la charge.....	9
Figure 2 : Prévion de charge.....	10
Figure 3 : Localisation du village de La Romaine.....	10
Figure 4 : Localisation et tracé préliminaire du futur réseau électrique vers La Romaine.....	12
Figure 5 : Vue d’ensemble du réseau électrique à 12 kV du village de La Romaine.....	13

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Concordance entre les sections de la demande et le Règlement.....	6
Tableau 2 : Échéancier des travaux.....	14
Tableau 3 : Coûts annuels du projet.....	15
Tableau 4 : Principaux risques associés au projet.....	16
Tableau 5 : Résultats de l’analyse économique.....	20
Tableau 6 : Principales hypothèses.....	20
Tableau 7 : Résultats de l’analyse financière.....	20



## 1. INTRODUCTION

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (« le  
2 Distributeur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (« la Régie ») afin de  
3 construire les immeubles et les actifs requis pour le raccordement du village de La Romaine  
4 au réseau intégré de distribution (« le Projet »).

5 Le raccordement serait effectué au moyen d'une nouvelle ligne de distribution sur une  
6 longueur d'environ 112 km dont une section d'environ 75 km sur portiques de bois exploitée  
7 à 34 kV. Par ailleurs, ce raccordement nécessite également la construction de trois sous-  
8 postes. Le coût des travaux est évalué à 114 M\$ et la mise en service du Projet est prévue à  
9 la fin de l'année 2019.

10 À la suite des travaux de raccordement, la centrale thermique alimentant actuellement le  
11 village de La Romaine sera démantelée. Les travaux de démantèlement sont exclus du  
12 projet soumis. Ces travaux seront réalisés l'année suivant la mise en charge de la nouvelle  
13 ligne de distribution, et ce, dans le cadre d'un autre projet.

14 Ce projet de raccordement vise à fournir à la communauté de La Romaine une source  
15 d'alimentation propre, fiable et au moindre coût. De plus, cette solution s'inscrit dans la  
16 foulée des orientations du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec. Il permettra une  
17 réduction des gaz à effet de serre de l'ordre de 10 000 tonnes de CO<sub>2</sub> grâce au  
18 démantèlement de l'actuelle centrale thermique. Cette réduction participe directement à  
19 l'atteinte des objectifs énoncés par le gouvernement du Québec dans sa Politique  
20 énergétique 2030.

21 Le tableau 1 fait état de la concordance entre la demande du Distributeur, présentée  
22 conformément à l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi »), et les  
23 renseignements requis par le Règlement sur les conditions et les cas requérant une  
24 autorisation de la Régie de l'énergie (le « Règlement »).

**TABEAU 1 :  
CONCORDANCE ENTRE LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR ET LE RÈGLEMENT**

Règlement				Pièce HQD-1, document 1
Article	Alinéa	Paragr.	Renseignements requis	Section
2	1	1°	Les objectifs visés par le projet	Section 1
2	1	2°	La description du projet	Section 3
2	1	3°	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	Section 3
2	1	4°	Les coûts associés au projet	Section 4
2	1	5°	L'étude de faisabilité économique du projet	Section 4
2	1	6°	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	Section 6
2	1	7°	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	Section 4
2	1	8°	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	Section 5
2	1	9°	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	Section 4
3	1	1°	La liste des principales normes techniques	Annexe A
3	1	3°	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	s.o.

## 2. CONTEXTE

- 1 Comme indiqué dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026 (dossier R-3986-2016)<sup>1</sup>, le
- 2 Distributeur compte procéder au raccordement du village de La Romaine au réseau intégré.

<sup>1</sup> Pièce HQD-2, document 1 (B-0010), section 4.2.

1 Ce projet implique l'autorisation d'une nouvelle solution technique et, conséquemment,  
2 l'abandon du projet soumis en 2009 (le « Projet initial »)<sup>2</sup>.

## 2.1. Rappel des faits

3 En février 2009, le Distributeur a déposé auprès de la Régie une demande<sup>3</sup> conformément à  
4 l'article 73 de la Loi<sup>4</sup>, en vue d'obtenir l'autorisation pour l'acquisition et la construction  
5 d'immeubles ou d'actifs requis au raccordement du village de La Romaine au réseau intégré  
6 de distribution.

7 Le Projet initial visait un raccordement au moyen d'une ligne à 25 kV d'environ 100 km,  
8 longeant le tracé prévu de la route 138 dans le cadre de son prolongement. Le Projet initial  
9 prévoyait également le maintien de la centrale actuelle en réserve froide. La mise en service  
10 devait avoir lieu en 2011.

11 Le Projet initial a été autorisé par la Régie dans sa décision D-2009-080.

12 À la suite de cette autorisation, le Distributeur a lancé un premier appel d'offres public à  
13 l'automne 2010 pour la construction d'une section de ligne de 23 km. Les prix soumis par les  
14 entrepreneurs se sont révélés très supérieurs aux estimations initiales du Distributeur.  
15 Devant cet état de fait, le Distributeur a annulé l'appel d'offres et n'a attribué aucun contrat.  
16 Aucuns travaux n'ont donc été réalisés au cours de 2011.

17 Le projet est finalement suspendu en 2012 en attendant un contexte plus favorable pour sa  
18 relance. Le parachèvement, à l'automne 2013, de la route 138 jusqu'à Kegaska était alors  
19 insuffisant pour justifier la relance du projet.

20 En 2015, le Distributeur procède à de nouvelles études en fonction du prix du carburant et  
21 des investissements requis pour maintenir en opération, au-delà de 2020, la centrale  
22 vieillissante de La Romaine.

## 2.2. Nouvelle solution technique retenue

23 Comme mentionné précédemment, le Distributeur abandonne le projet initialement proposé  
24 en 2009 et opte pour une nouvelle solution afin de raccorder le village de La Romaine au  
25 réseau intégré qui exclut le recours à une centrale en réserve froide. Cette nouvelle  
26 approche a été élaborée en considérant trois éléments importants, soit l'état de la centrale  
27 thermique, la capacité de transit afin de répondre à une croissance de la demande  
28 potentielle ainsi que l'impact sur la qualité du service.

### ***État de la centrale***

29 La centrale thermique existante, datant du début des années 70, est d'une puissance  
30 installée de 5 723 kW pour une puissance garantie de 4 100 kW. Elle consomme

---

<sup>2</sup> Dossier R-3688-2009

<sup>3</sup> Idem

<sup>4</sup> L.R.Q., c. R-6.01

1 annuellement environ 3 700 000 litres de carburant diesel, qui génèrent plus de 10 000  
2 tonnes de CO<sub>2</sub>.

3 Le Projet initial prévoyait le maintien de la centrale existante en réserve froide dès la mise en  
4 service de la ligne d'alimentation en 2011, de façon à assurer une alimentation de secours  
5 rapidement disponible en cas de pannes prolongées. Malgré l'état de vétusté de la centrale,  
6 le Distributeur estimait qu'à court terme, aucun investissement ne serait nécessaire pour la  
7 maintenir en réserve froide et que les coûts d'entretien serait minime, soit quelque 25 000 \$  
8 annuellement.

9 L'hypothèse d'utilisation de la centrale en réserve froide était estimée à 100 heures de  
10 fonctionnement par année. Or, comme le projet ne s'est pas réalisé, la centrale a dû être  
11 maintenue en fonctionnement continu, accélérant ainsi son usure.

12 En 2016, le Distributeur constate que la majorité des équipements de la centrale ont dépassé  
13 leur durée de vie. Plusieurs systèmes importants sont dégradés et présentent des problèmes  
14 d'exploitation significatifs.

15 En somme, la centrale actuelle est trop désuète pour permettre, à long terme, une relève en  
16 réserve froide sans nécessiter d'investissements majeurs de la part du Distributeur. Son  
17 retrait permettrait également au Distributeur d'éliminer ses coûts d'approvisionnement en  
18 carburant et l'émission des gaz à effet de serre reliés à la centrale. Rappelons que  
19 l'approvisionnement efficace en diesel n'est possible que par bateaux, et ce, généralement  
20 entre les mois de mai et décembre parce que les conditions climatiques qui sévissent durant  
21 l'hiver les empêchent d'accoster.

### ***Croissance de la demande et capacité de transit***

22 À la fin de l'année 2016, le réseau de La Romaine comptait environ 400 abonnements. Au  
23 cours des dix dernières années, les abonnements et la demande en puissance à la pointe  
24 ont connu une croissance inférieure à 1 % par année.

25 À l'hiver 2016-17, la demande en puissance pour le village de La Romaine fut d'environ  
26 3,5 MW. Selon la dernière prévision déposée auprès de la Régie<sup>5</sup>, une croissance annuelle  
27 inférieure à 1 % est anticipée pour le scénario moyen.

28 Cette prévision de la demande est soumise à un aléa important, notamment en raison de  
29 l'évolution démographique, qui ne se reflète pas complètement sur les abonnements du  
30 Distributeur. Ainsi, une vague de croissance des abonnements entraîneraient  
31 nécessairement une croissance de la demande en puissance plus rapide que celle anticipée  
32 dans le scénario moyen. Le Distributeur doit donc opter pour une solution offrant une marge  
33 de manœuvre minimale d'au moins 500 kW pour éviter de nuire au développement de cette  
34 communauté. À titre d'exemple, 85 nouvelles résidences unifamiliales seraient suffisantes  
35 pour générer une puissance supérieure à cette marge de manœuvre.

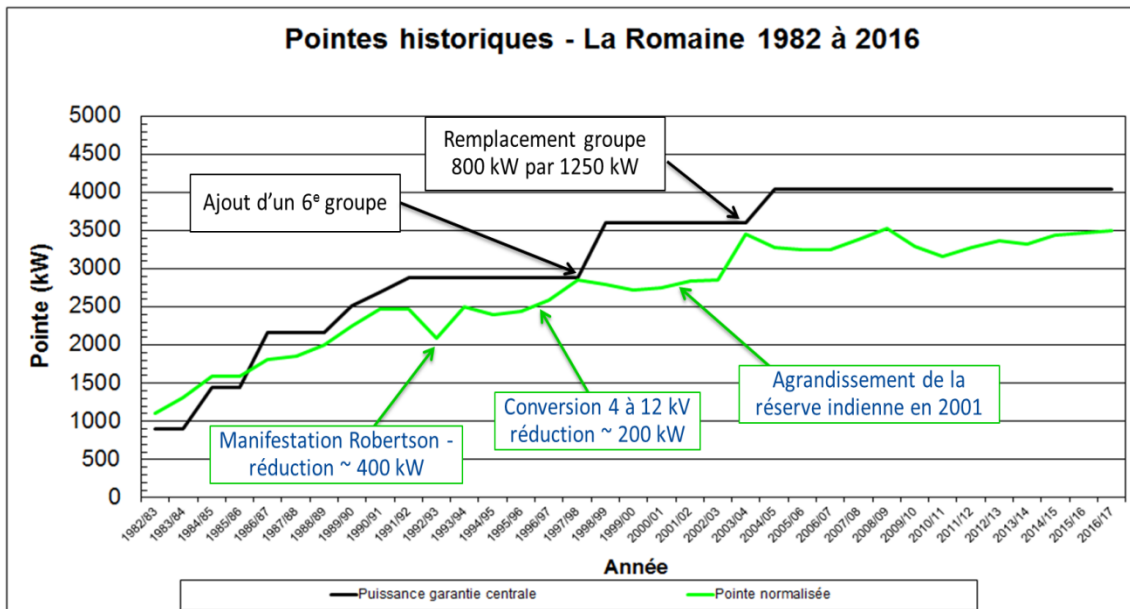
---

<sup>5</sup> Dossier R-3986-2016, pièce HQD-2, document 2 (B-0011), annexe 2C.



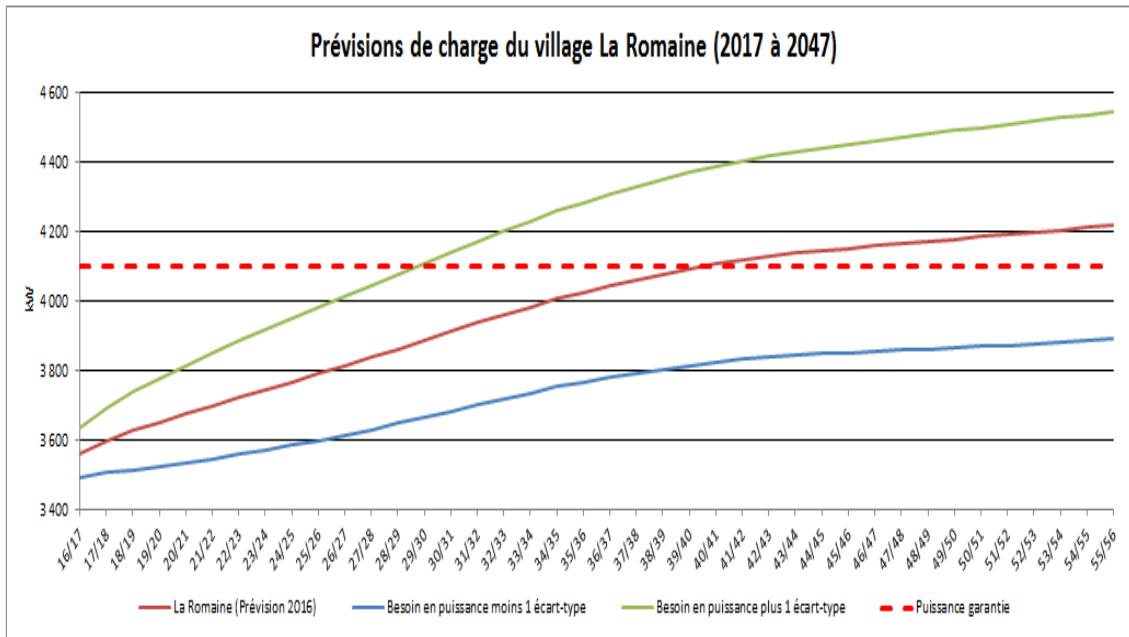
- 1 La figure 1 illustre les pointes historiques de 1982 à 2016 et démontre l'évolution très
- 2 variable de la demande en puissance. Celle-ci est caractérisée par des périodes de fortes
- 3 croissances et des périodes plutôt stables.

**FIGURE 1 :  
CROISSANCE DE LA CHARGE**



- 4 La figure 2 présente la prévision de la demande en puissance sur la période 2017 à 2047.
- 5 Elle montre également les scénarios d'encadrement à un écart-type du scénario moyen. La
- 6 probabilité que la croissance de la demande en puissance excède le scénario fort est de
- 7 15 %.

**FIGURE 2 :  
PRÉVISION DE CHARGE**



**Assurer la qualité du service**

- 1 Le village de La Romaine est situé à environ 100 km au nord-est de Natashquan, en bordure
- 2 du fleuve Saint-Laurent. Le village de La Romaine n'est pas relié au réseau routier, la
- 3 route 138 s'arrêtant à Kegaska depuis septembre 2013. Les seuls accès demeurent par
- 4 bateau durant la saison navigable ou par avion ou hélicoptère lorsque les conditions
- 5 climatiques le permettent, comme le montre la figure 3.

**FIGURE 3 :  
LOCALISATION DU VILLAGE DE LA ROMAINE**



1 Sur la Basse-Côte-Nord, les conditions climatiques sont particulièrement difficiles l'hiver,  
2 avec des accumulations généralement importantes de neige. De plus, ce territoire est réputé  
3 pour sa brume très dense en bordure de la côte et l'air salin y est omniprésent. Cette zone  
4 peut également être affectée par de sévères tempêtes de verglas, combinées avec de forts  
5 vents.

6 La solution retenue pour alimenter le village de La Romaine doit offrir, à la communauté, une  
7 qualité de service acceptable. Rappelons que la solution recommandée en 2009 prévoyait le  
8 maintien de la centrale existante en réserve froide pour relever l'ensemble des charges du  
9 village lors d'une indisponibilité prolongée de la ligne d'alimentation projetée. Cette relève  
10 aurait occasionné un indice de continuité (IC) moyen d'environ 25 heures. Le projet proposé  
11 offre un IC moyen comparable, soit environ 30 heures en mode entretien supérieur. Le  
12 Distributeur prévoit construire une section de ligne d'environ 75 km conçue selon les critères  
13 de ligne de transport afin que celle-ci soit en mesure de résister aux conditions climatiques  
14 extrêmes de ce secteur difficile d'accès. La solution recommandée comprend également la  
15 construction d'un sous-poste près de Kegaska pour offrir une relève à la centaine de clients  
16 du secteur. La nouvelle solution technique, plus robuste que la ligne de distribution à 25 kV  
17 prévue initialement, permet au Distributeur d'offrir un niveau de qualité de service acceptable  
18 sans s'appuyer sur la présence d'une centrale en réserve froide.

### 3. DESCRIPTION DU PROJET

19 La solution d'alimentation retenue consiste à raccorder le village de La Romaine au réseau  
20 intégré de distribution sans maintenir la centrale thermique actuelle en réserve froide.

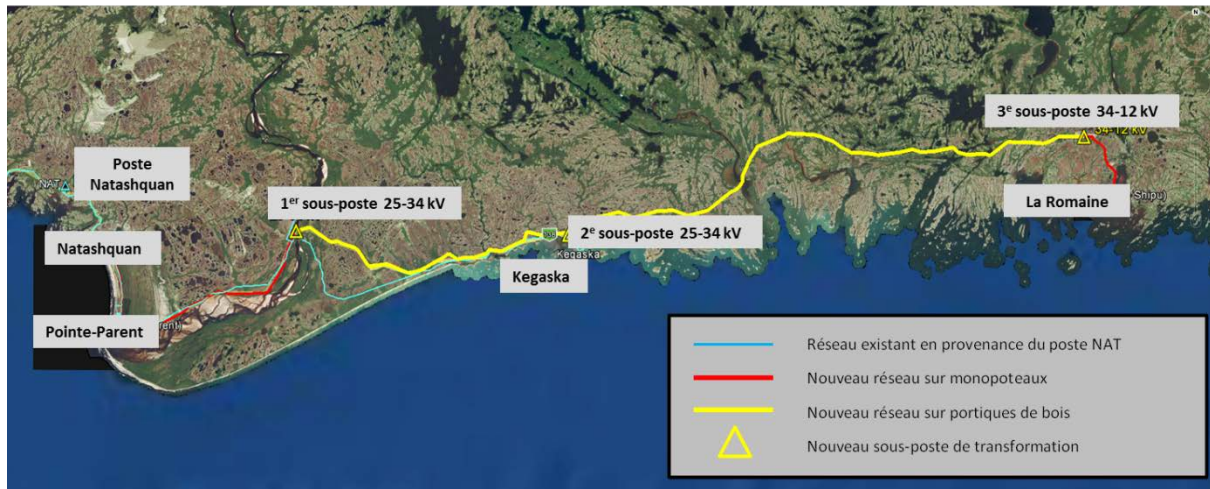
21 Cette solution a déjà été présentée aux diverses communautés impliquées au printemps  
22 2017. Les gens du milieu sont ouverts au raccordement du village au réseau intégré  
23 d'Hydro-Québec et au démantèlement de la centrale thermique actuelle. D'autres rencontres  
24 sont prévues au cours des prochains mois pour présenter, entre autres, le tracé de la future  
25 ligne et l'emplacement des futurs sous-postes. Elles permettront également d'amorcer les  
26 négociations touchant la réalisation d'une partie des travaux par les communautés locales et  
27 la maximisation des retombées économiques locales.

28 Aussi, des études environnementales seront réalisées afin d'identifier les mesures à mettre  
29 en place pour limiter les impacts du projet sur les communautés.

#### 3.1. Description des travaux

30 La figure 4 présente la zone d'intervention des travaux, le tracé préliminaire du futur réseau  
31 électrique vers La Romaine ainsi que la localisation potentielle des sous-postes.

**FIGURE 4 :  
LOCALISATION ET TRACÉ PRÉLIMINAIRE DU FUTUR RÉSEAU ÉLECTRIQUE VERS LA ROMAINE**



1 La solution retenue pour alimenter le village consiste à prolonger le réseau de distribution du  
 2 poste de Natashquan sur une distance d'environ 112 km. Pour ce faire, la ligne NAT-224  
 3 devra être prolongée sur une distance d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière  
 4 Natashquan avec une ligne de distribution robuste standard à 25 kV (voir le tracé « Nouveau  
 5 réseau sur monopoteaux » à la figure 4). À noter que les poteaux de cette section ont déjà  
 6 été implantés depuis 2010 dans le cadre du projet initial.

7 Par la suite, une section de ligne devra être construite sur une distance approximative de  
 8 75 km en terrain accidenté et dont l'accessibilité est restreinte. Pour cette raison, le  
 9 Distributeur prévoit construire une ligne sur portiques de bois exploitée à 34 kV, conçue  
 10 selon les critères de ligne de transport, qui est mieux adaptée à ce type de terrain (voir le  
 11 tracé « Nouveau réseau sur portique de bois » à la figure 4). Une surisolation de la ligne  
 12 assurera une très bonne fiabilité pour cette section tout en permettant son exploitation à une  
 13 tension supérieure sans investissement supplémentaire si les besoins de développement de  
 14 la communauté de La Romaine ou de la Basse-Côte-Nord le justifient à plus long terme.

15 Un premier sous-poste devra être construit près de la rivière Natashquan. Un deuxième  
 16 sous-poste sera construit près du village de Kegaska pour offrir une alimentation de relève.  
 17 Cette attache permettra de réparer et d'entretenir la section de ligne monophasée d'environ  
 18 45 km desservant actuellement ce village.

19 Enfin, un troisième sous-poste devra être construit près de l'aéroport de La Romaine pour  
 20 abaisser la tension. Sa présence permettra de maintenir le plus longtemps possible la  
 21 tension d'exploitation du village de La Romaine à son niveau actuel, soit 12 kV. Le  
 22 Distributeur mentionne que la conversion du réseau à une tension de 25 kV, prévue dans le  
 23 Projet initial, n'est plus nécessaire avec la nouvelle configuration de raccordement proposée.

**FIGURE 5 :**  
**VUE D'ENSEMBLE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE À 12 kV DU VILLAGE DE LA ROMAINE**



1 Pour maintenir le plus longtemps possible la tension d'exploitation du village à 12 kV, le  
2 Distributeur devra construire deux lignes triphasées d'environ 7 km entre celui-ci et  
3 l'aéroport. Ce choix technique permettra de transférer l'ensemble des charges de La  
4 Romaine sur le poste de Natashquan dès que la construction des nouvelles lignes sera  
5 complétée. En outre, et le cas échéant, cette architecture limitera au minimum les impacts  
6 auprès de la clientèle lorsque la conversion des charges à 25 kV sera requise pour répondre  
7 aux besoins de la communauté.

8 Cette solution technique offre la marge de manœuvre minimale de 500 kW permettant de  
9 faire face à une croissance des abonnements.

### 3.2. Échéancier des travaux

10 Les travaux s'échelonneront sur une période de deux ans. Ils devront être complétés avant la  
11 fin du mois d'octobre 2019 pour éviter l'utilisation de la centrale existante durant l'hiver 2019-  
12 2020.

**TABLEAU 2 :  
ÉCHÉANCIER DES TRAVAUX**

Activités	Échéancier
Ingénierie	Hiver 2017 à l'automne 2018
Terminer la construction de la section de ligne à 25 kV de 23 km débutée en 2010 entre Natashquan et la rivière Natashquan.	Automne 2017 à l'automne 2018
Construire une section de ligne surisolée à sur portique de bois d'environ 75 km entre la rivière Natashquan et l'aéroport de La Romaine.	Hiver 2018 à l'automne 2019
Construire un sous-poste 24-34 kV près de la rivière Natashquan.	Automne 2018 à l'automne 2019
Construire un sous-poste 34-25/12 kV près de l'aéroport de La Romaine.	Automne 2018 à l'automne 2019
Construire un sous-poste 34-25 kV près du village de Kegaska.	Automne 2018 à l'automne 2019
Construire deux sections de ligne isolée à 34 kV d'environ 7 km entre l'aéroport et le village de La Romaine.	Été 2019 à l'automne 2019
Mise en service du nouveau réseau de distribution et des trois sous-postes.	Octobre 2019

1 Le Distributeur précise que des travaux d'ingénierie de la ligne sur portiques de bois ont déjà  
 2 été entrepris par la division Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés  
 3 (« HQIESP ») afin de respecter l'échéancier des travaux menant à la mise en service du  
 4 Projet en octobre 2019. Le Distributeur souligne qu'un retard dans la réalisation du projet  
 5 forcerait l'approvisionnement d'au moins deux millions de litres de diesel pour assurer  
 6 l'alimentation du village à partir de la centrale actuelle durant l'hiver 2019-2020.

#### **4. DONNÉES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES**

##### **4.1. Coûts associés au projet**

7 Les investissements pour raccorder le village de La Romaine au réseau intégré de  
 8 distribution du Distributeur s'élèvent à 114,4 M\$, comme présenté au tableau 3.

**TABLEAU 3 :  
COÛTS ANNUELS DU PROJET (EN K\$ COURANTS)**

Rubriques	Années antérieures	2017	2018	2019	Total	Part
Ingénierie	1 109	2 500	5 098	1 039	9 746	8,5 %
Travaux civils	2	-	306	728	1 036	0,9 %
Travaux électriques souterrains	-	-	-	-	-	-
Travaux électriques aériens	2 450	500	35 380	43 973	82 303	72,0 %
Sous-total	3 561	3 000	40 784	45 740	93 085	81,4 %
Réserve pour imprévus	-	450	6 118	6 861	13 429	11,7 %
Sous-total	3 561	3 450	46 902	52 601	106 514	93,1 %
Frais financiers capitalisés	532	401	2 166	4 763	7 862	6,9 %
<b>TOTAL</b>	<b>4 093*</b>	<b>3 851</b>	<b>49 068</b>	<b>57 364</b>	<b>114 376</b>	<b>100 %</b>

\*Note : Des dépenses de 3,9 M\$ réalisées dans le cadre du Projet initial sont comprises dans les investissements antérieurs à 2017. Le taux d'inflation utilisé est de 2 %.

1 Le Distributeur assure une gestion rigoureuse de ses projets, mais dans l'éventualité d'un  
 2 écart de coûts de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du conseil d'administration  
 3 d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il en avisera la Régie en temps opportun, conformément à  
 4 sa pratique.

**Ingénierie**

5 Les coûts d'ingénierie couvrent les frais associés à l'estimation du projet et à la réalisation de  
 6 diverses études, dont les études de terrain, les études environnementales et les fouilles  
 7 archéologiques.

**Travaux civils**

8 Les coûts des travaux civils couvrent entre autres les frais liés à la construction de certaines  
 9 structures dans les sous-postes ainsi que des chemins d'accès temporaires, des ponts  
 10 provisoires ou des ponceaux permettant la traversée des nombreux cours d'eau requis pour  
 11 la réalisation de la ligne d'alimentation.

**Travaux électriques aériens**

12 Les coûts des travaux électriques aériens couvrent entre autres la construction d'une  
 13 nouvelle ligne sur portiques de bois d'une longueur de 75 km, la construction de trois sous-  
 14 postes et près de 40 km de lignes de distribution standards.

**Frais financiers capitalisés**

1 Les frais financiers capitalisés sont calculés au taux de rendement sur la base de tarification  
2 du Distributeur, comme autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-47. Dans sa décision  
3 D-2017-022, la Régie a autorisé un taux de rendement sur la base de tarification de 6,899 %.

**4.1.1. Réserve pour imprévus**

4 En accord avec la pratique, une réserve de 15 % pour imprévus, calculée sur la base des  
5 coûts des travaux (excluant les frais financiers capitalisés [FFC]) est ajoutée aux coûts du  
6 projet. Le Distributeur exerce ainsi une saine gestion de ses risques, étant donné que le  
7 projet sera réalisé dans une zone où les conditions climatiques sont rigoureuses, sur un  
8 terrain accidenté et marécageux. Le Distributeur doit également tenir compte de l'impact  
9 potentiel du tracé de la ligne d'alimentation sur les populations locales.

10 La réserve pour imprévus retenue permet de couvrir les principaux risques associés au  
11 projet, lesquels sont présentés au tableau 4. Les impacts monétaires ont été pondérés avec  
12 une probabilité d'occurrence en fonction des expériences acquises avec d'autres projets  
13 réalisés sur la Basse-Côte-Nord et de l'expertise d'HQIESP pour ce type de projet.

**TABLEAU 4 :  
PRINCIPAUX RISQUES ASSOCIÉS AU PROJET**

Éléments de risques	Impact (k \$)	Impact délai (mois)	Probabilité d'occurrence (%)	Impact pondéré (k\$)
Environnement difficile	9 000		50	4 500
Frais de main-d'œuvre	5 700		75	4 275
Augmentation du coût de réalisation pour assurer le respect de l'échéancier des travaux	5 400		50	2 700
Acceptabilité du tracé	6 000	6	25	1 500
Impact total pondéré				12 975

14 L'impact total pondéré représente 13,9 % des coûts des travaux (excluant FFC). Le  
15 Distributeur réitère que les éléments présentés au tableau 5 constituent les principaux  
16 risques associés au projet et non tous les risques potentiels. Pour cette raison, il est  
17 raisonnable de retenir une réserve de 15 %. Le Distributeur rappelle également que,  
18 nonobstant le niveau de la contingence, seuls les coûts réels du projet seront ultimement  
19 intégrés à sa base de tarification.



### ***Environnement difficile***

1 Les conditions climatiques sur la Basse-Côte-Nord sont parmi les plus rigoureuses au  
2 Québec. Ces conditions ralentissent les travaux, notamment en rendant les déplacements de  
3 la main-d'œuvre de même que l'acheminement du matériel plus difficiles.

4 Compte tenu de la présence de tourbières, la qualité du sol est très variable dans ce secteur.  
5 Les fondations devront donc être ajustées selon la capacité portante réellement obtenue. Il  
6 sera toujours difficile de prévoir précisément les besoins, même après plusieurs visites, car  
7 les conditions climatiques peuvent changer considérablement la situation sur le terrain.

### ***Frais de main-d'œuvre***

8 Les activités de fouilles archéologiques, de déboisement de même que les travaux de  
9 raccordement feront l'objet d'appels d'offres publics. Les prix soumis par les entrepreneurs  
10 peuvent être supérieurs aux estimations. Selon le résultat des négociations avec les  
11 communautés, des contrats pourraient être octroyés de gré à gré à des firmes autochtones.

### ***Augmentation du coût de réalisation pour assurer le respect de l'échéancier des travaux***

12 Compte tenu de l'état de la centrale, le Distributeur doit mettre tout en œuvre pour assurer le  
13 respect de l'échéancier du projet. Par exemple, l'utilisation d'hélicoptères ou une  
14 augmentation de la main-d'œuvre assignée au projet constitueraient des moyens de  
15 mitigation afin d'assurer le respect de l'échéancier de réalisation des travaux.

### ***Acceptabilité du tracé***

16 Hydro-Québec élabore chaque nouveau projet en recherchant l'équilibre entre les trois pôles  
17 du développement durable, soit les aspects sociaux, environnementaux et économiques.

18 Des modifications au tracé prévu peuvent survenir afin de permettre l'acceptabilité du projet  
19 par les diverses communautés. Le Distributeur pourra ainsi tenir compte des préoccupations  
20 exprimées afin d'adapter le mieux possible le projet aux réalités locales.

## **4.2. Autres solutions analysées**

21 Le Distributeur a réalisé une analyse économique en comparant différents scénarios. La  
22 construction d'une nouvelle centrale thermique, compte tenu de la vétusté de la centrale  
23 actuelle, n'est pas une option économiquement rentable en plus de ne pas respecter les  
24 orientations stratégiques de l'entreprise quant à l'utilisation d'énergie propre pour  
25 l'alimentation de ses réseaux autonomes. Ce constat est démontré dans l'analyse  
26 économique présentée à la sous-section 4.2.2.

27 Les scénarios analysés sont :

- 28 • le raccordement par le biais d'une ligne à 25 kV et construction d'une nouvelle  
29 centrale thermique en réserve froide – mise en service en 2019 ;

- 1 • le raccordement par le biais d'une ligne sur portiques de bois, exploitée à 34 kV sans  
2 centrale thermique en réserve froide – mise en service en 2019 ;
- 3 • le raccordement par le biais du réseau de transport par une ligne à 161 kV sur  
4 pylônes en acier avec son poste – mise en service en 2022 ;
- 5 • la construction d'une nouvelle centrale thermique avec un sous-poste – mise en  
6 service en 2022.

#### 4.2.1. **Description des scénarios analysés**

7 Cette section présente une brève description des solutions analysées. Bien que tous les  
8 scénarios présentés sont techniquement réalisables, le raccordement par le biais d'une ligne  
9 sur portiques de bois, exploitée à 34 kV sans centrale thermique en réserve froide, est la  
10 solution la plus avantageuse économiquement et sur le plan des impacts environnementaux,  
11 de la qualité de service et du respect des orientations stratégiques de l'entreprise.

##### **Raccordement par le biais d'une ligne à 25 kV et construction d'une nouvelle centrale thermique en réserve froide – mise en service en 2019**

12 Ce scénario consiste à construire une ligne à 25 kV de type évolutif d'une longueur de  
13 quelque 100 km. Les travaux comprennent la conversion du réseau de distribution de La  
14 Romaine à 25 kV ainsi que la construction d'une ligne de distribution entre Pointe-Parent et  
15 La Romaine. Ce scénario prévoit également la construction d'une nouvelle centrale  
16 thermique en réserve froide qui servira uniquement en cas de pannes prolongées.

17 Ce scénario correspond à la solution de raccordement présentée à la Régie en 2009, sauf en  
18 ce qui a trait au maintien de la centrale actuelle en réserve froide. En effet, pour assurer une  
19 alimentation de relève, une nouvelle centrale thermique en réserve froide devrait être  
20 construite compte tenu de l'état de vétusté de la centrale actuelle. Bien qu'il offre une bonne  
21 qualité de service, ce scénario présente un impact environnemental important dû à la  
22 production de gaz à effet de serre et ne répond pas aux orientations stratégiques de  
23 l'entreprise.

##### **Raccordement par le biais d'une ligne sur portique de bois, exploitée à 34 kV sans centrale thermique en réserve froide – mise en service en 2019**

24 Ce scénario consiste à construire une ligne de distribution sur une distance d'environ  
25 112 km, dont 75 km seront sur portiques de bois. L'exploitation de la section sur portiques de  
26 bois à 34 kV nécessitera la construction de trois sous-postes. Un réseau de distribution  
27 comprenant deux lignes d'environ 7 km servira à transiter l'énergie entre l'aéroport de La  
28 Romaine et le village. Compte tenu de l'état de la centrale actuelle, celle-ci ne serait pas  
29 maintenue en réserve froide et démantelée (ainsi que son parc à carburant) à la suite de la  
30 mise en service du projet prévue en 2019. Le coût de ce démantèlement est inclus aux fins  
31 de l'analyse économique.

1 Ce scénario, en plus de respecter les orientations stratégiques de l'entreprise, présente  
2 moins d'impacts environnementaux. Il offre également une bonne qualité de service, avec un  
3 IC d'environ 30 heures en mode entretien supérieur. Le Distributeur souligne que le coût  
4 additionnel de ce mode d'entretien a été pris en compte dans l'analyse économique de la  
5 solution.

***Raccordement par le biais du réseau de transport par une ligne à 161 kV sur pylônes en acier avec son poste – mise en service en 2022***

6 Ce scénario consiste au raccordement au réseau de transport par le biais d'une ligne à  
7 161 kV d'environ 100 km sur pylônes en acier entre le poste Natashquan et l'aéroport de La  
8 Romaine. Cette solution nécessite la construction d'un nouveau départ à 161 kV au poste de  
9 Natashquan et la construction d'un poste satellite près de l'aéroport de La Romaine. Un  
10 réseau de distribution comprenant deux lignes d'environ 7 km servira à transiter l'énergie  
11 entre l'aéroport de La Romaine et le village. Comme la mise en service serait prévue en  
12 2022, il faudrait maintenir la centrale thermique actuelle d'ici-là, impliquant davantage de  
13 frais d'entretien et d'achat de diesel. La centrale actuelle et son parc à carburant seraient  
14 démantelés à la suite de la mise en service du projet. Tout comme le scénario précédent,  
15 cette solution respecte les orientations stratégiques de l'entreprise, présente moins d'impacts  
16 environnementaux et offre une bonne condition de service. Par contre le coût de cette  
17 solution est nettement supérieur.

***Construction d'une nouvelle centrale thermique avec un sous-poste – mise en service en 2022***

18 Ce scénario consiste à construire une nouvelle centrale thermique puis à démanteler celle  
19 existante. Le parc à carburant actuel serait toutefois maintenu. Comme la mise en service  
20 serait prévue en 2022, il faudrait maintenir la centrale thermique actuelle d'ici là, impliquant  
21 des investissements supplémentaires et davantage de frais d'entretien.

22 Ce scénario comporte un fort impact environnemental et ne répond aucunement aux  
23 orientations stratégiques de l'entreprise. De ce fait, le Distributeur considère le recours à une  
24 telle solution peu réaliste.

**4.2.2. Analyse économique**

25 Afin de mesurer l'avantage économique du projet de raccordement à 34 kV, le Distributeur  
26 compare le projet au scénario de production thermique à partir d'une nouvelle centrale et aux  
27 autres solutions de raccordement étudiées.

28 L'analyse économique a été effectuée sur une période de 30 ans suivant la mise en service  
29 de la ligne, incluant les travaux de raccordement de 2017 à 2019. Les résultats, exprimés en  
30 millions de dollars actualisés de 2017, sont présentés au tableau 5. Les paramètres utilisés  
31 sont précisés à la section 4.3.

**TABLEAU 5 :  
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

(en millions de \$ actualisés 2017)	Raccordement à 25 kV	Raccordement à 34 kV	Raccordement à 161 kV	Centrale thermique
Investissements	88,4	83,1	122,9	54,9
Charges d'exploitation	57,4	48,2	68,3	148,4
Taxes sur les services publics	6,0	5,5	8,3	3,0
<b>Total</b>	<b>151,8</b>	<b>136,8</b>	<b>199,5</b>	<b>206,3</b>

1 Les résultats démontrent que l'alimentation électrique de La Romaine par un raccordement  
2 au réseau intégré avec une section à 34 kV sur portiques de bois, soit le scénario proposé,  
3 présente un coût inférieur à celui des autres solutions de raccordement. Il est également plus  
4 bas qu'un approvisionnement au moyen d'une nouvelle centrale thermique, qui est le  
5 scénario le moins avantageux, tant sur le plan économique qu'environnemental.

#### 4.2.3. Analyse de sensibilité

6 Dans le but d'évaluer la robustesse de l'avantage économique de la solution retenue, le  
7 Distributeur a procédé à une analyse de sensibilité sur la variable ayant le plus d'impact et le  
8 plus de volatilité, soit le prix des combustibles.

9 En utilisant le scénario de bas prix de la prévision de long terme de l'EIA, le coût global  
10 actualisé du scénario de centrale thermique est de 147,7 M\$ (actualisés 2017). Ce résultat  
11 démontre la robustesse de l'avantage associé à la solution retenue.

#### 4.3. Analyse financière

12 Le tableau 6 présente les principales hypothèses utilisées aux fins des analyses  
13 économiques et financières ainsi que leurs sources.

**TABLEAU 6 :  
PRINCIPALES HYPOTHÈSES**

Taux actualisation nominal	5,053 % (D-2017-022)
Taux d'inflation	2,0 % (cible médiane – Banque du Canada)
Prévision des prix des combustibles	Annual energy outlook 2017 (EIA)
Prévision des coûts évités – réseau intégré	R-4011-2017

14 Le tableau 7 présente les éléments de revenus requis associés au Projet.

**TABLEAU 7 :  
RÉSULTATS DE L'ANALYSE FINANCIÈRE**

(en millions de \$)	2020	2021	2022	2023	2024	2029	2034	2039	2044	2049
Charges d'exploitation	2,16	1,82	1,84	1,87	2,19	3,30	3,67	4,09	4,55	4,97
Amortissement	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
Frais financiers	5,07	4,94	4,81	4,68	4,55	3,90	3,25	2,60	1,95	1,30
Taxe sur les services publics	0,55	0,54	0,52	0,51	0,50	0,42	0,35	0,28	0,21	0,14
<b>Revenus additionnels requis</b>	<b>10,36</b>	<b>9,87</b>	<b>9,75</b>	<b>9,64</b>	<b>9,81</b>	<b>10,20</b>	<b>9,84</b>	<b>9,54</b>	<b>9,29</b>	<b>8,98</b>

## 5. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE SERVICE

1 À la suite du raccordement du village de La Romaine au réseau de distribution  
2 d'Hydro-Québec, l'IC pourrait se détériorer, puisque la centrale thermique ne sera pas  
3 maintenue en réserve froide. Toutefois le Distributeur mettra en place un programme  
4 d'entretien supérieur de la ligne d'alimentation, lequel permettra de diminuer l'IC à environ  
5 30 heures. Un tel programme comprendrait entre autres une patrouille préventive annuelle  
6 de l'ensemble du tronçon principal du réseau compris entre le poste de Natashquan et le  
7 village de La Romaine. Un cycle de contrôle de la végétation plus court serait également mis  
8 en place pour obtenir un dégagement plus important entre les conducteurs et les branches  
9 d'arbres.

## 6. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

10 Comme la réalisation du projet impliquera de traverser des zones sensibles sur le plan  
11 environnemental, une analyse environnementale sera effectuée à l'étape de l'ingénierie de  
12 détail. Cette analyse permettra de déterminer les mesures d'atténuation requises et de  
13 formuler les demandes d'autorisation environnementale applicables. De façon non limitative,  
14 la réalisation du projet pourrait notamment prévoir l'obtention des autorisations  
15 gouvernementales suivantes :

- 16 • un certificat d'autorisation pour la réalisation de travaux en milieux hydriques auprès  
17 du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la lutte contre les  
18 changements climatiques, en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de*  
19 *l'environnement* ;
- 20 • un permis d'occupation temporaire du territoire pour réaliser les fouilles  
21 archéologiques ;
- 22 • un permis d'occupation du territoire pour le déboisement et la construction de la ligne,  
23 impliquant des négociations avec les communautés autochtones.

24 Le Distributeur précise que les démarches seront entreprises au moment de la réalisation  
25 des études d'ingénierie détaillée.

## 7. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

26 Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel  
27 déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la LRÉ. Le suivi annuel fera état des coûts réels  
28 de ses travaux selon la présentation du tableau 4 du présent document et d'une explication  
29 des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, de même qu'un suivi de  
30 l'échéancier des travaux.

## **8. CONCLUSION**

- 1 Le raccordement au réseau intégré par le biais d'une section de ligne sur portiques de bois,
- 2 exploitée à 34 kV sans centrale thermique en réserve froide constitue la seule solution
- 3 acceptable qui puisse assurer de façon fiable, propre et au moindre coût, l'alimentation du
- 4 village de La Romaine. Il permettra de répondre adéquatement aux besoins actuels et futurs
- 5 de la communauté.

## **ANNEXE A :**

### **Liste des normes et encadrements applicables**





**Tableau A-1 :  
Liste des normes et encadrements applicables**

A.41-01	Chutes de tension maximales admissibles sur le réseau basse tension, 2004
A.41-02	Limites d'émission de déséquilibre de charges sur le réseau de distribution, 2007
A.5-02	Surcharges, sous-tensions et pertes en distribution MT : techniques de correction et d'optimisation, 2002
A.5-04	Architecture du réseau de distribution, 2012
A.51.22-01	Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT, 2001
A.61.3-01	Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités, 2009
B.41.11	Normes de construction réseau aérien
C.21-02	Limites de planification de la tension du réseau moyenne tension, 2011
CSA-C22.3 no 60826-10	Critères de conception des lignes aériennes de transport, 2010