

# **TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE LE CORBUSIER À 315-25 kV AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU PROJET .....</b>	<b>5</b>
<b>2. DESCRIPTION DU PROJET .....</b>	<b>6</b>
2.1. Description des travaux de distribution .....	6
2.2. Échéancier de réalisation .....	8
2.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois.....	9
<b>3. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET .....</b>	<b>9</b>
3.1. Sommaire des coûts.....	9
3.2. Réserve pour imprévus .....	10
<b>4. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>12</b>
4.1. Paramètres.....	12
4.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur .....	12
<b>5. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION .....</b>	<b>13</b>
<b>6. MODE DE SUIVI PROPOSÉ .....</b>	<b>13</b>
<b>ANNEXE A LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES .....</b>	<b>15</b>

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Zones d'influence des postes existants .....	6
Figure 2 : Zone d'influence du nouveau poste Le Corbusier .....	7

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Bilan des transferts de charges par postes à la fin du projet du Distributeur .....	8
Tableau 2 : Étapes des travaux de distribution .....	8
Tableau 3 : Coûts annuels du projet.....	9
Tableau 4 : Principaux risques associés au projet .....	11
Tableau 5 : Paramètres .....	12
Tableau 6 : Impacts sur les revenus requis .....	12
Tableau 7 : Impacts sur les revenus requis avec une majoration de 10 % des coûts du projet.....	13



## 1. CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU PROJET

1 Les trois postes satellites desservant la zone visée (Renaud, de Sainte-Rose et de Chomedey)  
2 ont atteint leur configuration ultime. Il n'est donc pas possible d'y ajouter de la capacité de  
3 transformation ni de nouveaux départs de lignes. Comme mentionné à la pièce HQTD-1,  
4 document 1, les quatre derniers départs seront installés au poste de Chomedey au cours de  
5 l'année 2019. En 2020, il n'y aura donc plus de départs disponibles sur tout le territoire de  
6 Laval, sauf au poste de Saint-François, situé complètement dans l'est du territoire et  
7 indépendant de la zone visée.

8 D'après les prévisions de la demande actuelles, présentées au tableau 2 de ladite pièce, il est  
9 prévu qu'à la pointe 2021-2022, le poste de Chomedey comportant 40 départs actifs, atteindra  
10 94 % de son taux d'utilisation. Le poste Renaud avec 24 départs actifs sera à 97 % de son  
11 taux d'utilisation. Le poste de Sainte-Rose avec 20 départs actifs sera quant à lui utilisé à  
12 95 %.

13 Le territoire de Laval étant une île, il n'existe aucun lien électrique entre la zone visée et des  
14 lignes extérieures. Il est par conséquent impossible de décharger les lignes de distribution de  
15 Laval en transférant des charges vers des postes satellites limitrophes à la zone visée. De  
16 plus, des obstacles tels que des autoroutes et des voies ferrées empêchent actuellement le  
17 déploiement de lignes électriques pour réduire la charge de certains secteurs. Les travaux  
18 civils du poste Le Corbusier comprendront deux traverses d'autoroutes et une traverse de voie  
19 ferrée qui permettront de soulager certains secteurs de l'île et ainsi atteindre des zones de  
20 développement potentielles.

21 En effet, bien que certains secteurs de Laval aient atteint leur maturité, d'autres présentent un  
22 fort potentiel de développement ou de densification des charges. Le schéma d'aménagement  
23 et de développement de la ville prévoit d'ailleurs une poursuite de la densification de plusieurs  
24 secteurs à proximité des transports en commun. Le peu de puissance disponible sur certaines  
25 lignes combinée à une absence de départs rend également difficile le branchement de  
26 nouveaux clients de taille importante dans certains secteurs.

27 Le poste Le Corbusier sera par conséquent stratégiquement situé dans le parc industriel  
28 Centre de Laval. Les nouvelles lignes du poste permettront ainsi de raccorder des nouveaux  
29 clients dans le secteur. De plus, ces nouvelles lignes soulageront les lignes des postes voisins,  
30 permettront de reconfigurer le réseau et de créer de nouveaux liens stratégiques avec des  
31 interrupteurs télécommandés. Le poste étant situé près de la charge locale à desservir, les  
32 lignes seront plus courtes, ce qui diminuera la fréquence des pannes (brèves et longues) et  
33 améliorera l'indice de continuité du service du Distributeur.

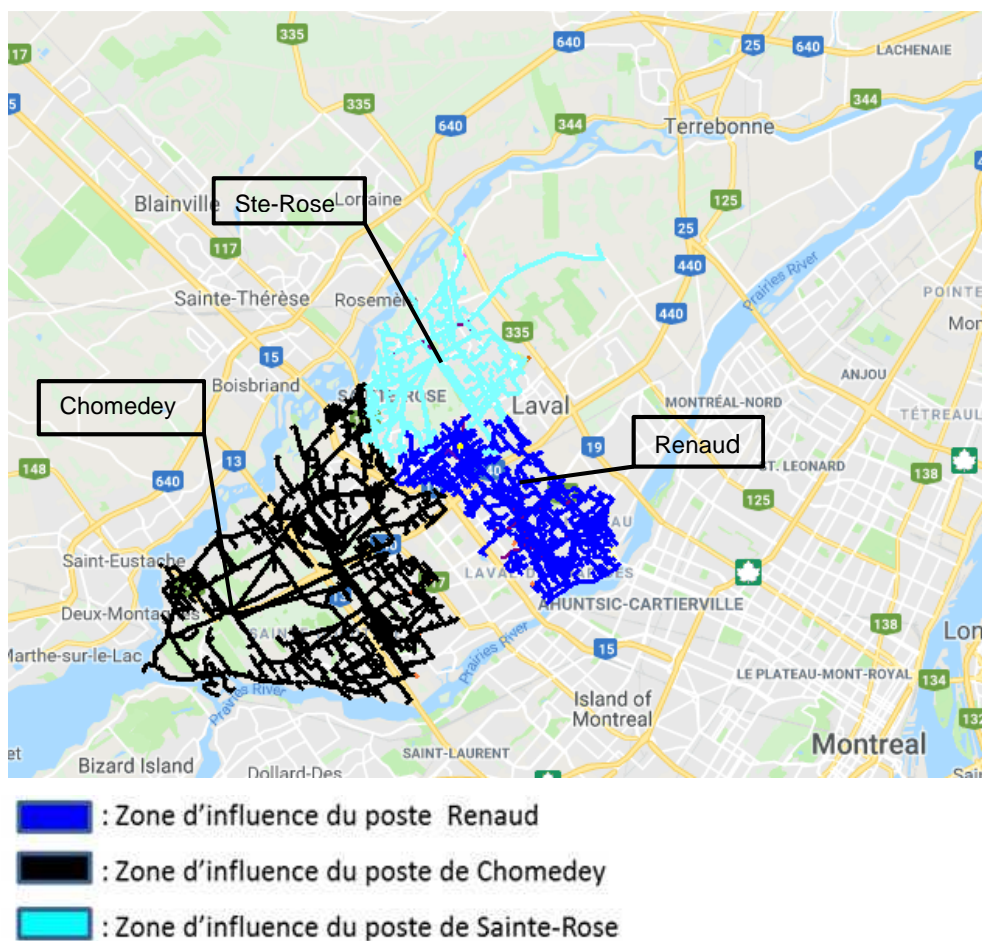
34 Somme toute, le Distributeur fait face à une situation unique où les possibilités de raccorder  
35 de nouvelles lignes sont inexistantes, ne pouvant ainsi décharger les lignes actuelles. La seule  
36 solution raisonnable s'avère la construction du nouveau poste satellite Le Corbusier. Cette  
37 avenue permettra en effet l'addition de capacité de transformation et de nouveaux départs de  
38 lignes de distribution et assurera ainsi les besoins de croissance à court et long terme de la  
39 zone visée.

## 2. DESCRIPTION DU PROJET

### 2.1. Description des travaux de distribution

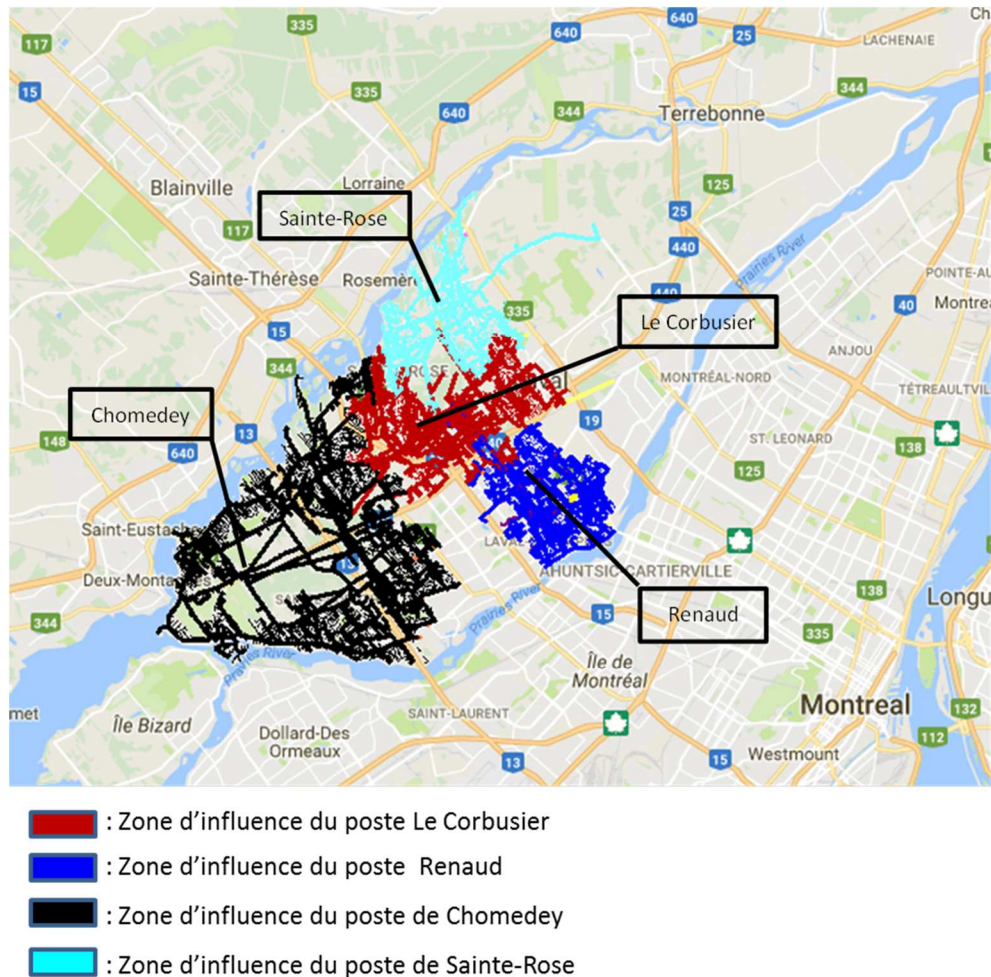
- 1 Le Distributeur et le Transporteur conviennent de la construction du nouveau poste Le  
2 Corbusier à 315-25 kV et de son raccordement au réseau de distribution. Ce projet permettra  
3 de répondre aux besoins reliés à la croissance soutenue de la ville de Laval et de soulager les  
4 postes Renaud, de Chomedey et de Ste-Rose, qui atteindront leur CLT respectivement vers  
5 2025, 2028 et 2029 sans l'ajout d'un nouveau poste. À la pointe hivernale 2021-2022, onze  
6 lignes du nouveau poste Le Corbusier alimenteront près de 123 MVA de charge.
- 7 Le projet du Distributeur consiste à transférer, au nouveau poste Le Corbusier, des charges  
8 existantes des postes Renaud, de Chomedey et de Sainte-Rose.
- 9 La figure 1 présente les zones d'influence actuelles des postes existants.

**FIGURE 1 :  
ZONES D'INFLUENCE DES POSTES EXISTANTS**



- 10 La figure 2 illustre la zone d'influence du nouveau poste Le Corbusier.

**FIGURE 2 :  
ZONE D'INFLUENCE DU NOUVEAU POSTE LE CORBUSIER**



- 1 Cette solution permettra de sécuriser l'alimentation des charges actuelles des postes Renaud,
- 2 de Chomedey et de Sainte-Rose alimentant principalement l'ouest de la ville de Laval.
- 3 Les travaux requis pour le raccordement du nouveau poste au réseau de distribution consistent
- 4 à :
- 5 • construire 10,1 km de canalisations souterraines, dont 450 mètres nécessitent un
- 6 forage ;
- 7 • construire 55 chambres souterraines ;
- 8 • installer 26,9 km de câbles souterrains ;
- 9 • installer 504 jonctions souterraines ;
- 10 • remplacer 12 jonctions souterraines existantes ;
- 11 • construire 0,5 km de réseau aérien arrière-lot ;
- 12 • installer des interrupteurs automatisés ;

- 1 • remplacer une traverse aérienne de voie ferrée ;
- 2 • remplacer des conducteurs.

3 Ces travaux s'échelonnent de 2019 à 2021. Des activités subséquentes à la mise en service  
4 sont également prévues de 2022 à 2024.

5 La liste des principales normes et encadrements applicables à la planification et aux travaux  
6 de distribution est présentée à l'annexe A.

### Détail des transferts de charge

7 Afin de soulager la charge des postes environnants, le nouveau poste Le Corbusier prendra  
8 43,1 MVA de charge du poste de Sainte-Rose, 36,8 MVA du poste de Chomedey et 42,6 MVA  
9 du poste Renaud.

10 Le tableau 1 présente le bilan des transferts de charges vers le nouveau poste Le Corbusier  
11 à la fin des travaux de distribution, prévue à la fin 2021.

**TABLEAU 1 :  
BILAN DES TRANSFERTS DE CHARGES PAR POSTES  
À LA FIN DU PROJET DU DISTRIBUTEUR**

Poste	Charge transférée (MVA)
de Sainte-Rose	43,1
de Chomedey	36,8
Renaud	42,6
<b>Total</b>	<b>122,5</b>

## 2.2. Échéancier de réalisation

12 Le tableau 2 présente les principales étapes des travaux de Distribution.

**TABLEAU 2 :  
ÉTAPES DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION**

Année	Description des principaux travaux
2017	• Réalisation des études d'avant-projet
2018	• Réalisation des études d'ingénierie
2019	• Réalisation de travaux civils
2020-2021	• Réalisation de travaux civils, aériens et souterrains
2021	• Mise en service des lignes de distribution
2022	• Réalisation des activités subséquentes à la mise en service



### 2.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

1 Comme la réalisation du projet impliquera de traverser des zones sensibles sur le plan  
 2 environnemental, une analyse environnementale sera effectuée à l'étape de l'ingénierie de  
 3 détail. Cette analyse permettra de déterminer les mesures d'atténuation requises et de  
 4 formuler les demandes d'autorisation environnementale applicables.

5 La réalisation du projet pourrait notamment prévoir l'obtention d'un certificat d'autorisation pour  
 6 la réalisation de travaux en milieux hydriques auprès du ministère du Développement durable,  
 7 de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), en vertu  
 8 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

9 Le Distributeur est confiant d'obtenir les autorisations requises en temps opportun.

## 3. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

### 3.1. Sommaire des coûts

10 Les coûts de distribution prévus aux investissements sont de 33,2 M\$. Les investissements  
 11 les plus importants sont liés aux travaux civils (44 %).

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

Prévisions annuelles des investissements	2016 et 2017	2018	2019	2020	2021	2022 et plus	Total	Part
Ingénierie	491	968	1 308	1 262	1 435	67	5 531	17 %
Travaux civils	-	-	5 329	4 843	4 450	-	14 622	44 %
Travaux électriques souterrains	-	-	2 629	2 058	1 891	-	6 578	20 %
Travaux électriques aériens	-	-	307	147	113	78	645	2 %
<b>Sous-total</b>	<b>491</b>	<b>968</b>	<b>9 573</b>	<b>8 310</b>	<b>7 889</b>	<b>145</b>	<b>27 376</b>	<b>83 %</b>
Réserve pour imprévus	33	83	886	686	449	-	2 137	6 %
<b>Sous-total du projet</b>	<b>524</b>	<b>1 051</b>	<b>10 459</b>	<b>8 996</b>	<b>8 338</b>	<b>145</b>	<b>29 513</b>	<b>89 %</b>
Frais financiers (7,083 %)	23	76	489	1 213	1 912	-	3 713	11 %
<b>TOTAL</b>	<b>547</b>	<b>1 127</b>	<b>10 948</b>	<b>10 209</b>	<b>10 250</b>	<b>145</b>	<b>33 226</b>	<b>100 %</b>

12 Le Distributeur assure une gestion rigoureuse de ses projets. Dans l'éventualité d'un écart de  
 13 coût de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du président-directeur général  
 14 d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il en avisera la Régie, conformément à sa pratique.

### ***Ingénierie***

- 1 Les coûts d'ingénierie couvrent les frais associés à l'estimation du projet et à la réalisation des  
2 diverses études dont les études terrains et environnementales.

### ***Travaux civils***

- 3 Les coûts des travaux civils comprennent entre autres les frais liés à la construction de  
4 canalisations (dont le forage) et de puits d'accès.

### ***Travaux électriques souterrains***

- 5 Les coûts des travaux électriques souterrains comprennent entre autres les frais liés au tirage  
6 de câbles et à la réalisation des jonctions.

### ***Travaux électriques aériens***

- 7 Les coûts des travaux électriques aériens comprennent entre autres les frais liés à la  
8 construction et à la modification de portions du réseau, au remplacement de conducteurs et  
9 de poteaux de même qu'à l'installation d'interrupteurs.

### ***Frais financiers***

- 10 Les frais financiers à capitaliser ont été calculés au taux de rendement de la base de tarification  
11 du Distributeur, comme autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-047. Dans la décision  
12 D-2018-025, la Régie a autorisé un taux de rendement sur la base de tarification de 7,083 %.

### ***Activités subséquentes à la mise en service***

- 13 Le coût de ces activités comprend entre autres la mise à jour des plans dans les systèmes de  
14 l'entreprise (afin de refléter le réseau construit), la gestion de la facturation des firmes externes  
15 ainsi que l'enlèvement de vieux poteaux de bois.

## **3.2. Réserve pour imprévus**

- 16 En accord avec la pratique, une réserve de 8 % pour imprévus, calculée sur la base du coût  
17 des travaux (excluant les frais d'emprunt à capitaliser), est ajoutée au coût du projet. La  
18 réserve pour imprévus permet de couvrir les principaux risques associés au projet du  
19 Distributeur, présentés au tableau 4. Elle tient compte des incertitudes associées notamment  
20 aux travaux civils. À ce stade, aucune étude d'ingénierie détaillée n'a encore été complétée.

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

Éléments de risques	Impact (k\$) (a)	Impact délai (mois)	Probabilité d'occurrence (%) (b)	Impact pondéré (k\$) (a) x (b)
Hausse du coût des travaux civils	1 462	-	60	878
Hausse du coût des câbles	172	-	60	104
Servitudes et déboisement	1 923	6	60	1 154
<b>Impact total pondéré</b>				<b>2 137</b>

1 Les coûts du projet n'ayant pas été estimés sur la base d'études d'ingénierie détaillées, la  
 2 valeur de l'impact monétaire et la probabilité d'occurrence des risques présentés ont été  
 3 évalués en fonction de travaux similaires déjà effectués et des contraintes spécifiques du  
 4 projet.

5 Le Distributeur rappelle que, nonobstant le montant de la contingence, seuls les coûts réels  
 6 du projet seront ultimement intégrés à sa base de tarification.

***Hausse du coût des travaux civils***

7 Plusieurs kilomètres de canalisation ainsi qu'un nombre important de puits d'accès sont  
 8 planifiés. Il est possible que la nature des sols complexifie les travaux civils. De plus, un forage  
 9 est nécessaire, sur une distance de 450 mètres, pouvant occasionner des délais,  
 10 dépendamment de la nature des sols.

***Hausse du coût des câbles***

11 Une hausse du coût des matériaux est possible.

***Servitudes et déboisement***

12 Une incapacité à obtenir les servitudes requises ou les permissions de déboisement pour la  
 13 construction de ligne pourrait impliquer soit une modification du tracé (déplacement de lignes),  
 14 soit des modifications au réseau ou encore le versement d'une compensation financière au  
 15 propriétaire. Le cas échéant, le Distributeur devrait revoir une partie des études d'ingénierie  
 16 de même que la stratégie de réalisation des travaux afin de respecter l'échéancier et la date  
 17 de mise en service du projet.

#### 4. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

##### 4.1. Paramètres

- 1 Le tableau 5 présente les paramètres utilisés pour le calcul de l'impact sur les revenus requis  
2 du Distributeur.

**TABLEAU 5 :  
PARAMÈTRES**

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	5,445 %	Décision D-2018-025
Taux de taxe sur les services publics	0,55 %	Budget provincial
Taux d'inflation	2,0 %	Cible de l'indice des prix à la consommation (IPC) de la Banque du Canada
Durée d'utilité des actifs	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

##### 4.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

- 3 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en considération  
4 les coûts du projet, soit ceux associés à l'amortissement des actifs, au coût du capital et à la  
5 taxe sur les services publics.  
6 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus  
7 générés par la croissance de la clientèle.  
8 Le tableau 6 présente un sommaire de l'impact sur les revenus requis du Distributeur. L'impact  
9 maximal est de l'ordre de 2,6 M\$ en 2022.

**TABLEAU 6 :  
IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS (EN K\$)**

	2022	2023	2024	2025	2026	2036	2046	2056	2062
Charge d'exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement	722	725	725	725	725	725	725	948	948
Taxe sur les services publics	182	179	175	171	167	127	87	131	100
Frais financiers	824	808	790	772	753	566	379	580	433
<b>Dépenses totales</b>	<b>1 727</b>	<b>1 711</b>	<b>1 690</b>	<b>1 667</b>	<b>1 645</b>	<b>1 418</b>	<b>1 192</b>	<b>1 658</b>	<b>1 481</b>
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	914	896	876	855	835	626	418	640	477
<b>Revenus requis</b>	<b>2 641</b>	<b>2 608</b>	<b>2 566</b>	<b>2 523</b>	<b>2 479</b>	<b>2 045</b>	<b>1 610</b>	<b>2 299</b>	<b>1 958</b>

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

- 10 Certaines situations difficilement prévisibles pourraient survenir et augmenter les coûts  
11 au-delà de la meilleure estimation réalisée. Le Distributeur a effectué une analyse de

1 sensibilité des revenus requis à une majoration des coûts du projet de 10 % par rapport à ceux  
 2 identifiés au tableau 3. Les résultats de cette analyse sont présentés au tableau 7. Le  
 3 Distributeur souligne toutefois que la réserve incluse au projet devrait être suffisante pour  
 4 couvrir les risques identifiés et les imprévus.

**TABLEAU 7 :  
 IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS AVEC UNE MAJORATION  
 DE 10 % DES COÛTS DU PROJET (EN K\$)**

	2022	2023	2024	2025	2026	2036	2046	2056	2062
Charge d'exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement	792	796	796	796	796	796	796	1 041	1 041
Taxe sur les services publics	200	196	192	187	183	139	96	144	109
Frais financiers	904	887	868	847	827	622	417	636	475
<b>Dépenses totales</b>	<b>1 897</b>	<b>1 879</b>	<b>1 856</b>	<b>1 831</b>	<b>1 806</b>	<b>1 557</b>	<b>1 308</b>	<b>1 821</b>	<b>1 626</b>
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	1 003	984	962	939	916	688	459	703	524
<b>Revenus requis</b>	<b>2 900</b>	<b>2 863</b>	<b>2 818</b>	<b>2 770</b>	<b>2 722</b>	<b>2 245</b>	<b>1 767</b>	<b>2 524</b>	<b>2 150</b>

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

## 5. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

5 Le réseau de distribution doit être planifié et exploité de façon à offrir aux clients la meilleure  
 6 continuité de service possible. Les lignes seront plus courtes et les charges moindres et mieux  
 7 réparties entre les lignes de distribution, permettant un délai de rétablissement plus court et  
 8 des pertes électriques moins élevées.

9 La construction du nouveau réseau de distribution sera réalisée en minimisant les impacts sur  
 10 la continuité de service au cours des travaux.

## 6. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

11 Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel déposé  
 12 à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le suivi annuel fera état  
 13 des coûts réels des travaux de distribution selon la présentation du tableau 3 de la présente  
 14 pièce, de l'explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, de même  
 15 que de l'évolution de l'échéancier des travaux de distribution.



**ANNEXE A**
**LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES**

A.5-02	Surcharges, sous-tensions et pertes en distribution moyenne tension : 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.5-05	Identification des points de manœuvres stratégiques, 2011
A.11-02	Calcul des coûts annuels des pertes électriques des équipements de distribution 2006
A.11-03	Techniques d'analyse économique des travaux du domaine distribution, 2003
A.22.1-08	Structure classificatoire des projets d'investissement, 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 moyenne tension, 2007
A.51.22-01	Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution moyenne tension, 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
E.21-12	Service d'électricité en moyenne tension, 3 <sup>e</sup> édition, 2011