

**Demande relative à la construction d'une ligne
à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay**

Table des matières

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Introduction | 5 |
| 2 | Contexte | 6 |
| 3 | Objectifs du Projet | 10 |
| 4 | Description et justification du Projet en relation avec les objectifs visés | 10 |
| 4.1 | Description des travaux | 10 |
| 4.2 | Justification du Projet en fonction des objectifs | 17 |
| 5 | Solutions envisagées | 19 |
| 5.1 | Solution 1 – Construction d’une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay | 20 |
| 5.2 | Solution 2 – Construction d’une ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des Laurentides | 20 |
| 5.3 | Solution 3 – Construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec | 21 |
| 5.4 | Estimation des coûts des solutions envisagées | 22 |
| 6 | Coûts associés au projet | 23 |
| 6.1 | Sommaire des coûts | 23 |
| 7 | Impact tarifaire | 26 |
| 8 | Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d’électricité | 27 |
| 9 | Conclusion | 28 |

Liste des tableaux

| | | |
|-----------|---|----|
| Tableau 1 | Concordance entre la demande du Transporteur et le <i>Règlement</i> | 6 |
| Tableau 2 | Évolution de la prévision* de la demande d’électricité sur la Côte-Nord..... | 7 |
| Tableau 3 | Calendrier de réalisation..... | 19 |
| Tableau 4 | Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2018)..... | 23 |
| Tableau 5 | Coûts des travaux avant-projet et projet (en milliers de dollars de réalisation)..... | 23 |
| Tableau 6 | Taux d’inflation spécifiques..... | 24 |

Liste des figures

| | | |
|----------|---|----|
| Figure 1 | Corridor Manic-Québec..... | 9 |
| Figure 2 | Zone d’étude du Projet | 12 |
| Figure 3 | Tracé retenu dans la région de la Côte-Nord en territoire non organisé..... | 13 |
| Figure 4 | Tracé retenu dans la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean en territoire non organisé | 14 |
| Figure 5 | Tracé retenu dans la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean en territoire municipalisé | 15 |
| Figure 6 | Agrandissement projeté au poste du Saguenay | 16 |

Liste des annexes

- Annexe 1 Schéma de liaison et schémas unifilaires relatifs au Projet (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 2 Liste des principales normes techniques appliquées au Projet
- Annexe 3 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
- Annexe 4 Liste des activités d'information et de consultation
- Annexe 5 Analyse économique
- Annexe 6 Impact tarifaire

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 construire une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay et de réaliser des
4 travaux connexes (le « Projet »).

5 D'un coût total de 792,7 M\$, ce Projet de la catégorie d'investissement « maintien et
6 amélioration de la qualité du service » est rendu nécessaire afin de maintenir la fiabilité du
7 réseau de transport. Les mises en service sont prévues en juin 2021 et en juillet 2022.

8 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'il doit
9 entreprendre dès à présent certaines activités d'ingénierie afin de respecter l'échéancier
10 des travaux. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités similaires à
11 celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

12 Le tableau 1 indique la concordance entre la demande du Transporteur, présentée
13 conformément à l'article 73 de la *Loi sur la régie de l'énergie* (la « *Loi* »), et les
14 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
15 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « *Règlement* »).

**Tableau 1
Concordance entre la demande du Transporteur et le Règlement**

| Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie | | | | Pièce | Section |
|---|--------|------------|---|---|---------------|
| Article | Alinéa | Paragraphe | Renseignements requis | | |
| 2 | 1 | 1° | Les objectifs visés par le projet | HQT-1, Document 1 | 3 |
| 2 | 1 | 2° | La description du projet | HQT-1, Document 1 | 4 |
| 2 | 1 | 3° | La justification du projet en relation avec les objectifs visés | HQT-1, Document 1 | 4 |
| 2 | 1 | 4° | Les coûts associés au projet | HQT-1, Document 1 HQT-1, Document 2 HQT-1, Document 2.1 | 6 |
| 2 | 1 | 5° | L'étude de faisabilité économique du projet | HQT-1, Document 1 | 5 Annexe 5 |
| 2 | 1 | 6° | La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois | HQT-1, Document 1 | Annexe 3 |
| 2 | 1 | 7° | L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité | HQT-1, Document 1 | 7 Annexe 6 |
| 2 | 1 | 8° | L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service | HQT-1, Document 1 | 8 |
| 2 | 1 | 9° | Le cas échéant, les autres solutions envisagées | HQT-1, Document 1 | 5 |
| 3 | 1 | 1° | La liste des principales normes techniques | HQT-1, Document 1 | Annexe 2 |
| 3 | 1 | 3° | Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières | s. o. | s. o. |

2 Contexte

1 Afin de garantir à l'ensemble de la clientèle la disponibilité des services de transport, le
 2 Transporteur planifie son réseau de façon à assurer sa fiabilité et son évolution optimale.
 3 L'approche de planification appliquée par le Transporteur permet d'assurer la cohérence de
 4 l'ensemble des actions nécessaires à la fourniture des services de transport qui constitue sa
 5 mission de base.

6 *Planification du réseau*

7 La planification du réseau de transport permet d'avoir une vision globale des enjeux,
 8 problématiques et actions à mettre en œuvre afin d'assurer la fiabilité et la qualité du service
 9 de transport tout en répondant aux besoins de l'ensemble de la clientèle.

10 La planification du réseau de transport principal du Transporteur tient compte de l'ensemble
 11 des besoins, notamment en considérant les ressources de production disponibles et la
 12 prévision de la demande d'électricité du Distributeur. Une modification de la quantité ou de

1 la localisation de ces besoins peut avoir un impact sur le comportement du réseau de
2 transport.

3 Pour assurer un niveau de fiabilité adéquat au réseau de transport, le Transporteur utilise
4 des critères de conception qui encadrent la réalisation de ses études de planification pour le
5 choix d'une solution optimale sur les plans technique, économique et environnemental.

6 Ces critères permettent d'assurer que le réseau de transport dispose de suffisamment de
7 souplesse et de robustesse pour être en mesure de satisfaire les besoins de transport en
8 toute sécurité, malgré la variabilité des conditions d'exploitation, la survenance de défauts et
9 l'indisponibilité d'équipements.

10 Ainsi, afin de respecter les critères de conception du réseau de transport et de se conformer
11 à ses exigences de fiabilité, des ajouts¹ d'équipements majeurs au réseau de transport
12 principal ont été requis et recommandés depuis 2009.

13 Par ailleurs, en 2012, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la
14 centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement été fermées. Ces centrales ont comme
15 particularité d'être situées dans la partie sud du réseau et contribuaient au soutien de la
16 tension et à la stabilité du réseau de transport.

17 De plus, depuis 2013, la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord a subi une
18 diminution importante, causée principalement par une réduction de la prévision de la
19 demande d'électricité de clients industriels. Le tableau 2 montre, pour les pointes prévues
20 aux hivers 2020-2021 et 2030-2031, l'impact de l'évolution de la prévision de la demande
21 d'électricité sur la Côte-Nord.

Tableau 2
Évolution de la prévision* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord

| Date d'émission de la prévision | Pointe de l'hiver 2020-2021 | | Pointe de l'hiver 2030-2031*** | |
|---------------------------------|-----------------------------|--------------|--------------------------------|--------------|
| | Total (MW) | Écart (MW)** | Total (MW) | Écart (MW)** |
| 2010 | 3296 | 0 | 3302 | 0 |
| 2011 | 3206 | -89 | 3213 | -89 |
| 2012 | 2988 | -308 | 3010 | -291 |
| 2013 | 2355 | -940 | 2422 | -879 |
| 2014 | 2707 | -588 | 2858 | -443 |
| 2015 | 2196 | -1100 | 2276 | -1026 |
| 2016 | 2205 | -1091 | 2249 | -1052 |
| 2017 | 2318 | -978 | 2372 | -930 |

* Prévision annuelle du Distributeur.

** Écart avec la prévision émise en 2010.

*** Valeurs de l'hiver 2030-2031 extrapolées à partir des prévisions du Distributeur.

¹ Ajouts qui ont fait l'objet des demandes d'autorisation suivantes à la Régie : R-3715-2009, R-3742-2010, R-3757-2011, R-3760-2011, R-3836-2013, R-3887-2014 et R-3890-2014.

1 Le corridor Manic-Québec, qui relie la Côte-Nord à la région de Québec (voir figure 1), est
2 constitué de six lignes à 735 kV mises en service entre 1965 et 1973, soit :

- 3 • les lignes reliant les postes Micoua et de la Jacques-Cartier (circuit 7019 entre les
4 postes Micoua et du Saguenay et circuit 7018 entre les postes du Saguenay et de la
5 Jacques-Cartier) ;
- 6 • la ligne reliant les postes aux Outardes et des Laurentides (circuit 7004) ;
- 7 • les trois lignes reliant les postes de la Manicouagan et de Lévis (circuits 7007, 7008
8 et 7023).

9 Les clients de la Côte-Nord étant alimentés par les postes à 735 kV situés au nord-est du
10 corridor Manic-Québec², une variation à la baisse de la prévision de leur demande
11 d'électricité engendre une augmentation de la puissance électrique à transporter vers le sud
12 du réseau de transport par les lignes du corridor Manic-Québec.

13 Ainsi, malgré les ajouts d'équipements recommandés depuis 2009, la diminution importante
14 depuis 2013 de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord, combinée à la
15 fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, accentue la sévérité de
16 certains événements sur les lignes du corridor Manic-Québec entraînant une dégradation de
17 la fiabilité du réseau de transport principal. Les analyses du Transporteur révèlent que, pour
18 les niveaux de transits prévus tant à l'horizon 2020-2021 qu'à l'horizon 2030-2031, les
19 critères de conception du réseau de transport ne sont plus respectés. Ces analyses sont
20 effectuées en simulant le comportement du réseau de transport à la suite de divers
21 événements dans des conditions initiales de réseau prédéfinies. Le comportement attendu
22 du réseau de transport, les différentes conditions de réseau considérées et les divers types
23 d'événements simulés sont encadrés par les critères de conception du Transporteur, les
24 critères du Northeast Power Coordinating Council, Inc.³ et la norme de fiabilité TPL-001-4⁴
25 adoptée par la Régie.

26 Ainsi, en appliquant cette méthodologie d'analyse, le Transporteur constate une
27 accentuation des oscillations de puissance et de tension sur le réseau au-delà des limites
28 permises par les critères de conception du réseau, et ce à la suite d'événements impliquant
29 la perte temporaire (déclenchement) d'une ou plusieurs des lignes du corridor
30 Manic-Québec. Ces phénomènes d'oscillations, lorsqu'accentués, peuvent entraîner la
31 perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord, ce qui cause la perte complète du
32 réseau de transport.

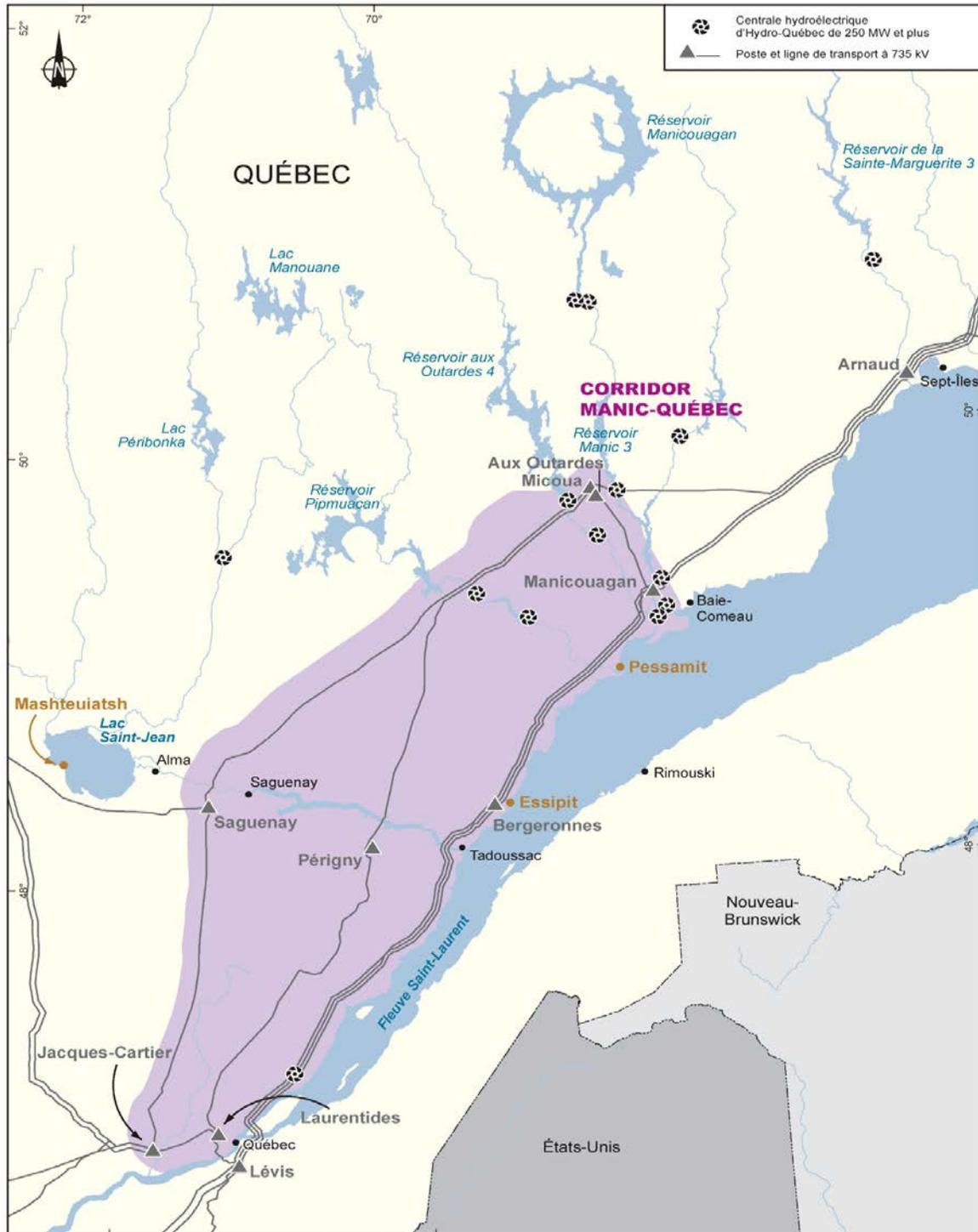
² Notamment les postes de la Manicouagan, Arnaud et des Montagnais.

³ Directory 1 – Design and Operation of the Bulk Power System.

⁴ Critères de comportement de la planification du réseau de transport.

- 1 Dans ce contexte, le Transporteur doit procéder à l'ajout d'équipements sur le réseau de
- 2 transport principal afin de maintenir sa fiabilité et ce, dans le respect des critères de
- 3 conception.

Figure 1
Corridor Manic-Québec



1 *Exploitation du réseau*

2 Au Québec, la demande en électricité est particulièrement élevée durant les périodes
3 froides de l'hiver, en raison notamment du chauffage électrique. Le réseau doit alors
4 disposer d'équipements de transport suffisants pour répondre à cet appel maximal de
5 puissance. C'est donc surtout dans un contexte de pointe hivernale que le Transporteur
6 réalise ses études de planification.

7 Le Transporteur analyse également d'autres conditions potentiellement exigeantes pour le
8 réseau et qui peuvent en influencer la planification ou l'exploitation. C'est le cas, par
9 exemple, de la période de pointe estivale, où les températures peuvent conduire à l'atteinte
10 des capacités thermiques des équipements.

11 Afin de respecter la capacité thermique des équipements, le Transporteur doit conserver
12 une plus grande disponibilité des équipements du réseau afin d'assurer l'alimentation de
13 l'ensemble de la clientèle tout en respectant l'ensemble des critères de conception et des
14 exigences relative à la fiabilité. Il devient donc de plus en plus difficile pour lui de procéder
15 aux retraites de lignes requis en été pour l'entretien du réseau de transport. Une telle
16 situation crée des limitations importantes pour l'exploitation du réseau.

17 Il est donc important de considérer l'impact sur la flexibilité d'exploitation lors du choix des
18 solutions à mettre en œuvre pour maintenir la fiabilité du réseau.

3 Objectifs du Projet

19 Le Projet a pour objectif de maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport
20 principal par l'ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay. Il vise en
21 effet à assurer la stabilité du réseau de transport dans le respect des critères de conception
22 afin de maintenir la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle dans le contexte de
23 l'évolution du réseau. Le Projet a aussi comme objectif de poursuivre la sécurisation
24 post-verglas du corridor Manic-Québec.

4 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs visés

4.1 Description des travaux

25 Le Projet comprend principalement la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes
26 Micoua et du Saguenay. Il met en place une architecture de réseau optimale pour maintenir
27 la fiabilité du réseau de transport tout en engendrant une économie de pertes électriques au
28 bénéfice de tous les clients du réseau de transport.

29 Ainsi, le Projet comprend les travaux suivants qui sont présentés plus en détail aux
30 sections 4.1.1 à 4.1.4 :

- 1 • la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay ;
- 2 • l'ajout d'un départ de ligne au poste Micoua et le réaménagement de deux lignes à
- 3 735 kV existantes à l'entrée du poste ;
- 4 • l'ajout d'un départ de ligne au poste du Saguenay et le réaménagement, à l'entrée
- 5 du poste, d'une ligne à 735 kV ;
- 6 • des travaux de télécommunications.

7 La nouvelle ligne à 735 kV visée par le Projet sera conçue de façon à pouvoir résister à des
8 charges climatiques de glace et de vent qui satisfont aux critères adoptés par le
9 Transporteur à la suite de la tempête de verglas de 1998, ce qui contribuera à la poursuite
10 de la sécurisation du réseau.

11 *Zone d'étude*

12 La zone d'étude du Projet est illustrée à la figure 2. Elle s'étend du poste Micoua au poste
13 du Saguenay, sur une bande variant de 15 à 20 km longeant du côté nord la ligne existante
14 Micoua-Saguenay (circuit 7019). Une bande de 1 km longeant au sud-est le circuit 7019
15 entre le réservoir Pipmuacan et le poste du Saguenay est aussi incluse dans la zone
16 d'étude.

17 C'est à l'intérieur de cette zone d'étude qu'un tracé de moindre impact a été déterminé.

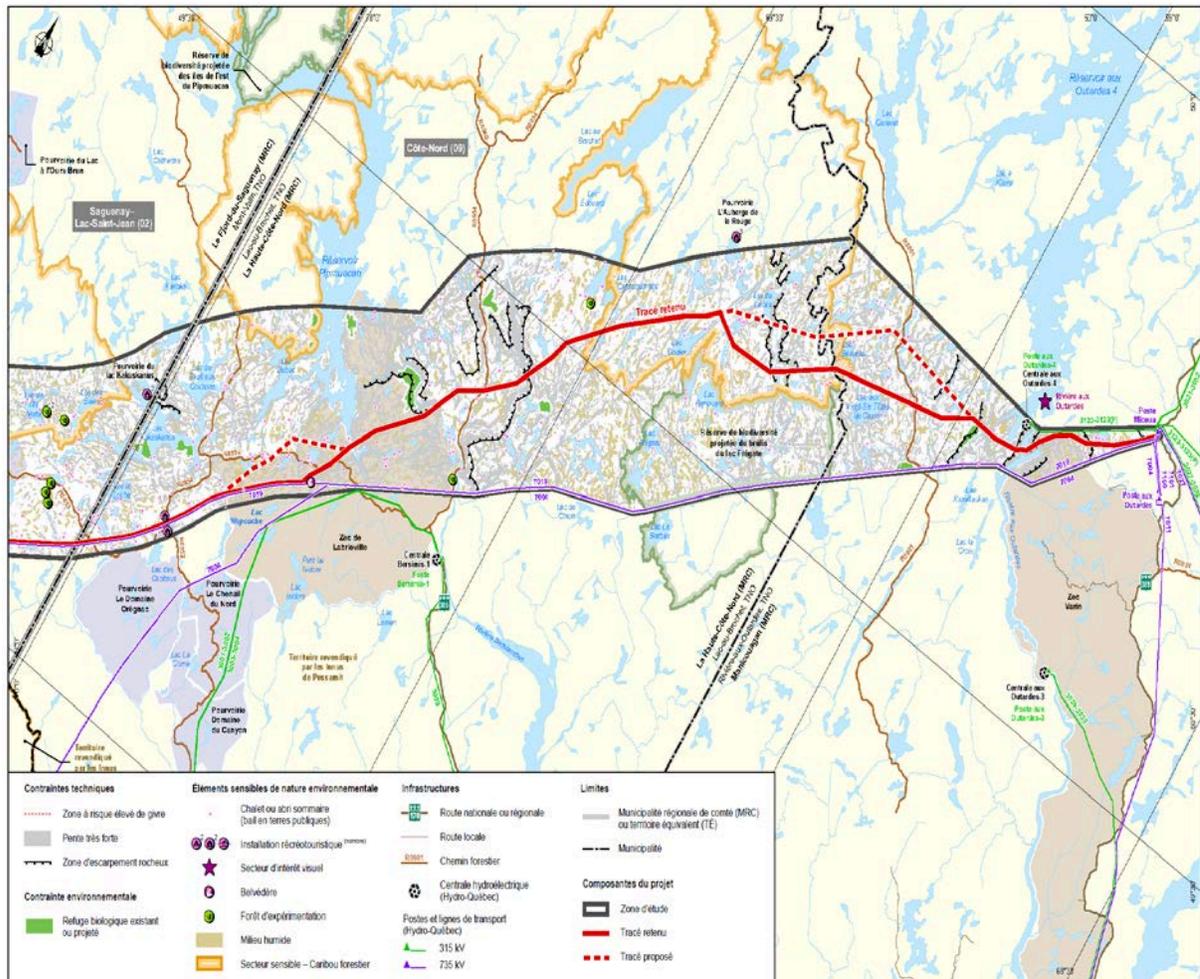
Figure 2
Zone d'étude du Projet



4.1.1 Ligne à 735 kV Micoua – Saguenay

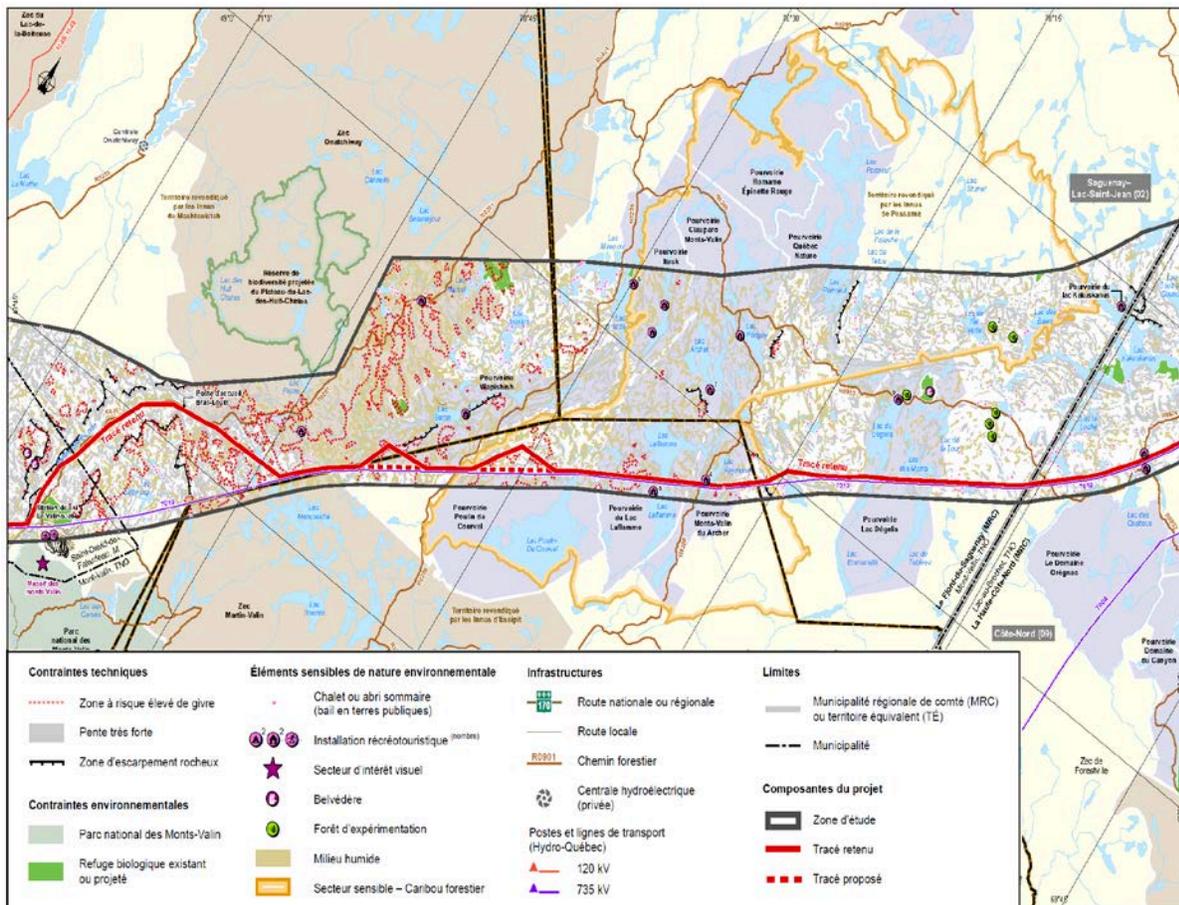
- 1 Tracé de ligne
- 2 Le tracé de cette ligne, d'une longueur totale d'environ 262 km, est divisé en trois tronçons.
- 3 Le premier tronçon, d'une longueur d'environ 100 km, traverse la région de la Côte-Nord en territoire non organisé.
- 4
- 5

Figure 3
Tracé retenu dans la région de la Côte-Nord en territoire non organisé



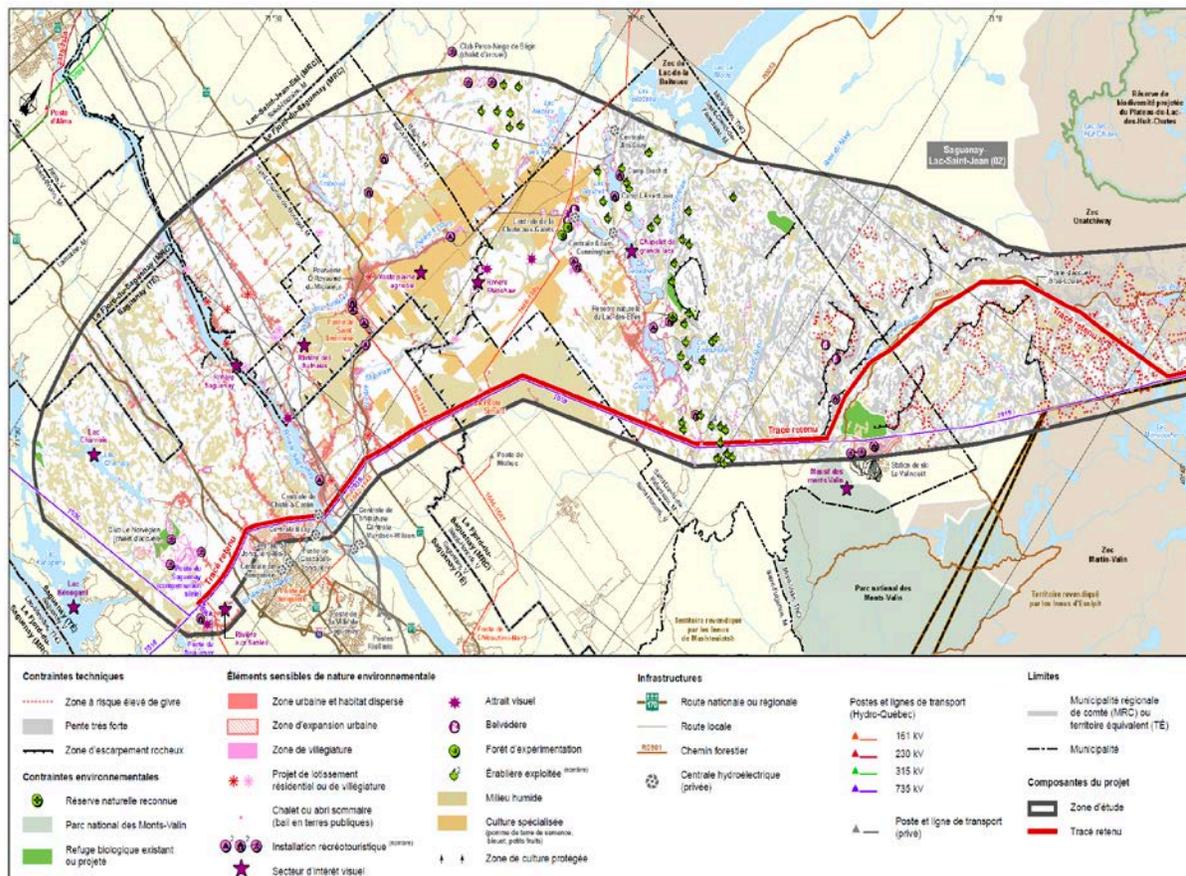
1 Le second tronçon, d'une longueur d'environ 126 km, traverse la région du
 2 Saguenay-Lac-Saint-Jean en territoire non organisé (voir figure 4). La majeure partie de ce
 3 tronçon longe la ligne à 735 kV existante reliant les postes Micoua et du Saguenay (circuit
 4 7019). Un nouveau corridor sera ouvert sur environ 26 km afin de contourner le massif des
 5 Monts-Valin dans une zone d'amplification de givre élevée. Trois autres corridors d'environ
 6 3 à 7 km seront aussi ouverts dans ce tronçon afin de contourner des zones d'amplification
 7 de givre élevée.

Figure 4
Tracé retenu dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean en territoire non organisé



8 Le troisième tronçon, d'une longueur d'environ 36 km, traverse la région du
 9 Saguenay-Lac-Saint-Jean en territoire municipalisé (voir figure 5). Cette section, située
 10 entre le poste du Saguenay et les Monts-Valin, longera également la ligne existante (circuit
 11 7019) et passera majoritairement en terres agricoles et privées.

Figure 5
Tracé retenu dans la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean en territoire municipalisé



1 **Caractéristiques techniques de la ligne**

2 La nouvelle ligne sera de type monoterte avec quatre conducteurs de calibre 1468 MCM
 3 pour chacune de ses trois phases. De plus, deux câbles de garde, dont un à fibres optiques,
 4 surmontent les phases. La ligne compte 621 pylônes dont la portée entre deux pylônes
 5 varie entre environ 175 m et 700 m, pour une portée moyenne d'environ 550 m.

6 Dans la portion du tracé où la nouvelle ligne longe la ligne à 735 kV existante, dont
 7 l'emprise est d'environ 88,4 m, les emprises des deux lignes se chevauchent de sorte que la
 8 largeur d'emprise totale varie de 150,5 m à 152,9 m. Lorsque la nouvelle ligne est construite
 9 dans un nouveau corridor, la largeur d'emprise varie de 92,6 m à 97,4 m.

4.1.2 Poste Micoua

10 Les travaux au poste Micoua consistent à ajouter un nouveau départ de ligne à 735 kV.

11 Le raccordement de la ligne projetée au poste Micoua exige un réaménagement des lignes
 12 à 735 kV à l'entrée du poste :

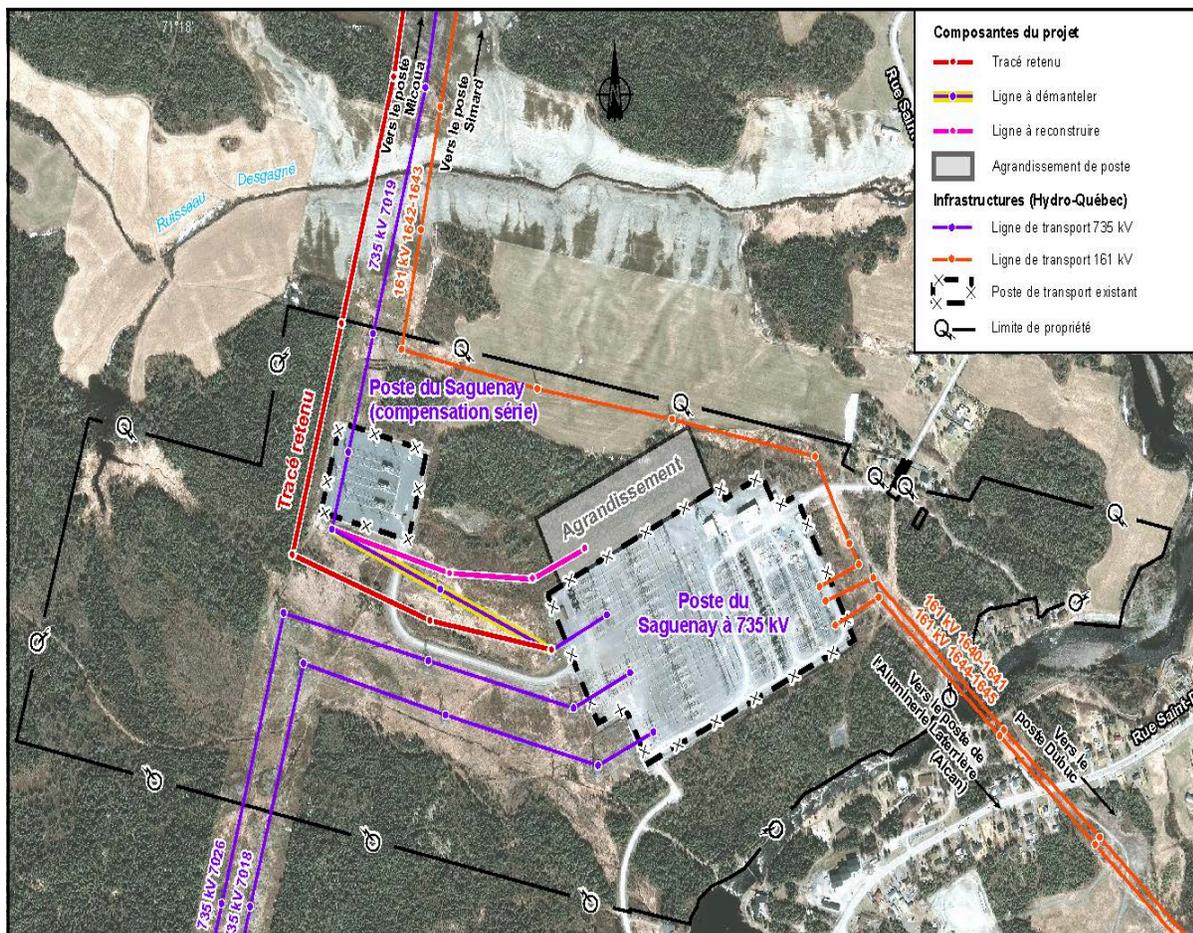
- 1 • le circuit 7101 vers le poste aux Outardes sera raccordé au nouveau départ de
- 2 ligne ;
- 3 • le circuit 7019 vers le poste du Saguenay sera raccordé au départ de ligne
- 4 présentement utilisé par le circuit 7101 ;
- 5 • la nouvelle ligne (circuit 7110) sera raccordée au départ de ligne présentement
- 6 utilisé par le circuit 7019.

7 Ce réaménagement nécessite la reconstruction de deux pylônes et la construction de deux
8 nouveaux pylônes à l'entrée du poste.

4.1.3 Poste du Saguenay

9 Les travaux au poste du Saguenay consistent à ajouter un nouveau départ de ligne à
10 735 kV doté d'une inductance shunt de 330 Mvar. Ces modifications nécessitent un
11 agrandissement du poste comme montré à la figure 6.

Figure 6
Agrandissement projeté au poste du Saguenay



1 Le raccordement de la nouvelle ligne au poste du Saguenay exige un réaménagement des
2 lignes à 735 kV à l'entrée du poste :

- 3 • le circuit 7019 vers le poste Micoua sera raccordé au nouveau départ de ligne ;
4 • la nouvelle ligne (circuit 7110) sera raccordée au départ de ligne présentement
5 utilisé par le circuit 7019.

6 Ce réaménagement nécessitera la reconstruction de deux pylônes à l'entrée du poste.

4.1.4 Travaux en télécommunications

7 Le Projet comporte la mise en place d'une liaison optique, établie dans un câble de garde à
8 fibres optiques qui sera déployé sur la nouvelle ligne à 735 kV entre les postes Micoua et
9 du Saguenay.

10 Ces travaux permettent de répondre aux critères de performance applicables aux services
11 de télécommunications requis par les systèmes de protection et les automatismes du
12 réseau de transport principal.

13 L'annexe 1, déposée sous pli confidentiel, regroupe le schéma de liaison et les schémas
14 unifilaires relatifs au Projet.

4.2 Justification du Projet en fonction des objectifs

15 Le Transporteur rappelle que le Projet fournit une architecture qui a pour objectif de
16 maintenir la fiabilité du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec.

17 Il est requis pour maintenir la stabilité du réseau de transport face à certains événements
18 sur les lignes de ce corridor dont la sévérité des impacts s'est accentuée à la suite de la
19 fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, combinée à la baisse
20 importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord. Ces événements
21 sont la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux des six lignes à 735 kV du
22 corridor Manic-Québec à la suite d'un défaut ou encore la perte d'une ligne du corridor
23 Manic-Québec lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce même corridor.

24 En effet, aux fins de la planification du réseau, les centrales thermiques de Tracy et de La
25 Citière étaient utilisées pour alimenter la charge en période de pointe hivernale en condition
26 d'indisponibilité d'une ligne à 735 kV. La centrale de Gentilly-2 était quant à elle considérée
27 en service pour toutes les conditions de réseau étudiées en planification. La présence de
28 ces centrales dans la partie sud du réseau avait pour effet de diminuer les oscillations de
29 puissance et de tension à la suite d'événements dans le corridor Manic-Québec. Leur
30 fermeture en 2012 a donc aggravé les oscillations de puissance et de tension à la suite
31 d'événements dans ce corridor. Toutefois, pour ces événements, les oscillations

1 demeuraient à l'intérieur des limites permises par les critères de conception du réseau et ne
2 requéraient pas l'ajout d'équipement⁵ dans ce corridor.

3 Par ailleurs, la diminution importante de la prévision de demande d'électricité du Distributeur
4 sur la Côte Nord depuis 2013 entraîne une augmentation des niveaux de transits prévus
5 dans le corridor Manic-Québec, tant à l'horizon 2020-2021 qu'à l'horizon 2030-2031,
6 amplifiant ainsi les phénomènes d'oscillations de puissance et de tension. De surcroît,
7 lorsque ces niveaux de transits prévus dépassent ceux pour lesquels le réseau de transport
8 est conçu, ces oscillations causent la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord
9 avec le réseau de transport entraînant la perte complète de ce dernier.

10 Ainsi, combinée à la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, cette
11 diminution de la prévision de demande d'électricité sur la Côte Nord dégrade le
12 comportement du réseau au point où la perte temporaire d'une ligne à 735 kV à la suite d'un
13 défaut, pour une condition de réseau en pointe avec une autre ligne à 735 kV au retrait,
14 cause la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport.

15 Le Projet permet d'éviter la perte complète du réseau de transport à la suite de la perte de
16 synchronisme des centrales de la Côte-Nord et de limiter les oscillations de puissance et de
17 tension dans certaines conditions de réseau à l'intérieur des critères de conception. Le
18 Projet permet donc de maintenir un niveau de fiabilité adéquat du réseau de transport.

19 Temporairement, et ce jusqu'à la mise en service du Projet, le Transporteur fera appel à des
20 automatismes et limitera le transit pour opérer le réseau dans des conditions permettant
21 d'en garantir la stabilité.

22 Par ailleurs, l'ajout d'une inductance shunt au poste du Saguenay permettra le contrôle
23 adéquat de la tension du réseau à 735 kV à la suite de l'ajout de la nouvelle ligne.

24 La nouvelle topologie du réseau s'avère optimale, notamment en ce que l'ajout d'une
25 nouvelle ligne à 735 kV permet également de réduire les pertes électriques par rapport à
26 d'autres solutions ne requérant pas l'ajout d'une nouvelle ligne.

27 Le Projet permet de surcroît une plus grande disponibilité du réseau en soulageant
28 grandement les contraintes précédemment décrites en matière d'exploitation et d'entretien
29 du réseau de transport principal.

30 Il permet par ailleurs de poursuivre la sécurisation post-verglas du fait que la nouvelle ligne
31 sera construite selon les critères de robustesse adoptés par le Transporteur à la suite de la
32 tempête de verglas de 1998.

⁵ L'ajout d'un compensateur statique dans un poste de la région métropolitaine de Montréal a été requis et justifié dans le cadre du dossier R-3890-2014.

1 Le Transporteur considère que le Projet est réalisable tant du point de vue technique que de
2 l'échéancier. L'avant-projet qu'il a réalisé à ce jour a permis de confirmer la faisabilité du
3 Projet et de préciser les contraintes inhérentes à ce dernier.

4 Enfin, le Transporteur rappelle qu'il doit, en vertu des *Tarifs et conditions*, fournir un service
5 de transport permettant de répondre aux besoins des clients en assurant la continuité et la
6 qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de
7 transport. À son avis, le Projet constitue une solution optimale eu égard au besoin à l'étude.

8 Le tableau 3 présente le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet. La mise en
9 service de la nouvelle ligne est prévue pour juillet 2022 alors que celles des équipements de
10 postes, notamment les départs de lignes, sont prévus pour juin 2021.

Tableau 3
Calendrier de réalisation

| Activité | Début | Fin |
|-----------------------------------|---------------|---------------|
| Avant-projet | Novembre 2014 | Décembre 2017 |
| Demande d'autorisation à la Régie | Juillet 2018 | Janvier 2019 |
| Projet | Février 2019 | Juillet 2022 |
| Mises en service | Juin 2021 | Juillet 2022 |

11 Par ailleurs, le Transporteur dépose, à l'annexe 2, la liste des principales normes
12 techniques appliquées au Projet. De plus, il dépose à l'annexe 3 la liste des autorisations
13 exigées en vertu d'autres lois qui s'appliquent aussi au Projet.

5 Solutions envisagées

14 Dans le cadre de son processus de planification du réseau de transport, le Transporteur a
15 étudié trois solutions. Ces dernières permettent d'assurer la fiabilité du réseau de transport
16 dans le respect des critères de conception. Les aspects techniques, économiques,
17 environnementaux et sociaux ont également été considérés pour orienter la solution
18 optimale. À cet égard et conformément à la demande de la Régie⁶, le Transporteur dépose
19 à l'annexe 4 la liste des activités d'information et de consultation menées auprès du public
20 pour la réalisation du Projet.

21 Il présente ci-après les solutions envisagées ainsi que les différents aspects qui l'ont guidé
22 dans le choix de la solution retenue :

⁶ Dossier R-4030-2017, lettre du 23 janvier 2018 de la Régie.

- 1 • Solution 1 : Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du
2 Saguenay ;
- 3 • Solution 2 : Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des
4 Laurentides ;
- 5 • Solution 3 : Construction de six plateformes de compensation série dans le corridor
6 Manic-Québec.

5.1 Solution 1 – Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay

7 La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur. Cette solution, plus
8 amplement détaillée à la section 4, consiste à construire une ligne à 735 kV d'environ
9 262 km entre les postes Micoua et du Saguenay.

10 Elle permet d'assurer une robustesse adéquate du réseau de transport principal pour
11 résoudre de façon fiable les enjeux identifiés. Elle assure une répartition des transits sur le
12 réseau permettant de limiter les oscillations de puissance et de tension des lignes à 735 kV
13 du corridor Manic-Québec à l'intérieur des limites permises par les critères de conception.

14 Par ailleurs, la présence d'une nouvelle ligne à 735 kV sur le réseau de transport principal
15 permettra également d'assurer une meilleure disponibilité de celui-ci tout en offrant une
16 meilleure flexibilité d'exploitation du réseau de transport à 735 kV.

17 Cette solution contribuera aussi à la poursuite de la sécurisation du réseau, amorcée à la
18 suite de la tempête de verglas de 1998, du fait que la ligne serait construite selon des
19 critères de robustesse plus élevés face au vent et au verglas.

20 Enfin, tel qu'il appert du tableau 4, la solution 1 présente les coûts globaux actualisés les
21 plus faibles. De plus, la solution 1 constitue une solution technique structurante qui permet
22 de mettre en place une infrastructure optimale du réseau de transport principal.

5.2 Solution 2 – Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des Laurentides

23 Cette solution consiste à construire une nouvelle ligne à 735 kV entre les postes aux
24 Outardes et des Laurentides d'une longueur d'environ 425 km.

25 Elle permet, comme la solution 1, de répondre de façon fiable aux enjeux identifiés. En effet,
26 en plus d'assurer une robustesse adéquate du réseau de transport principal, cette solution
27 est celle, parmi les trois solutions envisagées, qui assure la meilleure répartition des transits
28 sur le réseau et lui procure la meilleure performance.

29 Cette solution permet également d'assurer une disponibilité du réseau pour une meilleure
30 exploitation du réseau de transport principal à 735 kV. Elle contribue aussi à la poursuite de

1 la sécurisation du réseau face au vent et au verglas et engendre une importante économie
2 de pertes électriques sur le réseau par rapport à la solution 1.

3 Toutefois, tel qu'il appert du tableau 4, la solution 2 présente des coûts globaux actualisés
4 plus élevés que ceux de la solution 1, du fait notamment de la longueur de la ligne et des
5 investissements qui en découlent. Bien que cette solution constitue la solution technique la
6 plus structurante pour l'évolution du réseau de transport principal puisqu'elle permet
7 d'acheminer directement la production des centrales de la Côte-Nord et de Churchill Falls
8 vers les grands centres de consommation de la région de Québec, son coût global actualisé
9 plus élevé que celui de la solution 1 fait en sorte que le Transporteur considère qu'elle doit
10 être écartée au profit de la solution 1.

5.3 Solution 3 – Construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec

11 Ce scénario consiste à construire six nouvelles plateformes de compensation série et à
12 modifier les plateformes déjà installées sur cinq des six lignes à 735 kV existantes du
13 corridor Manic-Québec.

14 Bien que les investissements de cette solution soient moins élevés, elle engendre
15 d'importantes pertes électriques sur le réseau à 735 kV de sorte que son coût global
16 actualisé est plus élevé que celui des solutions 1 et 2 qui comportent la construction de
17 lignes.

18 De plus, cette solution, qui constitue une solution minimale, conduirait à l'atteinte des limites
19 technologiques d'ajout de compensation série pour le corridor Manic-Québec. Par
20 conséquent, toute augmentation subséquente de la quantité de puissance électrique à
21 transporter par le corridor Manic-Québec entraînerait inévitablement la construction d'une
22 nouvelle ligne pour renforcer ce corridor.

23 De même, la compensation série ajoutée au fil des ans en réponse aux besoins
24 grandissants du réseau et qui a permis de repousser la nécessité d'une nouvelle ligne de
25 transport, a toutefois contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes. L'ajout de
26 compensation série mènerait à la poursuite d'une dégradation des conditions d'exploitation
27 et d'entretien du réseau mentionnées par le Transporteur à la section 2.

28 Par ailleurs, la mise en œuvre de cette solution aurait un impact dans plusieurs installations
29 existantes et soulèverait des difficultés relatives à la disponibilité du réseau de transport au
30 cours des travaux. En effet, l'addition de compensation série impose au Transporteur
31 d'intervenir dans un court délai sur cinq lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec. En
32 raison du nombre élevé de retraits requis, cette solution représenterait un risque important
33 pour le réseau de transport durant les travaux d'autant plus qu'il est difficile de planifier des
34 retraits de lignes à 735 kV en été dû aux contraintes de capacités thermiques actuelles. Le

- 1 Transporteur doit considérer minimiser les retraits de lignes afin d'affecter le moins possible
2 la disponibilité du réseau de transport durant les travaux.
3 Finalement, comme montré au tableau 4, cette solution serait moins économique que la
4 solution 1 retenue par le Transporteur.

5.4 Estimation des coûts des solutions envisagées

5 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées au moyen de l'analyse
6 économique. Cette analyse est d'abord réalisée à l'étape de l'étude des solutions afin
7 d'effectuer le choix de la solution optimale qui sera recommandée en avant-projet et
8 ultimement en projet. Pour le Projet, la première analyse a été réalisée en 2014 et a permis
9 de recommander le début de la phase avant-projet de la solution 1, retenue en novembre
10 2014. Les solutions demeurant représentatives du réseau de transport actuel, l'analyse a
11 par la suite été mise à jour en intégrant les paramètres économiques et financiers de 2018
12 afin de confirmer le choix de la solution retenue.

13 Dans l'analyse économique, le Transporteur compare les solutions en tenant compte des
14 investissements requis pour la construction, des réinvestissements, des valeurs résiduelles,
15 de la taxe sur les services publics, des pertes électriques et du coût du capital. L'analyse
16 économique du Projet a été réalisée sur une période de 45 ans, soit 40 ans après sa mise
17 en service.

18 Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique mise à jour sont les suivantes :

- 19 • Taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,233 % ;
20 • Taux d'inflation générale de 2,0 % ;
21 • Taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

22 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
23 portion comprise entre la fin de la durée d'analyse et la fin de la durée de vie spécifique de
24 chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction des
25 catégories d'équipement établies par le Transporteur.

26 Le tableau 4 présente une comparaison économique des trois solutions décrites
27 précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2018.

**Tableau 4
Comparaison économique des solutions
(M\$ actualisés 2018)**

| | Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay | Solution 2 Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides | Solution 3 Compensation série dans le corridor Manic-Québec |
|--|---|--|--|
| Investissements | 585,7 | 929,0 | 277,5 |
| Valeurs résiduelles | -67,9 | -102,0 | -2,7 |
| Taxe sur les services publics | 45,4 | 71,5 | 16,1 |
| Charges d'exploitation Pertes électriques | 222,6 | — | 571,4 |
| Coûts globaux actualisés (CGA) | 785,7 | 898,5 | 862,3 |

- 1 Comme mentionné précédemment, les résultats de l'analyse économique réalisée par le
- 2 Transporteur démontrent clairement que les coûts globaux actualisés de la solution 1
- 3 retenue sont inférieurs à ceux des solutions 2 et 3.
- 4 Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 5.

6 Coûts associés au projet

6.1 Sommaire des coûts

- 5 Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève
- 6 à 792,7 M\$. Cette somme inclut un montant de 15,0 M\$ pour l'installation d'équipement de
- 7 télécommunication.
- 8 Le tableau 5 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet.

**Tableau 5
Coûts des travaux avant-projet et projet
(en milliers de dollars de réalisation)**

| | Total lignes, postes et télécommunications |
|---|---|
| Coûts de l'avant-projet | |
| Sous-total | 9 897,9 |
| Coûts du Projet | |
| Ingénierie, approvisionnement et construction | 607 425,9 |
| Client | 107 558,9 |
| Frais financiers | 67 835,7 |
| Sous-total | 782 820,5 |
| TOTAL | 792 718,4 |

- 1 Les coûts détaillés sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, déposée sous pli
2 confidentiel. La pièce HQT-1, Document 2.1 constitue la version caviardée de cette pièce.
3 Les coûts annuels sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, Annexe 1, également
4 déposée sous pli confidentiel.
- 5 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
6 tableau 6.

Tableau 6
Taux d'inflation spécifiques

| Produit | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Lignes | 1,3 % | 1,9 % | 2,4 % | 1,9 % | 1,7 % | 1,8 % |
| Postes | 1,6 % | 1,6 % | 1,7% | 2,0 % | 2,1 % | 2,2 % |
| Télécommunications | 1,6 % | 1,9 % | 1,8 % | 1,5 % | 1,6 % | 1,5% |

7 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
8 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
9 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Innovation, Équipement et services partagés
10 (« HQIÉSP ») en date du 4 avril 2017.

11 Conformément à la demande de la Régie⁷ quant à la justification des taux d'inflation utilisés
12 pour évaluer les coûts de travaux des divers projets d'investissement qui lui sont soumis
13 pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les informations pertinentes à l'appui des
14 taux d'inflation utilisés à ces fins.

15 Il tient d'abord à rappeler que la variation des taux d'inflation est liée aux prévisions de
16 l'évolution de la valeur des indices composant ces taux d'inflation.

17 Les taux d'inflation sont établis d'après des modèles types de projets de postes, lignes et
18 télécommunications du Transporteur. Dans chaque modèle, une liste des principales
19 composantes est établie et un poids exprimé en pourcentage leur est attribué. Pour chaque
20 composante, un indice a été appliqué. Les modèles sont mis à jour périodiquement en
21 fonction de l'évolution des prix reliés aux éléments des projets. Les taux d'inflation produits
22 à partir de ces modèles sont mis à jour annuellement.

23 La liste des principales composantes pour la rubrique « Postes » est présentée ci-après :

- 24 • Coût de main-d'œuvre :
 - 25 ◦ ingénierie interne et externe ;

⁷ D-2012-161, par. 42.

- 1 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 2 • Coûts reliés à la construction :
- 3 ◦ main-d'œuvre de construction ;
- 4 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 5 • Approvisionnement :
- 6 ◦ transformateurs et inductances ;
- 7 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
- 8 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeux de barres, etc.

9 La liste des principales composantes pour la rubrique « Lignes » est présentée ci-après :

- 10 • Coût de main-d'œuvre :
- 11 ◦ ingénierie interne et externe ;
- 12 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 13 • Coûts reliés à la construction :
- 14 ◦ main-d'œuvre de construction ;
- 15 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 16 • Approvisionnement :
- 17 ◦ coût d'acquisition de l'acier de pylônes et de fondations ;
- 18 ◦ coût d'acquisition de la quincaillerie et des isolateurs ;
- 19 ◦ coût d'acquisition des conducteurs et du câble de garde à fibres optiques.

20 Le Transporteur souligne que c'est à la division HQIÉSP que revient la responsabilité de
21 mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de lignes et de postes du
22 réseau de transport. HQIÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la
23 production des plans et devis. L'approvisionnement est généralement réalisé par le biais
24 d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont réalisés
25 sous la responsabilité de HQIÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément
26 aux directives corporatives d'acquisition de biens meubles et de services. Le respect des
27 directives en place en cette matière garantit à HQIÉSP une gestion efficace, équitable et
28 transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients
29 du Transporteur.

30 Le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant autorisé de plus de 15 % ou de plus
31 de 100 M\$, selon la première de ces éventualités, auquel cas le Transporteur doit obtenir
32 une nouvelle autorisation. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps

1 opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de contenir les coûts du
2 Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

6.2 Suivi des coûts du Projet

3 Le Transporteur soutient que les coûts du Projet sont nécessaires à sa réalisation et qu'ils
4 sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la
5 réalisation de ses projets d'investissement, il assurera un suivi étroit des coûts du présent
6 Projet. Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du
7 Transporteur, ce dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la
8 Régie, si celle-ci le requiert. Selon les indications de la Régie, il présentera :

- 9 • le suivi des coûts réels de son Projet, sous la même forme et le même niveau de
10 détail que ceux du tableau 5⁸,
- 11 • le suivi des coûts réels détaillés de son Projet, sous pli confidentiel jusqu'à
12 l'expiration d'un délai d'un an de sa mise en service finale⁹, selon le niveau de détail
13 des coûts présentés au tableau 1 - *Coûts des travaux avant-projet et projet par*
14 *élément*, de la pièce HQT-1, Document 2¹⁰.

15 Dans les deux cas, il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet et fournira, le
16 cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et
17 des échéances.

7 Impact tarifaire

18 Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité
19 de service ». Les mises en service sont prévues en juin 2021 et en juillet 2022.

20 Les coûts de la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité de
21 service » de l'ordre de 792,7 M\$, visent la qualité du service rendu par le Transporteur. Les
22 ajouts au réseau de transport provenant de cette catégorie d'investissement permettent
23 d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les
24 clients du réseau de transport. La Régie a indiqué¹¹ qu'il est équitable que tous les clients
25 contribuent au paiement de ces ajouts au réseau.

26 L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte
27 les coûts de ce dernier, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe
28 sur les services publics, aux frais d'entretien et d'exploitation, ainsi que les besoins
29 de transport.

⁸ D-2016-086, par. 104 et D-2016-091, par. 74.

⁹ D-2016-086, par. 105 et D-2016-091, par. 75.

¹⁰ D-2016-093, par. 71.

¹¹ D-2002-095, page 297.

1 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et sur une période de 75 ans,
2 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Le Transporteur estime que les
3 résultats pour la période de 75 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus
4 requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations
5 visées par le Projet.

6 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 68,2 M\$ sur une période de
7 20 ans et de 40,5 M\$ sur une période de 75 ans, ce qui représente un impact à la marge de
8 2 % sur une période de 20 ans et de 1,2 % sur une période de 75 ans par rapport aux
9 revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2018.

10 Le Transporteur présente aussi l'impact sur le tarif de transport à titre indicatif, en
11 mentionnant que la dépense d'amortissement des autres actifs permettant d'amoinrir
12 l'impact sur les revenus requis n'est pas prise en compte par rapport à ce Projet.

13 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité, cette dernière
14 étant présentée sous l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et
15 du coût du capital prospectif, figurent à l'annexe 6.

8 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité

16 Le Transporteur rappelle que les investissements de la catégorie « maintien et amélioration
17 de la qualité du service » sont destinés à la satisfaction de la clientèle et au maintien ou au
18 rehaussement de la qualité du service rendu par le Transporteur. Ces projets
19 d'investissement représentent les solutions optimales retenues pour répondre à des enjeux
20 de performance qui touchent notamment le comportement du réseau de transport, la
21 continuité du service, la fiabilité des équipements ou la qualité de l'onde.

22 Le Projet constitue la solution optimale qui permet de maintenir la fiabilité du réseau de
23 transport et d'en améliorer l'exploitation au bénéfice de l'ensemble de la clientèle, tout en
24 respectant les critères de conception et de planification en vigueur. Ainsi, le Projet permettra
25 de disposer d'une nouvelle ligne de transport à 735 kV dans le corridor Manic-Québec pour
26 assurer la fiabilité, la disponibilité et la robustesse du réseau de transport, le tout dans le
27 respect des critères de conception de ce réseau.

28 Le Projet entraîne donc un impact positif sur la fiabilité et la qualité de prestation du service
29 de transport d'électricité que le Transporteur est tenu de fournir à sa clientèle.

9 Conclusion

- 1 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
2 Celui-ci comporte toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel
3 qu'il appert du tableau 1, la preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement
4 de chacun des renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite
5 en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de*
6 *l'énergie* et du *Règlement*.
- 7 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est conçu et que les installations seront
8 construites selon les pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il réitère que la
9 solution mise de l'avant lui permet de maintenir et d'améliorer la qualité du service de
10 transport et que sa mise en œuvre est nécessaire à l'exploitation fiable et sécuritaire du
11 réseau de transport.