

**DEMANDE D'AUTORISATION VISANT LES TRAVAUX
D'INSTALLATION DE NOUVEAUX CÂBLES POUR
L'ALIMENTATION DE L'ÎLE D'ORLÉANS**

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	3
2. CONTEXTE	4
2.1. Pérennité	6
2.2. Croissance de la charge	6
3. SOLUTIONS ANALYSÉES	8
3.1. Solution 1.....	8
3.2. Solution 2.....	8
3.3. Autres options analysées.....	9
4. ANALYSE ÉCONOMIQUE ET JUSTIFICATION DE LA SOLUTION RECOMMANDÉE	9
5. DESCRIPTION DU PROJET	10
5.1. Description des travaux	10
5.2. Échéancier des travaux	11
6. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET.....	11
6.1. Sommaire des coûts	11
6.2. Réserve pour imprévus.....	13
7. IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS.....	14
7.1. Paramètres	14
7.2. Impacts relatifs aux investissements du Distributeur	14
8. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION	15
9. AUTORISATIONS EN VERTU D'AUTRES LOIS.....	15
10. MODE DE SUIVI PROPOSÉ	16
ANNEXE A : PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLICABLES AUX TRAVAUX DE DISTRIBUTION	17

LISTE DES FIGURES

1	Figure 1 : Situation géographique	4
2	Figure 2 : Vue aérienne.....	4
3	Figure 3 : Localisation des câbles alimentant les lignes LEF235 -LEF232	5

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Concordance entre la demande du Distributeur et le Règlement.....	3
Tableau 2 : Prévion de la demande en puissance à la pointe (en MVA) pour le réseau.....	7
Tableau 3 : Prévion de la demande en puissance à la pointe (en MVA) pour les lignes	7
Tableau 4 : Comparaison économique des solutions	10
Tableau 5 : Étapes des travaux de distribution.....	11
Tableau 6 : Coûts associés au projet	12
Tableau 7 : Principaux risques associés au projet.....	13
Tableau 8 : Paramètres.....	14
Tableau 9 : Impacts sur les revenus requis	15
Tableau 10 : Impacts sur les revenus requis avec une majoration de 10 % des coûts	15
Tableau A-1 : Liste des normes et encadrements applicables.....	19

1. INTRODUCTION

1 En vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, Hydro-Québec dans ses activités
 2 de distribution (le « Distributeur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie
 3 (la « Régie ») afin de construire les immeubles et les actifs requis pour installer de nouveaux
 4 câbles d'alimentation sous le lit du fleuve St-Laurent pour desservir les clients situés sur l'Île
 5 d'Orléans (le «Projet »). Le coût des travaux est évalué à 19,0 M\$ et la mise en service du
 6 Projet est prévue à la fin de l'année 2019.

7 Le tableau 1 indique la concordance entre les sections de la présente pièce et les
 8 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
 9 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

TABLEAU 1 : CONCORDANCE ENTRE LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR ET LE RÈGLEMENT

Exigences du Règlement	Sections de la preuve
<u>Article 2</u>	
1° les objectifs visés par le projet	HQD-1, document 1, section 5
2° la description du projet	HQD-1, document 1, section 5
3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQD-1, document 1, section 4
4° les coûts associés au projet	HQD-1, document 1, section 6
5° l'étude de faisabilité économique du projet	HQD-1, document 1, section 4
6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQD-1, document 1, section 9
7° l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité	HQD-1, document 1, section 7
8° l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité	HQD-1, document 1, section 8
9° le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents	HQD-1, document 1, section 3
<u>Article 3</u>	
1° selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées	HQD-1, document 1, annexe A

2. CONTEXTE

- 1 L'Île d'Orléans est composée de six municipalités et compte environ 7 000 habitants.
- 2 L'activité économique est principalement agricole et touristique et sa population double en
- 3 période estivale. En raison de sa valeur historique, elle est classée Site du Patrimoine du
- 4 Québec.

FIGURE 1 : SITUATION GÉOGRAPHIQUE

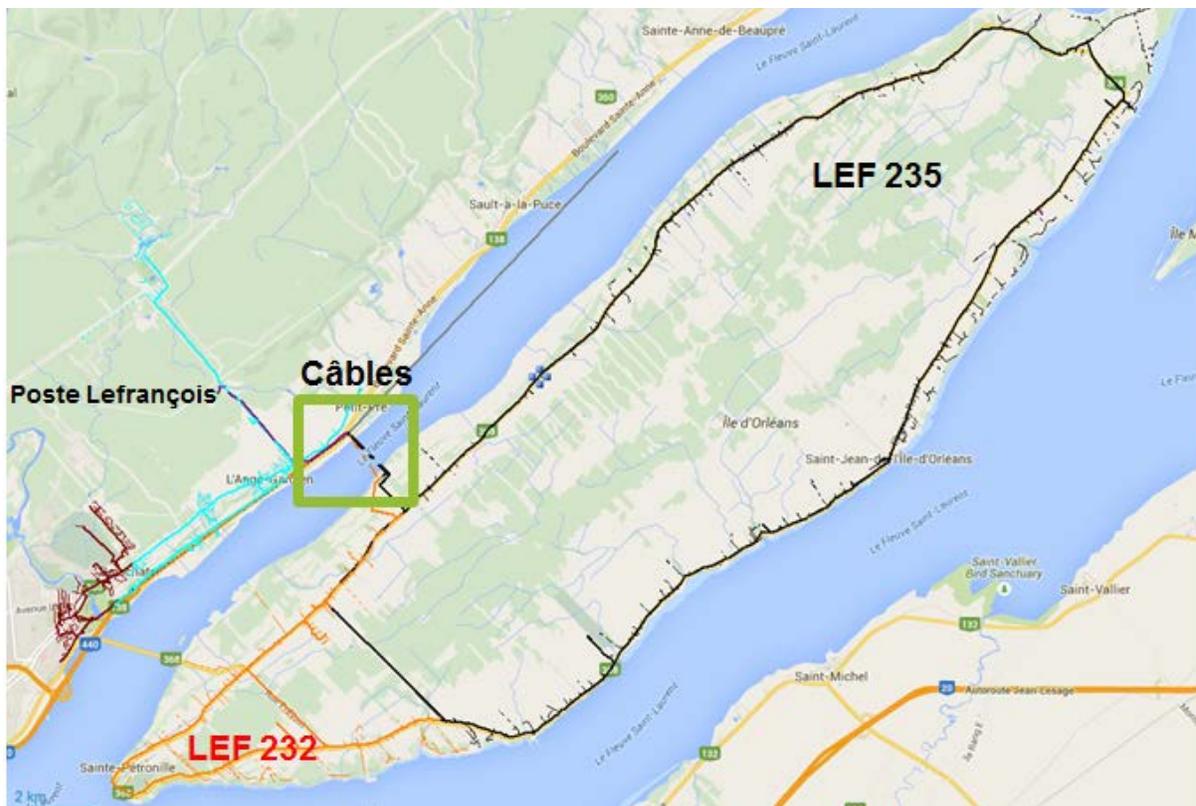


FIGURE 2 : VUE AÉRIENNE



- 1 Les clients de l'Île d'Orléans sont alimentés par le poste Lefrançois situé dans la municipalité
- 2 de l'Ange-Gardien sur la rive nord du fleuve. L'énergie est acheminée au moyen de trois
- 3 câbles isolés au papier-huile introduits dans des conduits d'acier et déposés sur le lit du
- 4 fleuve. Étant donné la géographie des lieux, ces câbles constituent le seul lien électrique en
- 5 distribution pour desservir le réseau de l'Île d'Orléans.
- 6 Deux des trois câbles servent à alimenter la charge sur l'Île d'Orléans alors que le troisième
- 7 sert de relève aux deux câbles sous charge.
- 8 La figure 3 présente la localisation des câbles alimentant les lignes LEF 235 et LEF 232.

**FIGURE 3 :
LOCALISATION DES CÂBLES ALIMENTANT LES LIGNES LEF235 -LEF232**



1 Le Distributeur doit remplacer les câbles existants. En plus d'être en fin de vie utile en raison
2 de leur état et de leur âge, un des câbles alimente à chaque pointe hivernale, depuis 2015,
3 une charge dépassant sa valeur maximale sans perte de vie utile¹. La croissance de charge
4 prévue pour les prochaines années accélérera la dégradation de ce câble si rien n'est
5 entrepris.

6 Au surplus, le type de câble papier-huile amène des risques supplémentaires liés à la
7 pérennité de ce type d'équipement, notamment en ce qui a trait à la maintenance (difficulté
8 d'approvisionnement en matériel et main-d'œuvre spécialisée) et au risque environnemental
9 lié à la présence d'huile dans les conduits.

2.1. Pérennité

10 La pérennité est établie en fonction de l'âge et du vieillissement des câbles, des bris, de la
11 maintenance ainsi qu'aux risques associés aux bris irréparables ou simultanés sur les
12 câbles.

13 Les câbles alimentant l'Île d'Orléans ont 56, 45 et 37 ans. Une validation auprès d'autres
14 utilités publiques canadiennes équivalentes indique qu'en moyenne ces compagnies
15 remplacent les câbles, comparables à ceux-ci, après 46 ans.

16 Les câbles ont subi plusieurs bris d'origine mécanique au cours des dix dernières années. Le
17 Distributeur a constaté une augmentation de la fréquence de réparation des extrémités des
18 câbles, les terminaisons montrant, entre autres, des signes de fatigue affectant la fiabilité.
19 Ces réparations constituent une difficulté pour le Distributeur qui doit composer avec la
20 rareté des pièces de rechange et de la main-d'œuvre qualifiée pour réparer ce type d'actif.

21 Par ailleurs, le mouvement des fonds marins dû aux courants de marée, en plus du
22 mouvement des glaces, représentent des risques accrus pour l'état des conduits dans la
23 section sous-marine.

24 S'il advenait un bris irréparable sur l'un des câbles actuels, le Distributeur ne remplacerait
25 pas celui-ci par la même technologie, celle-ci étant désuète. Afin d'éviter les délais
26 d'ingénierie, d'approvisionnement et de réalisation occasionnés par une situation non-
27 planifiée, le Distributeur estime qu'il est opportun de procéder dès maintenant à l'installation
28 de nouveaux câbles pour assurer la fiabilité de l'alimentation.

2.2. Croissance de la charge

29 Le réseau de l'Île d'Orléans, comme le montre la figure 3, se compose des lignes de
30 distribution LEF 235 et LEF 232 alimentées par les deux câbles sous-fluviaux sous-charge.
31 L'architecture du réseau et plus particulièrement le positionnement des points
32 d'interconnexion ne permettent pas une répartition égale des charges sur chacune des
33 lignes.

¹ La valeur maximale sans perte de vie utile correspond à la valeur sous laquelle l'exploitation des câbles est recommandée pour ne pas affecter leur durée de vie utile.

1 En régime d'exploitation normal, la ligne LEF 235 alimente 2 748 clients avec une puissance
2 demandée de 17,5 MVA, alors que la ligne LEF 232 alimente 1 839 clients avec une
3 puissance demandée de 13,2 MVA, à la pointe 2017-2018.

4 La capacité maximale sans perte de vie utile des câbles alimentant actuellement l'Île
5 d'Orléans est de 17 MVA. La ligne LEF 235 dépasse cette valeur depuis la pointe
6 2014-2015. Or, la capacité en surcharge² des câbles correspond à une valeur majorée de
7 10 % de la capacité maximale des câbles soit une valeur de 18,7 MVA.

8 Depuis 2008, le taux de croissance annuel moyen de la charge est de 1,5 % sur l'Île
9 d'Orléans. Le Distributeur anticipe une croissance de charge selon le scénario moyen (de
10 référence) d'après ses prévisions jusqu'en 2033.

11 Les tableaux 2 et 3 présentent la prévision de la demande en puissance à la pointe sur la
12 période 2018 à 2033 selon les scénarios faible, moyen (de référence) et fort.

TABLEAU 2 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE (EN MVA) POUR LE RÉSEAU DE L'ÎLE D'ORLÉANS SUR LA PÉRIODE 2018 À 2033

	17-18 normalisée	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
Scénario faible (- 1,3 écart-type)	30,7	30,1	30,1	30,2	30,2	30,3	30,3	30,4	30,5	30,5	30,5	30,6	30,6	30,7	30,7	30,7
Scénario moyen (de référence)	30,7	31,1	31,5	31,9	32,2	32,5	32,8	33,0	33,3	33,5	33,7	33,9	34,0	34,2	34,4	34,5
Scénario fort (+ 1,3 écart-type)	30,7	32,1	33,0	33,6	34,2	34,8	35,2	35,7	36,1	36,5	36,8	37,2	37,5	37,8	38,0	38,3

TABLEAU 3 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE (EN MVA) POUR LES LIGNES LEF 235 ET LEF 232 SUR LA PÉRIODE 2018 À 2033

	17-18 normalisée	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33
Ligne LEF_232	13,2	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,1	13,1	13,1	13,1	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Scénario faible (- 1,3 écart-type)	13,2	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,1	13,1	13,1	13,1	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Scénario moyen (de référence)	13,2	13,4	13,6	13,7	13,9	14,0	14,1	14,2	14,3	14,4	14,5	14,6	14,6	14,7	14,8	14,8
Scénario fort (+ 1,3 écart-type)	13,2	13,8	14,2	14,5	14,7	14,9	15,2	15,3	15,5	15,7	15,8	16,0	16,1	16,2	16,4	16,5
Ligne LEF_235	17,5	17,2	17,2	17,2	17,2	17,3	17,3	17,3	17,4	17,4	17,4	17,4	17,5	17,5	17,5	17,5
Scénario faible (- 1,3 écart-type)	17,5	17,2	17,2	17,2	17,2	17,3	17,3	17,3	17,4	17,4	17,4	17,4	17,5	17,5	17,5	17,5
Scénario moyen (de référence)	17,5	17,8	18,0	18,2	18,4	18,5	18,7	18,8	19,0	19,1	19,2	19,3	19,4	19,5	19,6	19,7
Scénario fort (+ 1,3 écart-type)	17,5	18,3	18,8	19,2	19,5	19,8	20,1	20,3	20,6	20,8	21,0	21,2	21,4	21,5	21,7	21,8

13 Le tableau 3 montre que le câble alimentant la ligne LEF 235 continuera à dépasser sa
14 valeur maximale et pourrait être exploité au-delà de sa capacité de surcharge dès 2020
15 selon le scénario fort et à partir de 2024 selon le scénario de référence. La croissance de
16 charge prévue pour les prochaines années va donc accélérer la dégradation du câble à
17 chaque pointe hivernale et éventuellement l'endommager de façon permanente.

18 Au surplus, selon la configuration des lignes en place sur l'Île d'Orléans et la capacité des
19 câbles actuels, le Distributeur n'est pas en mesure de réalimenter l'ensemble des charges de
20 l'Île d'Orléans à la suite d'un bris de câble qui surviendrait en période hivernale. En effet,
21 pour éviter d'endommager irrémédiablement les câbles, le Distributeur applique un plan de

² La capacité de surcharge correspond à la valeur au-delà de laquelle le câble s'endommage de façon permanente.

1 contingence qui consiste à interrompre le service électrique pour une majorité des clients
2 puis de reprendre la charge, en séquence par petits blocs, occasionnant ainsi de longs délais
3 de remise en service lors de période de froid hivernal.

3. SOLUTIONS ANALYSÉES

4 Le Distributeur a analysé diverses solutions pour l'alimentation de l'Île d'Orléans. Les
5 solutions analysées permettent de répondre aux besoins de pérennité des câbles ainsi qu'à
6 l'accroissement de la charge à moyen et long termes.

7 L'analyse a permis de retenir deux solutions qui ont ensuite fait l'objet d'une analyse
8 économique soient :

- 9 • Solution 1 : Installation de trois câbles souterrains standards dans des conduits
10 métalliques déposés sur le lit du fleuve.
- 11 • Solution 2 (retenue) : Forage dirigé dans le roc, sous le lit du fleuve, accueillant
12 quatre conduits métalliques et trois câbles souterrains standards.

3.1. Solution 1

13 La solution 1 consiste à déposer des conduits métalliques de 6 pouces sur le lit du fleuve sur
14 une distance de 1 400 mètres après avoir creusé des tranchées de chaque côté du fleuve
15 afin de les accueillir.

16 Tel que démontré à la section 4, cette solution présente un coût légèrement inférieur à la
17 solution 2. Toutefois, le fait de déposer des conduits sur le lit du fleuve génère des impacts
18 environnementaux pour la faune et la flore (poissons, oiseaux aquatiques, espèces
19 floristiques, etc.) pendant les travaux et durant toute la durée de vie des équipements. De
20 plus, la fenêtre de réalisation des travaux est limitée pour protéger le poisson (fraie,
21 alevinage et migration) et les oiseaux aquatiques. Cette dernière contrainte ainsi que la
22 réalisation d'études environnementales et l'obtention des autorisations du Ministère du
23 Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements
24 climatiques (MDDELCC) afin de procéder aux travaux repoussent la mise en service en
25 2021.

3.2. Solution 2

26 La solution 2 consiste à procéder par un forage dans le roc sous le lit du fleuve et à installer
27 dans le tunnel ainsi créé les conduits métalliques dans lesquels les câbles seront introduits.
28 Cette solution génère peu d'impacts environnementaux puisque les travaux de forage et la
29 gestion des boues de forage n'influenceront pas la faune et la flore à proximité des rives et
30 sur le lit du fleuve. La solution par forage permet la réalisation des travaux à court terme et
31 une mise en service du projet en 2019 puisque les études environnementales ont déjà été

1 réalisées pour ce projet. Cette solution sécurise donc l'alimentation de l'Île d'Orléans dès
2 2019.

3.3. Autres options analysées

3 Le Distributeur a également analysé sommairement d'autres options d'alimentation à partir
4 de technologies émergentes de sources d'énergie renouvelable.

5 Un exercice de dimensionnement et d'estimation du coût de déploiement d'une installation
6 de production d'électricité autonome pour l'Île d'Orléans a été réalisé. Plusieurs options ont
7 été envisagées pour alimenter la demande en puissance de l'Île (30,7 MVA) et également
8 pour fournir l'énergie nécessaire pendant une année, soit environ 110 GWh à partir
9 d'installations de production d'électricité provenant à 100 % de sources d'énergie
10 renouvelables.

11 Le résultat optimal des options étudiées est la combinaison des centrales suivantes :

- 12 • Une centrale solaire de 100 MW ;
- 13 • Une centrale éolienne de 150 MW ;
- 14 • Une centrale de stockage d'énergie (batteries) de 370 MWh – 45 MW.

15 Le Distributeur précise que la capacité des différentes centrales a été dimensionnée en
16 tenant compte de la variabilité/intermittence de la ressource solaire et éolienne.

17 Le coût estimé de cette combinaison de centrales solaires, éoliennes et de stockage est
18 plusieurs fois supérieur aux coûts des solutions 1 et 2 présentées aux sections 3.1 et 3.2.
19 Par ailleurs, le Distributeur mentionne que cet exercice a été réalisé sur une période
20 d'analyse de 20 ans plutôt que 30 ans puisque plusieurs équipements des différentes
21 centrales doivent être remplacés après cette période.

4. ANALYSE ÉCONOMIQUE ET JUSTIFICATION DE LA SOLUTION RECOMMANDÉE

22 L'analyse économique a été effectuée sur une période de 30 ans suivant la mise en service
23 de la ligne. Les résultats, exprimés en millions de dollars actualisés de 2018, sont présentés
24 au tableau 4. Les paramètres utilisés sont précisés à la section 7.1.

TABLEAU 4 : COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS (M\$ ACTUALISÉS 2018)

	Solution1 Installation de trois câbles souterrains standards dans des conduits métalliques déposés sur le lit du fleuve	Solution 2 (retenue) Forage dirigé dans le roc, sous le lit du fleuve, accueillant quatre conduits métalliques et trois câbles souterrains standards
Investissements	14,3	17,2
Valeurs résiduelles	1,9	1,9
Taxes	0,9	1,0
Coûts globaux actualisés (CGA)	13,3	16,3

1 Les résultats de l'analyse économique démontrent que la solution 2 présente un coût
2 supérieur à la solution 1, de l'ordre de 3,0 M\$. Le Distributeur recommande toutefois la
3 solution 2 puisque celle-ci permet une mise en service du projet dès 2019. La solution 1
4 permettrait quant à elle une mise en service en 2021 en raison des délais pour mener les
5 études environnementales et pour l'obtention des autorisations du Ministère du
6 Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements
7 climatiques (MDDELCC).

8 L'état des câbles actuels, la capacité nominale et en surcharge des câbles ainsi que la
9 prévision de la croissance des charges justifient le choix du Distributeur d'une mise en
10 service en 2019 (voir section 2).

5. DESCRIPTION DU PROJET

11 Le Projet consiste à installer trois nouveaux câbles à l'aide d'un forage directionnel sous le lit
12 du fleuve entre les municipalités de l'Ange-Gardien et Saint-Pierre-de-l'Île-d'Orléans.

13 Il a comme objectif d'assurer la pérennité des câbles fournissant l'alimentation aux clients
14 situés sur l'Île d'Orléans et de faire face à la croissance prévue des charges.

5.1. Description des travaux

15 Le Projet implique de creuser sous le lit du fleuve sur une distance d'environ 1 450 mètres.
16 Un forage directionnel sera réalisé dans le roc à une profondeur allant jusqu'à environ
17 115 mètres. Quatre conduits seront installés dans le trou de forage afin d'y insérer les
18 câbles. Trois ensembles de câbles triphasés seront introduits dans trois conduits. Deux
19 câbles seront mis sous charge pour l'alimentation de l'Île d'Orléans alors que le troisième
20 sera raccordé et maintenu sous tension afin de servir de relève. Quant au quatrième conduit,
21 il sera vide et permettra d'installer un ensemble de câbles lorsque la croissance de la charge
22 le justifiera.

1 D'autres travaux serviront à relier les conduits à des structures de raccordement du côté de
 2 l'Ange-Gardien et à des liaisons aérosouterraines du côté de Saint-Pierre-de-l'Île-d'Orléans.
 3 En tout, le Distributeur installera quatre nouvelles structures de raccordement et un puit
 4 d'enfilage.

5 En raison de leurs caractéristiques, les nouveaux câbles pourront reprendre plus de charges
 6 en reprise froide lors de période hivernale. Conjuguée avec des appareils télécommandés et
 7 en maintenant un faible déséquilibre de courant, la capacité du réseau passera de 24 MVA à
 8 35 MVA. Dans le cadre du projet, le Distributeur procédera également au démantèlement du
 9 câble installé en 1962. Le câble triphasé sera retiré du conduit d'acier de même que l'huile
 10 se trouvant à l'intérieur de celui-ci. Pour les câbles installés en 1973 et 1981, ils seront
 11 exploités en parallèle, sous-tension mais sans charge afin de servir de relève temporaire.
 12 Lorsque les nouveaux câbles auront été exploités pendant trois années, les deux derniers
 13 câbles âgés seront démantelés dans un projet ultérieur.

5.2. Échéancier des travaux

TABEAU 5 : ÉTAPES DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION

Description des principaux travaux	Échéancier
Études d'ingénierie	Fin automne 2018 – Printemps 2019
Travaux civils préparatoires au forage	Fin automne 2018
Travaux civils comprenant le forage	Printemps et Été 2019
Travaux électriques (tirage des câbles dans les conduits introduits dans le forage)	Été 2019
Travaux civils conventionnels pour raccordement au réseau existant	Automne 2019
Travaux électriques conventionnels (aériens et souterrains) pour raccordement au réseau	Automne 2019
Démantèlement du câble existant datant de 1962	Fin automne 2019

6. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

6.1. Sommaire des coûts

14 Les investissements pour alimenter l'Île d'Orléans s'élèvent à 19,0 M\$, comme présenté au
 15 tableau 6. Les investissements les plus importants sont liés aux travaux civils (60,2 %).

TABLEAU 6 : COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET (EN K\$ DE RÉALISATION)

Rubriques	Années antérieures	2018	2019	Total	Part
Ingénierie	2 267	305	920	3 492	18,4 %
Travaux civils	0	295	11 165	11 460	60,2 %
Travaux électriques souterrains	0	0	1 341	1 341	7,0 %
Travaux électriques aériens	0	0	185	185	1,0 %
Sous-total	2 267	600	13 611	16 478	
Réserve pour imprévus	0	60	1 417	1 477	7,8 %
Sous-total	2 267	660	15 028	17 955	
Frais financiers capitalisés	115	192	761	1 068	5,6 %
TOTAL	2 382	852	15 789	19 023	100 %

1 Le Distributeur assure une gestion rigoureuse de ses projets mais, dans l'éventualité d'un
 2 écart de coût de 15 % et plus, il devra obtenir l'autorisation du Président d'Hydro-Québec
 3 Distribution. Le cas échéant, il en avisera la Régie, conformément à sa pratique.

Ingénierie

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

Travaux civils

7 Les coûts des travaux civils couvrent, entre autres, les frais liés aux travaux de forage, à la
 8 construction de structures de raccordement et des travaux civils pour relier les travaux de
 9 forage au réseau existant.

Travaux électriques souterrains

10 Les coûts des travaux électriques souterrains couvrent, entre autres, l'installation des câbles
 11 dans les conduits comprenant ceux installés lors des travaux de forage.

Frais financiers capitalisés

12 Les frais financiers capitalisés sont calculés au taux de rendement sur la base de tarification
 13 du Distributeur, comme autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-47. Dans sa décision
 14 D-2018-025, la Régie a autorisé un taux de rendement sur la base de tarification de 7,083 %.

6.2. Réserve pour imprévus

En accord avec la pratique, une réserve de 9 % pour imprévus, calculée sur la base des coûts des travaux (excluant les frais financiers capitalisés [FFC]) est ajoutée aux coûts du projet. Le Distributeur exerce ainsi une saine gestion de ses risques, étant donné que le projet comporte une complexité liée au forage réalisé par une main-d'œuvre externe (contrat par processus d'appel de propositions). Le Distributeur doit également tenir compte de l'impact potentiel du tracé de la ligne d'alimentation sur les propriétaires de terrains et les autorisations requises.

La réserve pour imprévus retenue permet de couvrir les principaux risques associés au projet, lesquels sont présentés au tableau 7. Les impacts monétaires ont été pondérés avec une probabilité d'occurrence en fonction de l'expertise d'Hydro-Québec Innovation Équipement et Services Partagés (HQIESP) pour ce type de projet.

TABLEAU 7 : PRINCIPAUX RISQUES ASSOCIÉS AU PROJET

Éléments de risques	Impact (k \$)	Impact délai (mois)	Probabilité d'occurrence (%)	Impact pondéré (k\$)
Zone de forage – Zone plus dense ou moins dense	1 100	3	60	660
Conditions de marché – appel de propositions	1 000	1	50	500
Conditions climatiques difficiles	400	2	70	280
Obtention de servitudes	74	6	50	37
Impact total pondéré				1 477

L'impact total pondéré représente 9,0 % des coûts des travaux (excluant FFC). Le Distributeur réitère que les éléments présentés au tableau 7 constituent les principaux risques associés au projet et non tous les risques potentiels. Le Distributeur rappelle également que, nonobstant le niveau de la contingence, seuls les coûts réels du projet seront ultimement intégrés à sa base de tarification.

Zone de forage – zone plus ou moins dense

Lors du forage, il y a des possibilités d'intercepter des zones plus denses ou moins denses que celles révélées par nos tests de sol. Dans le cas de zones plus denses, la durée des travaux de forage pourrait être prolongée. Dans le cas de zones moins denses, des délais pourraient être occasionnés par une possible résurgence des boues dans le fleuve.

Conditions de marché – appel de propositions

Le Distributeur fera appel au marché pour les travaux de forage. Les coûts de ces travaux seront liés à l'intérêt des entreprises de forage pour le projet. Un nombre limité de soumissionnaires pourrait avoir un impact à la hausse sur les coûts.

Conditions climatiques difficiles

- 1 Des conditions climatiques difficiles et prolongées dans le temps pourraient nuire aux travaux
2 de ce projet et les ralentir.

Obtention de servitudes

- 3 Une incapacité à obtenir les servitudes requises pourrait entraîner une modification du tracé
4 ou encore le versement d'une compensation financière au propriétaire. Le cas échéant, le
5 Distributeur devrait revoir une partie des études d'ingénierie de même que la stratégie de
6 réalisation des travaux afin de respecter l'échéancier et la date de mise en service du Projet.

7. IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS

7.1. Paramètres

- 7 Le tableau 8 présente les paramètres utilisés pour le calcul de l'impact sur les revenus requis
8 du Distributeur.

TABLEAU 8 : PARAMÈTRES

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	5,445 %	Décision D-2018-025 ³
Taux de taxe sur les services publics	0,550 %	Budget provincial
Taux d'inflation	2,0 %	Cible de l'indice des prix à la consommation (IPC) de la Banque du Canada
Durée de vie utile	Selon les durées de vie utile spécifiques	Décision D-2015-189
Méthode d'amortissement	Linéaire sur la durée de vie des actifs	Décision D-2010-020

7.2. Impacts relatifs aux investissements du Distributeur

- 9 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en
10 considération les coûts du projet, soit ceux associés à l'amortissement des actifs, au coût du
11 capital, à la taxe sur les services publics, ainsi qu'à la radiation d'actifs s'il y a lieu.

- 12 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus
13 générés par la croissance de la clientèle.

- 14 Une analyse réalisée sur une période de 30 ans permet d'évaluer l'impact maximal à 1,6 M\$
15 atteint en 2020.

³ Paragraphe 154.

1 Le tableau 9 présente un sommaire de l'impact sur les revenus requis du Distributeur.

TABLEAU 9 : IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS (EN K \$ COURANTS)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2039	2047
Charge d'exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481
Taxe sur les services publics	103	101	98	95	93	90	88	85	82	80	53	32
Frais financiers	474	462	450	437	425	413	400	388	375	363	239	140
Dépenses totales	1 059	1 044	1 029	1 014	998	983	968	953	938	923	773	653
Rémunération de l'avoit de l'actionnaire	527	513	500	486	472	458	444	431	417	403	265	155
Revenus requis	1 586	1 557	1 528	1 499	1 470	1 442	1 413	1 384	1 355	1 326	1 038	808

Note : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

2 Certaines situations difficilement prévisibles pourraient survenir et augmenter les coûts au-
 3 delà de la meilleure estimation réalisée. Le Distributeur a effectué une analyse de sensibilité
 4 des revenus requis à une majoration des coûts du projet de 10 % par rapport à ceux
 5 identifiés au tableau 10. Les résultats de cette analyse sont présentés au tableau 10. Le
 6 Distributeur souligne que la réserve incluse au projet devrait être suffisante pour couvrir les
 7 risques identifiés et les imprévus.

**TABLEAU 10 : IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS AVEC UNE MAJORATION DE 10 %
 DES COÛTS DU PROJET (EN K \$)**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2039	2047
Charge d'exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
Taxe sur les services publics	114	111	108	105	102	99	96	93	91	88	59	35
Frais financiers	522	508	495	481	467	454	440	427	413	399	263	154
Dépenses totales	1 164	1 148	1 131	1 115	1 098	1 082	1 065	1 049	1 032	1 016	850	718
Rémunération de l'avoit de l'actionnaire	580	565	549	534	519	504	489	474	458	443	291	170
Revenus requis	1 744	1 713	1 681	1 649	1 617	1 586	1 554	1 522	1 491	1 459	1 142	888

Note : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

8. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

8 Les nouveaux câbles installés dans le Projet ne nécessiteront pas d'interventions de
 9 maintenance corrective à court et moyen termes. De plus, en cas de panne d'un des câbles,
 10 le service électrique pourra reprendre dans des délais habituels pour l'ensemble des clients
 11 touchés. Cela bénéficiera à tous les clients du Distributeur situés sur l'Île d'Orléans.

9. AUTORISATIONS EN VERTU D'AUTRES LOIS

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

1 limitative, la réalisation du projet pourrait notamment prévoir l'obtention des autorisations
2 gouvernementales suivantes :

- 3 • Une autorisation du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la
4 Lutte contre les changements climatiques en vertu de la *Loi sur la qualité de*
5 *l'environnement*.
- 6 • Une autorisation de la Commission de la Protection des Terres Agricoles du Québec
7 en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.
- 8 • Au besoin, un décret d'expropriation du gouvernement du Québec en vertu de la *Loi*
9 *sur Hydro-Québec*.
- 10 • Une autorisation du Ministère de la Culture et des Communications en vertu de la *Loi*
11 *sur le patrimoine culturel*.

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

10. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

14 Le Distributeur propose de faire le suivi du Projet dans le cadre de son rapport annuel
15 déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le suivi annuel
16 fera état des coûts réels des travaux de distribution selon la présentation du tableau 6 du
17 présent document, d'une explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts
18 prévus de même qu'un suivi de l'échéancier des travaux de distribution.

ANNEXE A :

**PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLICABLES AUX TRAVAUX DE
DISTRIBUTION**

TABLEAU A-1 : LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES

E.21-12	Service d'électricité en moyenne tension, 3 ^e édition, 2011
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.41-03	Évaluation et correction des niveaux de déséquilibre inverse et homopolaire du courant et de la tension du réseau de distribution MT, 2007
A.5-02	Surcharges, sous-tensions et pertes en distribution MT : techniques de correction et d'optimisation, 2002
A.5-03	Définitions et théorie concernant les différents facteurs et termes connexes servant à caractériser la charge en distribution, 2002
A.5-04	Architecture du réseau de distribution, 2012
A.5-06	Charge admissible des lignes du réseau de distribution, 2013
A22.1-08	Structure classificatoire des projets d'investissement, 2011
A.51.22-01	Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT, 2001
A.52.22-01	Température maximale d'exploitation des câbles XLPE et TRXLPE en régime normal et en contingence, 2000
A.61.3-01	Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités, 2009
B.41.11	Normes de construction réseau aérien
B.41.21 tome 1	Normes de construction réseau souterrain construction civile
B.41.21 tome 2	Normes de construction réseau souterrain construction électrique
C.21-02	Limites de planification de la tension du réseau moyenne tension, 2011
C.22-03	Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec, 2008
A.11-03	Techniques d'analyse économique des travaux du domaine distribution, 2003