

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2018-154

R-4056-2018

30 octobre 2018

---

**PRÉSENTE :**

Esther Falardeau  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

---

**Décision finale**

*Demande d'Hydro-Québec relative aux travaux  
d'installation de nouveaux câbles pour l'alimentation de  
l'Île d'Orléans*



## 1. DEMANDE

[1] Le 2 août 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur ou HQD) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande<sup>1</sup> en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la Loi), en vue d'obtenir l'autorisation de procéder aux travaux d'installation de nouveaux câbles pour l'alimentation de l'Île d'Orléans (le Projet).

[2] Le 15 août 2018, SÉ-AQLPA-GIRAM-ÉSQ dépose une demande d'intervention<sup>3</sup>.

[3] Le même jour, la Régie publie un avis aux personnes intéressées sur son site internet, indiquant qu'elle compte procéder à l'étude de la demande du Distributeur par voie de consultation. Elle fixe au 12 septembre 2018 la date limite pour le dépôt des commentaires des personnes intéressées et au 19 septembre 2018 celle pour la réponse du Distributeur à ces commentaires. La Régie demande au Distributeur de publier cet avis sur son site internet. Le 16 août 2018, le Distributeur confirme à la Régie cette publication<sup>4</sup>.

[4] Le 16 août 2018, en réponse à la demande de SÉ-AQLPA-GIRAM-ÉSQ, la Régie réitère qu'elle traitera cette demande par voie de consultation et qu'elle ne juge pas nécessaire de solliciter d'interventions formelles au dossier<sup>5</sup>. Elle invite SÉ-AQLPA-GIRAM-ÉSQ à soumettre ses commentaires au plus tard le 12 septembre 2018, le cas échéant.

[5] Le 27 août 2018, la Régie transmet sa demande de renseignements n° 1 au Distributeur<sup>6</sup>. Il y répond le 5 septembre 2018<sup>7</sup>.

---

<sup>1</sup> Pièce [B-0002](#).

<sup>2</sup> [RLRO, c. R-6.01](#).

<sup>3</sup> Pièce [C-SÉ-AQL-GIR-ÉSQ-0002](#).

<sup>4</sup> Pièce [A-0003](#).

<sup>5</sup> Pièce [A-0004](#).

<sup>6</sup> Pièce [A-0006](#).

<sup>7</sup> Pièce [B-0008](#).

[6] Le 12 septembre 2018, aucune observation écrite de la part des personnes intéressées n'a été déposée au présent dossier.

[7] Également le 12 septembre 2018, la Régie transmet sa demande de renseignements n° 2 au Distributeur<sup>8</sup>. Le Distributeur y répond le 19 septembre 2018<sup>9</sup>.

[8] Le 4 octobre 2018, le Distributeur dépose une demande amendée<sup>10</sup>.

[9] Le 5 octobre, la Régie entame son délibéré.

[10] La présente décision porte sur la demande d'autorisation du Projet.

## 2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[11] En vertu de l'article 73 de la Loi, le Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, notamment pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution d'électricité et pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de distribution d'électricité.

[12] Le Distributeur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 10 millions de dollars (M\$), conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>11</sup> (le Règlement).

---

<sup>8</sup> Pièce [A-0008](#).

<sup>9</sup> Pièce [B-0011](#).

<sup>10</sup> Pièce [B-0014](#).

<sup>11</sup> [RLRQ, c » R-6.01, a. 114](#).

### 3. ANALYSE

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

[13] L'Île d'Orléans est composée de six municipalités et compte environ 7 000 habitants. Les clients du Distributeur habitant l'Île d'Orléans sont alimentés par le poste Lefrançois situé dans la municipalité de l'Ange-Gardien, sur la rive nord du fleuve. L'énergie y est acheminée au moyen de trois câbles isolés au papier-huile, introduits dans des conduits d'acier et déposés sur le lit du fleuve. Étant donné la géographie des lieux, ces câbles constituent le seul lien électrique en distribution pour desservir le réseau de l'Île d'Orléans. Les câbles présentement en place ont été installés en 1962, 1973 et 1981.

[14] Deux des trois câbles servent à alimenter la charge sur l'Île d'Orléans, alors que le troisième sert de relève aux deux câbles sous charge.

[15] Le Distributeur doit remplacer les câbles existants qui ont atteint la fin de leur vie utile à cause de leur état et de leur âge. Par ailleurs, un des câbles alimente, à chaque pointe hivernale depuis 2015, une charge dépassant sa valeur maximale sans perte de vie utile. La croissance de charge prévue pour les prochaines années accélérera la dégradation de ce câble si rien n'est entrepris.

[16] De plus, le type de câble papier-huile, utilisé pour isoler les câbles, amène des risques supplémentaires liés à la pérennité de ce type d'équipement, notamment en ce qui a trait à la maintenance (difficulté d'approvisionnement en matériel et main-d'œuvre spécialisée) et au risque environnemental lié à la présence d'huile dans les conduits.

[17] Le Projet vise l'installation de nouveaux câbles d'alimentation sous le lit du fleuve St-Laurent pour desservir les clients situés sur l'Île d'Orléans.

## 3.2 JUSTIFICATION DU PROJET

### *Pérennité*

[18] Les câbles alimentant l'Île d'Orléans ont 56, 45 et 37 ans. Le Distributeur indique qu'une validation auprès d'autres utilités publiques canadiennes équivalentes révèle qu'en moyenne ces compagnies remplacent les câbles comparables après 46 ans.

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

[20] Le Distributeur allègue que, s'il advenait un bris irréparable sur l'un des câbles actuels, il ne le remplacerait pas par la même technologie qui est maintenant désuète. Afin d'éviter les délais d'ingénierie, d'approvisionnement et de réalisation occasionnés par une situation non planifiée, le Distributeur estime qu'il est opportun de procéder dès maintenant à l'installation de nouveaux câbles pour assurer la fiabilité de l'alimentation.

### *Croissance de la charge*

[21] Le réseau de l'Île d'Orléans se compose de deux lignes de distribution qui sont alimentées par les deux câbles sous-fluviaux qui sont sous charge.

[22] L'architecture de ce réseau ne permet pas une répartition égale des charges sur chacune des deux lignes de distribution. En régime d'exploitation normal, une des lignes alimente 2 748 clients avec une puissance demandée de 17,5 MVA, alors que la seconde alimente 1 839 clients avec une puissance demandée de 13,2 MVA.

[23] La capacité maximale, sans perte de vie utile, des câbles alimentant actuellement l'Île d'Orléans est de 17 MVA. Un des deux câbles dépasse cette valeur depuis 2014-2015. Le Distributeur anticipe que ce câble continuera à dépasser sa valeur maximale et qu'il pourrait même être exploité au-delà de sa capacité de surcharge, qui

correspond à la valeur au-delà de laquelle il s'endommage de façon permanente, dès 2020 selon le scénario fort et dès 2024 selon le scénario de référence.

[24] Le Distributeur anticipe que la croissance de charge prévue pour les prochaines années va donc accélérer la dégradation du câble à chaque pointe hivernale et, éventuellement, l'endommager de façon permanente.

[25] Pour éviter d'endommager irrémédiablement les câbles, le Distributeur doit, lorsqu'un bris de câble survient en période hivernale, appliquer un plan de contingence pour réalimenter l'ensemble des charges de l'Île d'Orléans. Ce plan de contingence consiste à interrompre le service électrique pour une majorité de clients, puis de reprendre la charge, en séquence, par petits blocs, occasionnant ainsi de longs délais de remise en service lors de périodes de froid hivernal.

### **3.3 SOLUTIONS ENVISAGÉES**

[26] Le Distributeur a présenté deux solutions qui ont fait l'objet d'analyses économiques :

- a. l'installation de trois câbles souterrains standards dans des conduits métalliques déposés sur le lit du fleuve;
- b. le forage dirigé dans le roc, sous le lit du fleuve, accueillant quatre conduits métalliques et trois câbles souterrains standards.

[27] La première solution (solution 1) consiste à déposer des conduits métalliques de 6 pouces sur le lit du fleuve sur une distance de 1 400 mètres, après avoir creusé des tranchées de chaque côté du fleuve afin de les accueillir. Cette solution présente un coût légèrement inférieur à la solution retenue mais implique des délais et impacts environnementaux importants. La réalisation d'études environnementales et l'obtention des autorisations du ministère du Développement Durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), afin de procéder aux travaux, repoussent la mise en service en 2021.

[28] La seconde solution (solution 2), retenue par le Distributeur, consiste à procéder à un forage dans le roc sous le lit du fleuve et à installer, dans le tunnel ainsi créé, les

conduits métalliques dans lesquels les câbles seront insérés. Cette solution est moins intrusive d'un point de vue environnemental puisque les travaux n'influenceront pas la flore et la faune à proximité des rives et sur le lit du fleuve. La solution 2 permet la réalisation des travaux à court terme et une mise en service en 2019, étant donné que les études environnementales ont déjà été produites. De plus, le Distributeur indique que les conduits seront moins vulnérables aux éléments et pourraient nécessiter moins d'interventions en phase d'exploitation, étant donné qu'ils seront installés sous le lit du fleuve.

[29] Le Distributeur indique qu'il a également analysé sommairement d'autres options d'alimentation à partir de technologies émergentes de sources d'énergie renouvelables. Il n'a toutefois pas produit d'analyse économique à cet égard puisque ces solutions n'ont pas été retenues. Par ailleurs, en réponse à une question de la Régie, le Distributeur indique que le coût des options d'alimentation à partir de sources d'énergie renouvelables ne serait pas comparable aux coûts des solutions présentées pour l'analyse économique puisque celui-ci serait largement supérieur à 100 M\$. De plus, en raison de leur caractère variable et intermittent, les ressources éoliennes et solaires ne représentent pas une option équivalente à une solution avec câbles raccordés au réseau d'Hydro Québec.

### **3.4 ANALYSE ÉCONOMIQUE ET JUSTIFICATION DE LA SOLUTION**

[30] Les résultats de l'analyse économique démontrent que la solution 2 présente un coût supérieur à la solution 1 de l'ordre de 3,2 M\$. Le Distributeur retient toutefois la solution 2, principalement parce qu'elle permet une mise en service en 2019 plutôt qu'en 2021.

[31] Le tableau 1 ci-après présente une comparaison économique des deux solutions envisagées.



**TABLEAU 1**  
**COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS**  
**(EN M\$ ACTUALISÉS DE 2018)**

	<b>Solution1</b> Installation de trois câbles souterrains standards dans des conduits métalliques déposés sur le lit du fleuve	<b>Solution 2 (retenue)</b> Forage dirigé dans le roc, sous le lit du fleuve, accueillant quatre conduits métalliques et trois câbles souterrains standards
Investissements	15,2	18,1
Valeurs résiduelles	(2,1)	(2,0)
Taxes	0,9	1,1
<b>Coûts globaux actualisés (CGA)</b>	<b>14,0</b>	<b>17,2</b>

Source : Pièce [B-0015](#), p. 11.

[32] Le Distributeur indique que l'état actuel des câbles, leur capacité nominale et en surcharge ainsi que la prévision de croissance des charges le motivent à privilégier une mise en service en 2019 plutôt qu'en 2021.

[33] Le Distributeur indique que la solution retenue aura un impact sur la qualité du service de distribution<sup>12</sup>. En effet, les nouveaux câbles installés ne nécessiteront pas d'interventions de maintenance corrective à court et moyen termes. De plus, en cas de panne d'un des câbles, le service électrique pourra reprendre dans des délais habituels, ce qui bénéficiera à l'ensemble des clients de l'Île d'Orléans. La reprise froide en période hivernale se fera sans les longs délais de remise en service qui avaient cours.

[34] D'autre part, en phase d'exploitation des câbles, les conduits installés sous le lit du fleuve seront protégés des glaces et des ancres des embarcations naviguant sur le fleuve.

<sup>12</sup> Pièce [B-0015](#), p. 17.

### **3.5 DESCRIPTION DU PROJET**

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

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

[37] Dans le cadre du Projet, le Distributeur procédera également au démantèlement du câble installé en 1962. Ce câble triphasé sera retiré du conduit d'acier, de même que l'huile se trouvant à l'intérieur de celui-ci. Enfin, les câbles installés en 1973 et 1981 seront exploités en parallèle, sous-tension mais sans charge, afin de servir de relève temporaire. Lorsque les nouveaux câbles auront été exploités pendant trois années, les deux derniers câbles âgés seront démantelés.

### **3.6 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**

[38] Les investissements pour alimenter l'Île d'Orléans s'élèvent à 20,2 M\$.

**TABLEAU 2**  
**COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**  
**(EN MILLIERS DE DOLLARS (K\$) DE RÉALISATION)**

Rubriques	Années antérieures	2018	2019	2020	2021	2022	Total	Part
Ingénierie	2 267	305	920	0	0	0	3 492	17,3 %
Travaux civils	0	295	11 165	0	0	870	12 330	60,9 %
Travaux électriques souterrains	0	0	1 341	0	0	195	1 536	7,6 %
Travaux électriques aériens	0	0	185	0	0	0	185	0,9 %
<b>Sous-total</b>	<b>2 267</b>	<b>600</b>	<b>13 611</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 065</b>	<b>17 543</b>	
Réserve pour imprévus	0	60	1 417	0	0	106	1 583	7,8 %
<b>Sous-total</b>	<b>2 267</b>	<b>660</b>	<b>15 028</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 171</b>	<b>19 126</b>	
Frais financiers capitalisés	115	192	761	0	0	41	1 109	5,5 %
<b>TOTAL</b>	<b>2 382</b>	<b>852</b>	<b>15 789</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 212</b>	<b>20 235</b>	<b>100,0%</b>

Source : Pièce [B-0015](#), p. 13.

[39] Le Distributeur accorde une réserve de 7,8 %<sup>13</sup> de l'ensemble des coûts du Projet pour couvrir les imprévus. Il tient ainsi compte de ses risques, étant donné que le Projet comporte une complexité liée au forage réalisé par une main-d'œuvre externe. La réserve pour imprévus permet de couvrir les principaux risques associés au Projet.

<sup>13</sup> Pièce [B-0015](#), p. 13, tableau 6.

**TABLEAU 3**  
**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
Travaux de démantèlement câble	176	2	60	106
<b>Impact total pondéré</b>				<b>1 583</b>

Source : Pièce [B-0015](#), p. 14.

[40] Le Distributeur indique qu'une incapacité à obtenir les servitudes requises pourrait entraîner une modification du tracé ou encore le versement d'une compensation financière aux propriétaires. Le cas échéant, le Distributeur devra revoir une partie des études d'ingénierie de même que la stratégie de réalisation des travaux afin de respecter l'échéancier et la date de mise en service du Projet.

[41] Le Distributeur mentionne que, si le coût total du Projet dépasse de plus de 15 % le montant autorisé, il devra obtenir l'autorisation du Président d'Hydro-Québec Distribution et il en avisera la Régie. Il propose aussi de faire le suivi du Projet, avec explications des écarts majeurs entre les coûts réels et prévus ou de changements dans l'échéancier des travaux, dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la Loi.

### 3.7 IMPACT TARIFAIRE DU PROJET

[42] L'impact annuel maximal sur les tarifs est évalué à 1,6 M\$ et il serait atteint en 2023. Le calcul de l'impact prend en considération les coûts du Projet, soit l'amortissement des actifs, le coût du capital, la taxe sur les services publics et la

radiation d'actifs s'il y a lieu. Le calcul ne tient pas compte des revenus qui pourraient être générés par la croissance de la clientèle.

**TABLEAU 4**  
**IMPACT 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	513	513	513	513	513	513	513	513	513
Taxe sur les services publics	103	101	98	102	99	97	94	91	88	85	57	34
Frais financiers	474	462	450	468	455	442	428	415	402	389	257	151
<b>Dépenses totales</b>	<b>1 059</b>	<b>1 044</b>	<b>1 029</b>	<b>1 083</b>	<b>1 067</b>	<b>1 051</b>	<b>1 035</b>	<b>1 019</b>	<b>1 003</b>	<b>987</b>	<b>826</b>	<b>698</b>
Rémunération de l'avoire de l'actionnaire	527	513	500	520	505	490	476	461	446	432	284	167
<b>Revenus requis</b>	<b>1 586</b>	<b>1 557</b>	<b>1 528</b>	<b>1 603</b>	<b>1 572</b>	<b>1 541</b>	<b>1 510</b>	<b>1 480</b>	<b>1 449</b>	<b>1 418</b>	<b>1 111</b>	<b>865</b>

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

Source : Pièce [B-0015](#), p. 16.

[43] L'analyse de sensibilité indique qu'une majoration des coûts de 10 % par rapport à ceux prévus résulterait en un impact tarifaire annuel maximal de 1,7 M\$ dès 2020.

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

[44] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur affirme que les études environnementales ont déjà été réalisées et que les approbations ont été reçues du MDDELCC.

[45] Par ailleurs, le Distributeur indique que la réalisation du Projet pourrait exiger l'obtention des autorisations gouvernementales suivantes pour lesquelles les démarches seront entreprises au moment de la réalisation des études d'ingénierie détaillées :

- a. une autorisation de la Commission de la Protection des Terres Agricoles du Québec, en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*;
- b. au besoin, un décret d'expropriation du gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*;

- c. une autorisation du ministère de la Culture et des Communications en vertu de la *Loi sur le patrimoine culturel*.

#### 4. OPINION DE LA RÉGIE

[46] À la suite de l'examen de l'ensemble de la preuve présentée par le Distributeur, la Régie conclut que cet investissement est nécessaire afin de répondre aux enjeux de pérennité et de croissance pour l'alimentation en électricité de l'Île d'Orléans.

[47] La Régie est d'avis que, bien que la solution retenue soit légèrement plus coûteuse que la solution alternative, elle présente plusieurs avantages qui la favorisent, notamment au niveau de sa mise en service plus rapide ainsi que sur le plan environnemental et sur le plan de la vulnérabilité des conduits à des bris à la suite de leur installation.

[48] La Régie note toutefois que le Projet comporte certains risques qui pourraient retarder sa mise en service et avoir un impact sur ses coûts.

[49] À cet égard, la Régie note que le Distributeur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par la présente décision. Elle note aussi qu'un suivi du Projet sera inclus dans le rapport annuel du Distributeur.

[50] En conséquence, **la Régie autorise la réalisation du Projet**. Le Distributeur ne pourra apporter, sans autorisation préalable de la Régie, quelque modification que ce soit au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature et les coûts.

[51] **Considérant ce qui précède,**

#### La Régie de l'énergie :

**AUTORISE** le Distributeur à réaliser le Projet;

**DEMANDE** au Distributeur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux présentés au tableau 6 de la pièce B 0006,
- le suivi de l'échéancier du Projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

Esther Falardeau

Régisseur

**Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur)  
représentée par M<sup>e</sup> Simon Turmel.**