

**TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE
DE CHARLESBOURG
AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION**

Table des matières

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET.....5

1.1. DESCRIPTION DU PROJET5

1.1.1. *Transferts de charge du poste de Beauport vers le poste de Charlesbourg*7

1.1.2. *Transferts des charges du poste de L'Épinay vers le poste de Charlesbourg*9

1.1.3. *Transfert de charge du poste Frontenac-1 vers le poste de Charlesbourg* 11

1.1.4. *Transferts de charge du poste de Neufchâtel vers le poste de Charlesbourg* 12

1.2. ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION15

1.3. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS.....16

2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET16

2.1. SOMMAIRE DES COÛTS.....16

2.2. INVESTISSEMENTS17

3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR19

3.1. PARAMÈTRES19

3.2. IMPACT RELATIF AUX INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR19

4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION20

5. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS20

6. MODE DE SUIVI PROPOSÉ21

Tableaux

Tableau 1 : Bilan des transferts de charge par poste à la fin du Projet du Distributeur...	7
Tableau 2 : Étapes des travaux de distribution	16
Tableau 3 : Coûts annuels du projet (en k\$ courants)	18
Tableau 4 : Paramètres.....	19
Tableau 5 : Impact sur les revenus requis (en k\$ courants)	19
Tableau 6 : Analyses de sensibilité sur les revenus requis (en M\$ courants)	20

Figures

Figure 1 : Emplacement du poste de Charlesbourg 230-25 kV.	5
Figure 2: Zone d'influence du futur poste de Charlesbourg.	6
Figure 3 : Transfert de charge de la ligne BPT-250.	8
Figure 4 : Transfert de charge de la ligne BPT-264.	9
Figure 5 : Transferts des charges du réseau du poste de L'Épinay.....	10
Figure 6 : Nouvelles liaisons aérosouterraines secteur urbain.	11
Figure 7 : Transfert de charge de la ligne FRT-252.....	12
Figure 8 : Transfert de charge de la ligne NEC-285.	13
Figure 9 : Transfert de charge des lignes NEC-266 et NEC-288.....	14
Figure 10 : Transfert de charge de la ligne NEC-283.	15
Figure 11 : Répartition des coûts totaux par activités (en %).	17

Annexes

Annexe 1 Principales normes techniques applicables aux travaux de distribution	23
Annexe 2 Calcul de l'impact du Projet du Distributeur sur ses revenus requis.....	27

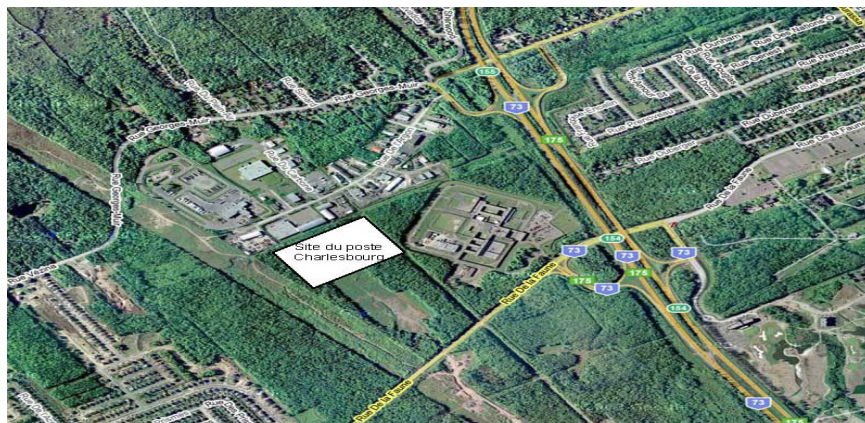
1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

1.1. Description du projet

1 Depuis les 10 dernières années, le territoire de la Communauté Métropolitaine de
2 Québec (CMQ) a connu une croissance soutenue. En 2008, un exercice de planification
3 conjoint entre le Distributeur et le Transporteur a établi les solutions pour répondre à la
4 croissance de charge anticipée. Comme cela est indiqué à la pièce HQTD-1,
5 document 1, le Transporteur construira le nouveau poste de Charlesbourg (230-25 kV)
6 en 2013 pour répondre à l'accroissement de la charge dans le nord-est de la CMQ. Il
7 permettra notamment d'éliminer le problème de dépassement de la capacité limite de
8 transformation (CLT) du poste de L'Épinay et de limiter le dépassement de celle du
9 poste de Beauport (315-25 kV) en transférant au moins 30 MVA de charge au cours des
10 quinze prochaines années. La nouvelle source permettra également de repousser le
11 dépassement de la CLT des postes Frontenac-1 et de Neufchâtel. En raison des
12 nombreux départ de ligne requis pour utiliser toute la puissance de l'installation, le
13 raccordement au réseau de distribution se fera à partir d'un réseau souterrain.

14 Le poste de Charlesbourg sera situé dans un parc industriel de Québec (voir figure 1).
15 Trois transformateurs 230-25 kV de 66 MVA seront installés à ce poste en 2013, lui
16 conférant une capacité de transformation de 182 MVA après sa mise en service.

17 **FIGURE 1 : EMLACEMENT DU POSTE DE CHARLESBOURG 230-25 kV.**



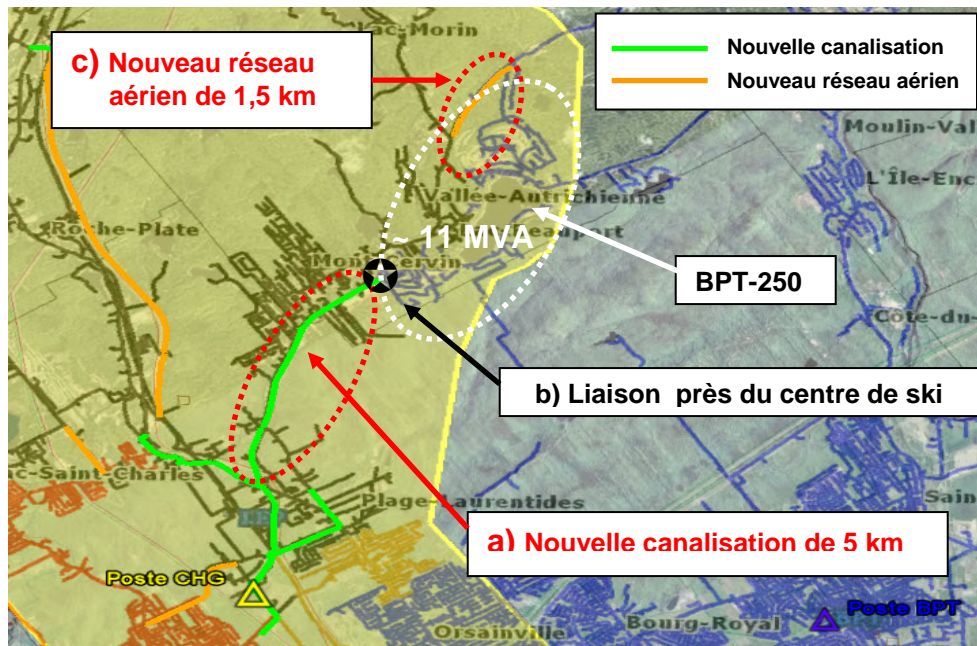
18

19 Le Projet du Distributeur consiste essentiellement à transférer au poste de Charlesbourg
20 toutes les charges du poste de L'Épinay, ainsi qu'une partie des charges des postes de

- 1 b) l'installation d'un câble triphasé moyenne tension de 7 km entre le poste de
2 Charlesbourg et la liaison aérosouterraine située près du centre de ski Le Relais ;
3 c) la construction d'un réseau aérien sur une longueur totale de 1,5 km.

4 Cette nouvelle ligne active permettra de transférer environ 11 MVA de charge vers le
5 nouveau réseau du poste de Charlesbourg. De plus, elle permettra de réduire d'au
6 moins cinq heures la durée moyenne des pannes affectant les quelques 1 000 clients
7 situés à l'extrémité de la ligne BPT-250. Ces travaux permettront également de mettre
8 en place un réseau en relève intégrée dans ce secteur semi-urbain.

9 **FIGURE 3 : TRANSFERT DE CHARGE DE LA LIGNE BPT-250.**



10
11

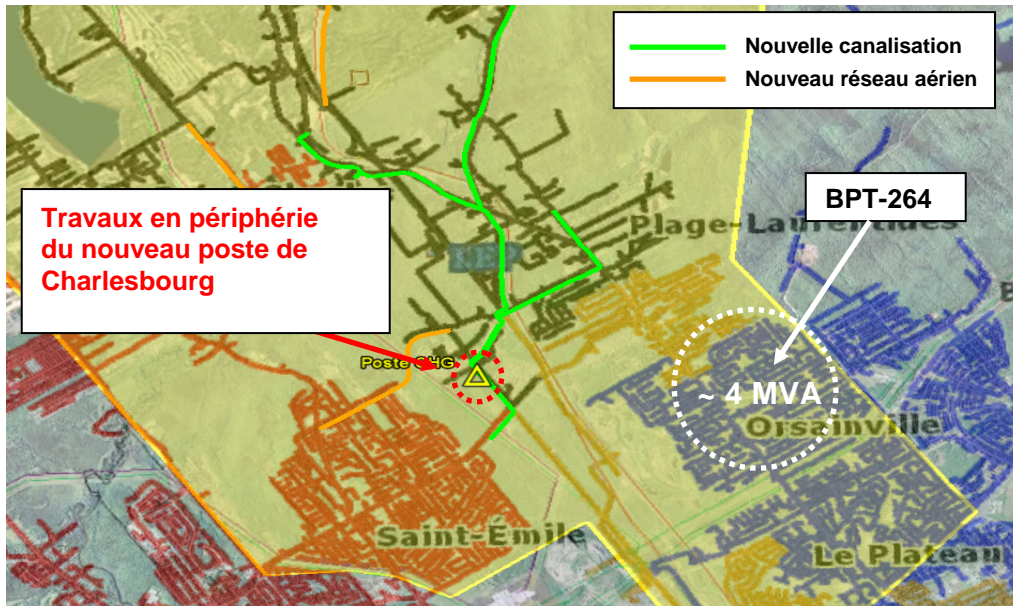
12 Les travaux requis pour transférer une partie des charges de la ligne BPT-264 sont les
13 suivants (voir figure 4) :

- 14 a) la construction des canalisations requises à la sortie du poste de Charlesbourg ;
15 b) l'installation d'un câble triphasé moyenne tension entre la nouvelle source et une
16 liaison aérosouterraine située à proximité du poste, pour un total de 0,5 km.

17 Un réaménagement du réseau aérien existant permettra de transférer environ 4 MVA de
18 charge de la ligne BPT-264 vers le nouveau réseau du poste de Charlesbourg. Ces

1 travaux permettront également de mettre en place un réseau en relève intégrée dans ce
2 secteur urbain.

3 **FIGURE 4 : TRANSFERT DE CHARGE DE LA LIGNE BPT-264.**



4

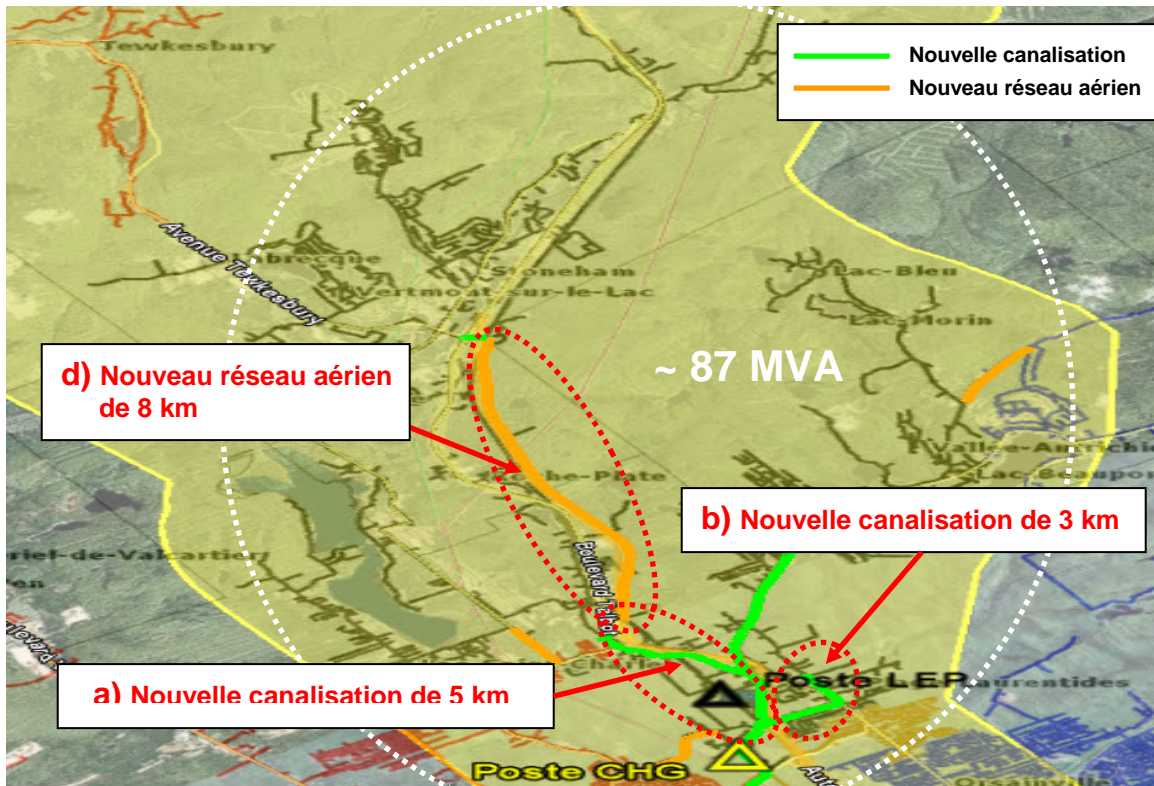
1.1.2. Transferts des charges du poste de L'Épinay vers le poste de Charlesbourg

5 Suite aux travaux de raccordement du poste de Charlesbourg sur le réseau de
6 distribution, toutes les charges du poste de L'Épinay seront transférées vers la nouvelle
7 source, soit environ 87 MVA. Les travaux requis pour réaliser ce transfert sont les
8 suivants (voir figures 5 et 6) :

- 9 a) la construction d'une canalisation d'une longueur de 5 km entre le poste de
10 Charlesbourg et le boulevard Talbot incluant un forage sous la rivière Jaune ;
- 11 b) la construction d'une canalisation d'une longueur de 3 km entre le poste de
12 Charlesbourg et la rue Côte-Bédard ;
- 13 c) l'installation de câbles moyenne tension en souterrain entre la nouvelle source et
14 les huit liaisons aérosouterraines requises pour un total de 25 km ;
- 15 d) la construction d'un réseau aérien sur une longueur totale de 8 km ;

- 1 e) le remplacement d'une partie du réseau aérien à plusieurs endroits totalisant
2 environ 2,5 km ;
- 3 f) le démantèlement d'environ 3 km de réseau situés à la sortie du poste de
4 L'Épinay.

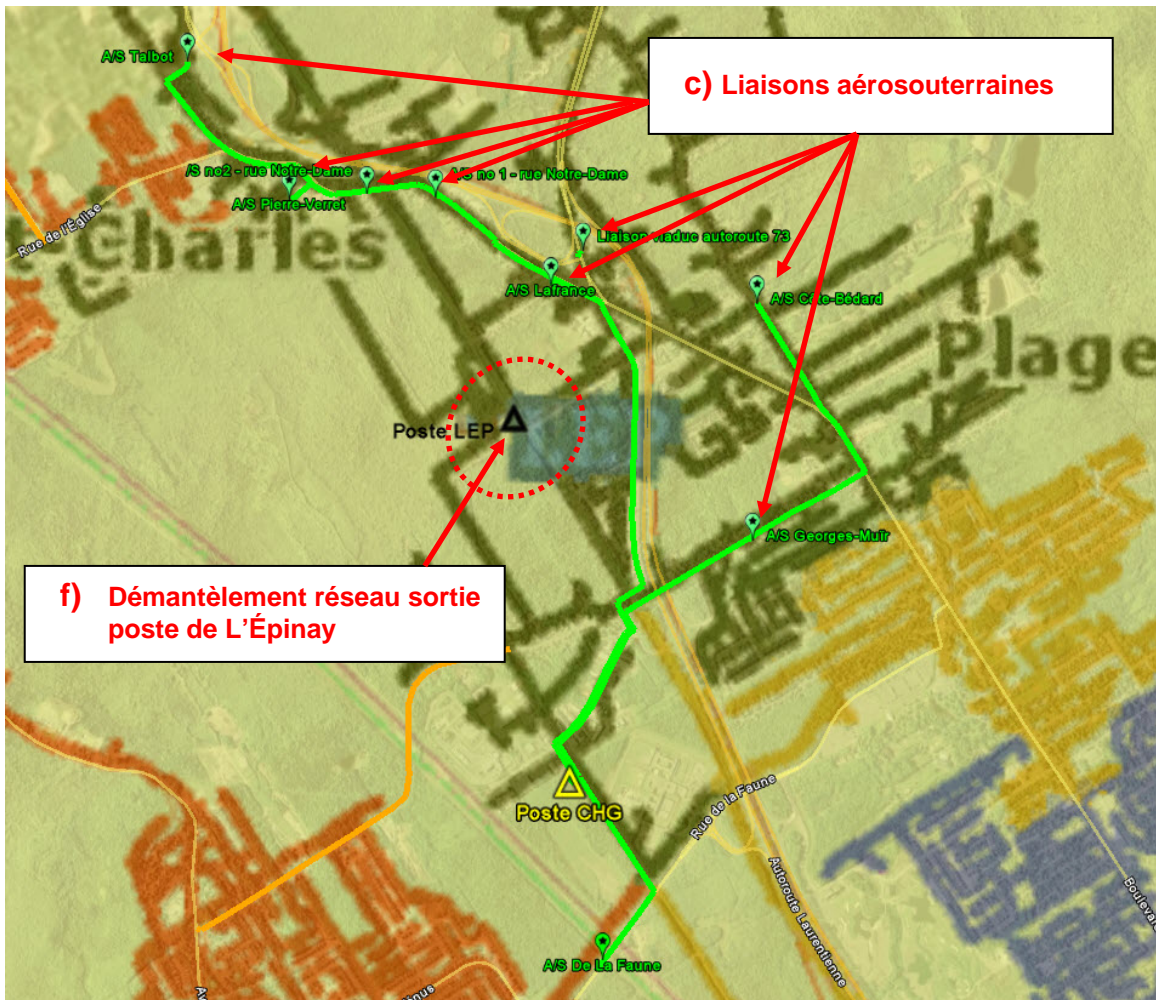
5 **FIGURE 5 : TRANSFERTS DES CHARGES DU RÉSEAU DU POSTE DE L'ÉPINAY.**



- 6
- 7 Les huit nouvelles lignes alimenteront entre autres la zone adjacente au nouveau poste
8 ainsi que les secteurs du lac Beauport, du lac St-Charles, du Lac-Delage, Stoneham et
9 Tewkesbury. Les deux nouvelles lignes implantées vers le nord de la zone d'influence
10 du poste de Charlesbourg permettront de corriger les problèmes de surcharge sur le
11 réseau de distribution et de mettre en place un réseau en relève intégrée. Enfin, cette
12 nouvelle architecture permettra d'améliorer significativement la qualité de service à plus
13 de 5 000 clients situés dans cette zone semi-urbaine.

1

Figure 6 : NOUVELLES LIAISONS AÉROSOUTERRAINES SECTEUR URBAIN.



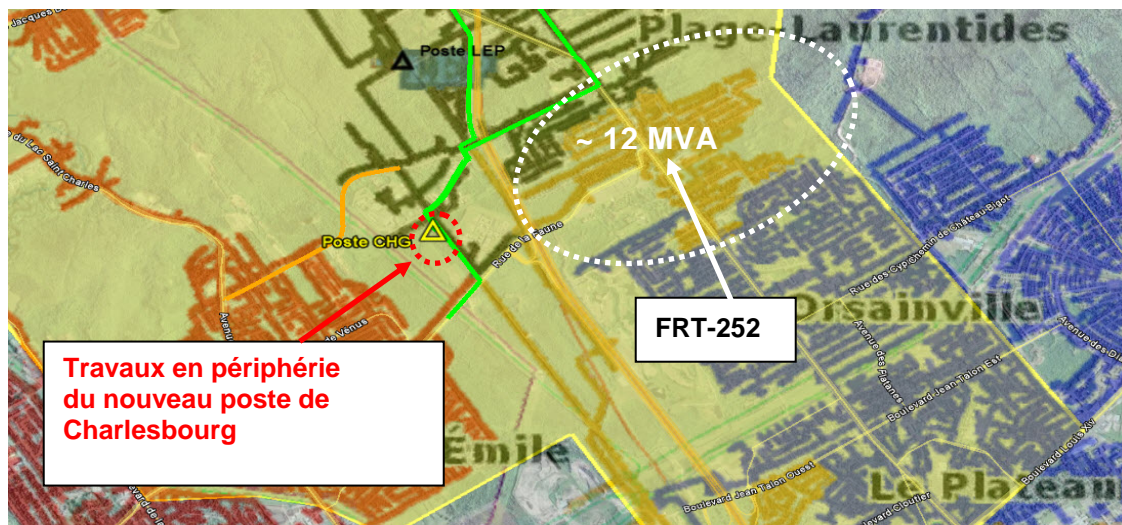
2

1.1.3. Transfert de charge du poste Frontenac-1 vers le poste de Charlesbourg

3 Suite aux travaux de raccordement du poste de Charlesbourg au réseau de distribution,
 4 environ 12 MVA seront transférés du poste Frontenac-1 vers cette nouvelle source. Le
 5 réaménagement du réseau aérien existant pour transférer environ 4 MVA de charge de
 6 la ligne BPT-264 (voir section 1.1.1) implique l'utilisation d'une bonne partie du tronçon
 7 principal aérien de la ligne FRT-252. L'installation d'un câble triphasé moyenne tension
 8 de 0,5 km entre la nouvelle source et une liaison aéro-souterraine située à proximité du
 9 poste permettra de mettre en place cette nouvelle configuration pour augmenter la faible
 10 marge de manœuvre disponible sur le poste Frontenac-1 (voir figure 7).

1

FIGURE 7 : TRANSFERT DE CHARGE DE LA LIGNE FRT-252.



2

1.1.4. Transferts de charge du poste de Neufchâtel vers le poste de Charlesbourg

3 Suite aux travaux de raccordement du poste de Charlesbourg au réseau de distribution,
4 environ 15 MVA seront transférés du poste de Neufchâtel vers cette nouvelle source.
5 Ces transferts impliqueront quatre lignes du poste de Neufchâtel, soit une dans le
6 secteur de St-Émile (NEC-285), deux dans le secteur du Lac St-Charles (NEC-266 et
7 NEC-286) et une autre dans le secteur de Tewkesbury (NEC-283).

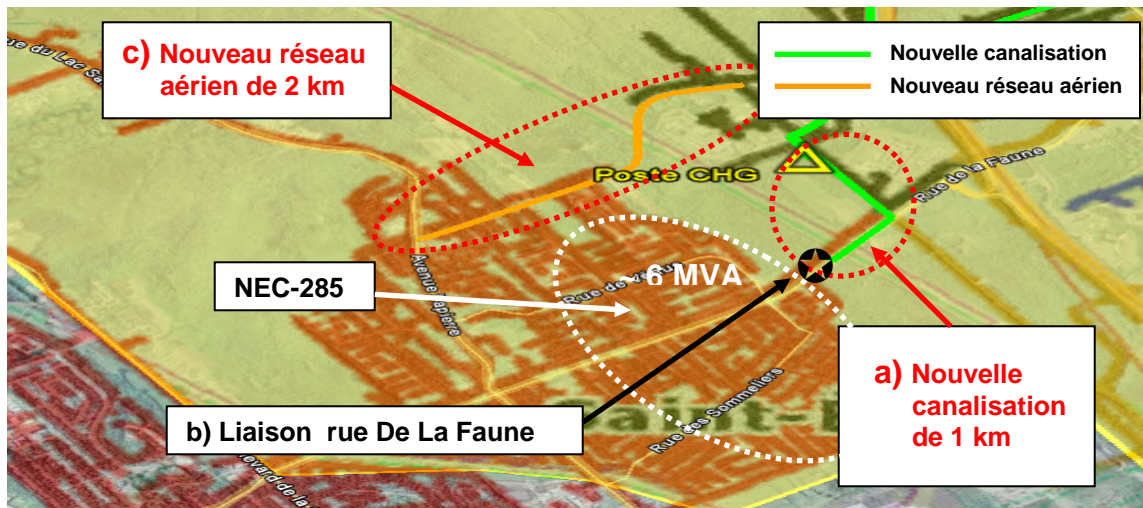
8 Les travaux requis pour transférer une partie des charges de la ligne NEC-285 sont les
9 suivants (voir figure 8) :

- 10 a) la construction d'une canalisation d'une longueur de 1 km entre le poste de
- 11 Charlesbourg et la rue De La Faune ;
- 12 b) l'installation d'un câble triphasé moyenne tension de 1 km entre le poste et la
- 13 liaison aérosouterraine située en bordure de la rue De La Faune ;
- 14 c) la construction d'un réseau aérien sur une longueur totale de 2 km.

15 Cette nouvelle ligne active permettra de transférer environ 6 MVA de charge vers le
16 nouveau réseau du poste de Charlesbourg. Ces travaux permettront également de
17 mettre en place un réseau en relève intégrée dans ce secteur urbain.

1

FIGURE 8 : TRANSFERT DE CHARGE DE LA LIGNE NEC-285.

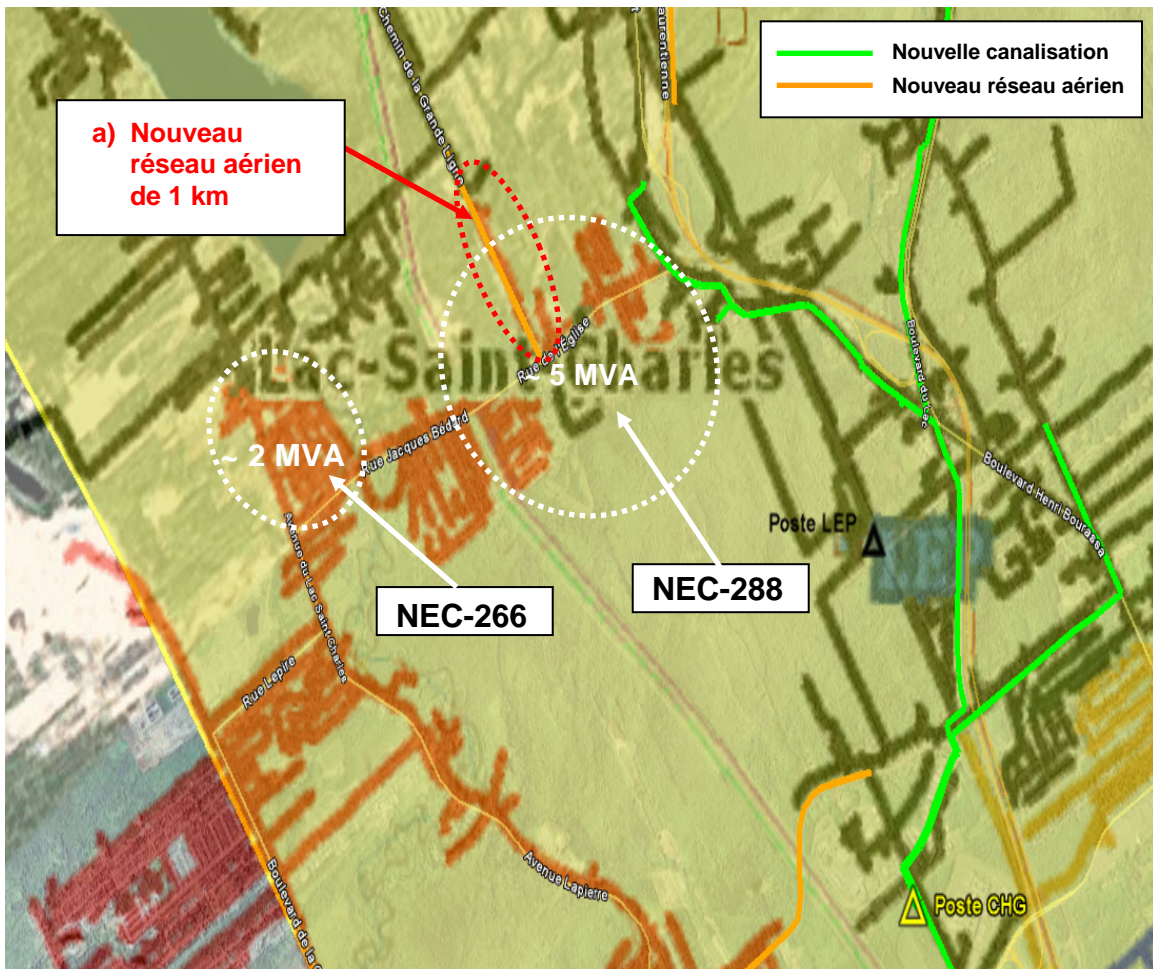


2

3 L'ajout d'une ligne vers le lac St-Charles (voir section 1.1.2) implique l'utilisation d'une
 4 bonne partie du tronçon principal aérien de la ligne NEC-288 (voir figure 9). La
 5 construction d'un réseau aérien de 1 km permettra de mettre en place cette nouvelle
 6 configuration pour corriger les surcharges de ligne dans ce secteur. Elle offrira
 7 également une plus grande marge de manœuvre au poste de Neufchâtel qui subit
 8 depuis plusieurs années une croissance de charge soutenue. Enfin, un petit bloc de
 9 charge de la ligne NEC-266 sera transféré sur la nouvelle ligne afin de mieux desservir
 10 ce secteur semi-urbain en croissance.

1

FIGURE 9 : TRANSFERT DE CHARGE DES LIGNES NEC-266 ET NEC-288.

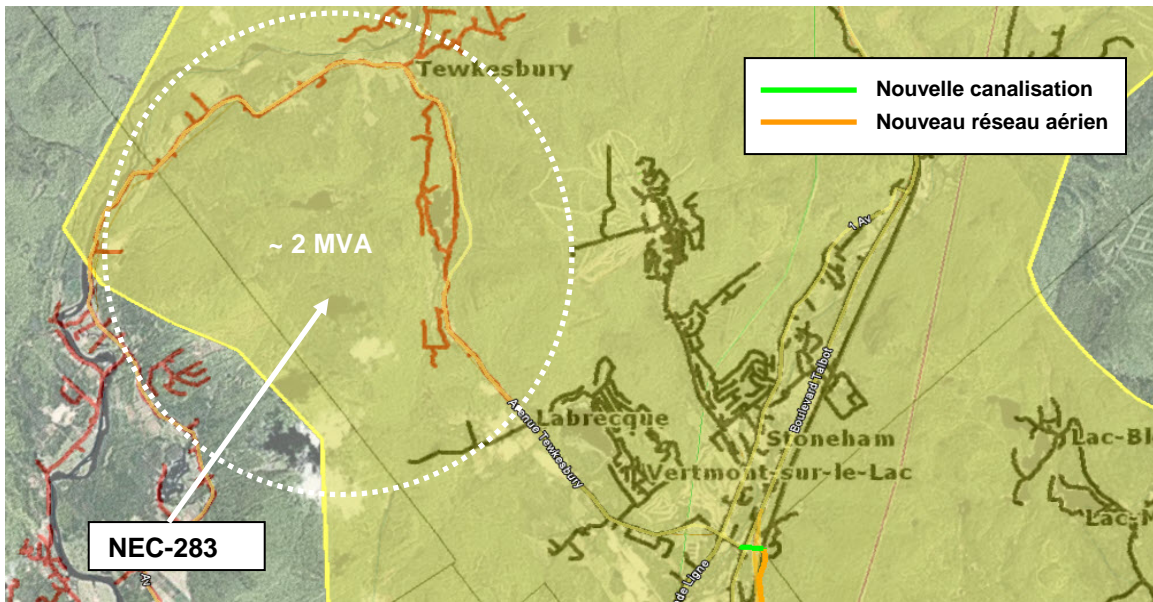


2

3 L'ajout d'une ligne vers Stoneham (voir section 1.1.2) pour corriger les problèmes de
 4 surcharge dans ce secteur permettra également de transférer une partie des charges du
 5 secteur Tewkesbury vers le nouveau réseau du poste de Charlesbourg. Le transfert
 6 d'environ 2 MVA de la ligne NEC-283 vers le nouveau réseau permettra de corriger sa
 7 surcharge tout en améliorant la qualité de service à plus de 400 clients situés dans ce
 8 secteur rural (voir figure 10).

1

FIGURE 10 : TRANSFERT DE CHARGE DE LA LIGNE NEC-283.



2

1.2. Échéancier de réalisation

3 La ville de Québec prévoyait effectuer des travaux de réfection des couches de surface
 4 des rues De l'Argon et Notre-Dame en 2010. Selon les normes en vigueur, elle demande
 5 aux entreprises de service public d'éviter d'effectuer des travaux sur les rues remises à
 6 neuf depuis moins de 5 ans. Or, Hydro-Québec prévoyait installer plusieurs
 7 canalisations stratégiques dans ces rues en 2011. Pour cette raison, l'entreprise a
 8 demandé à la ville de Québec de reporter à l'été 2011 ses travaux de réfection. La ville a
 9 répondu favorablement à cette demande pour éviter des incon vénients supplémentaires
 10 aux résidents du milieu ainsi qu'aux usagers des rues concernées. Cette harmonisation
 11 des travaux a permis à Hydro-Québec de réduire d'environ 800 k\$ les coûts
 12 d'installation de 2,7 km de canalisations pour le réseau souterrain du futur poste de
 13 Charlesbourg. Ce massif de neuf conduits est essentiel puisqu'il contiendra sept des
 14 douze lignes actives prévues au projet. Afin de compléter ces travaux avant l'été 2011,
 15 des travaux d'installation de canalisations ont dû être amorcés en 2010 pour un montant
 16 de 3,5 M\$. Le tableau 2 présente les étapes de réalisation des travaux de distribution.

1

TABLEAU 2 : ÉTAPES DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION

Année	Description des principaux travaux
2010	<ul style="list-style-type: none"> - Début ingénierie - Construction de canalisations dans les rues De l'Argon et Notre-Dame selon l'entente avec la ville de Québec (voir item « a » figure 5)
2011	<ul style="list-style-type: none"> - Poursuite ingénierie - Jonction des canalisations débutées en 2010 via la rue Sherwood (voir item « a » figure 5)
2012	<ul style="list-style-type: none"> - Fin ingénierie - Construction de canalisations vers le lac Beauport (voir item « a » figure 3) - Début de construction de la canalisation vers la rue Côte-Bédard (voir item « b » figure 5) - Installation des câbles dans les canalisations réalisées en 2010 et 2011 - Construction du réseau aérien chemin De La Sagamité (voir item « d » figure 5)
2013	<ul style="list-style-type: none"> - Fin de la construction des canalisations et forage sous la rivière Jaune (voir item « a » figure 5) - Poursuite de l'installation des câbles - Construction du réseau aérien chemin De La Grande-Ligne (voir item « a » figure 9) - Construction du réseau aérien chemin Du Moulin (voir item « c » figure 3) - Construction du réseau aérien rue Vézina (voir item « c » figure 8) - Début de la mise en place du réseau en relève intégrée en transférant environ 92 MVA de charge sur le poste de Charlesbourg via huit nouvelles lignes avant la pointe 2013-2014
2014	<ul style="list-style-type: none"> - Fin de l'installation des câbles - Remplacement d'une partie du réseau aérien à plusieurs endroits - Fin de la mise en place du réseau en relève intégrée en transférant environ 37 MVA de charge sur le poste de Charlesbourg via quatre nouvelles lignes avant la pointe 2014-2015 - Démantèlement des réseaux non requis (voir item « f » figure 6)

1.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

2 Aucune autorisation n'est requise dans le cadre de ce projet.

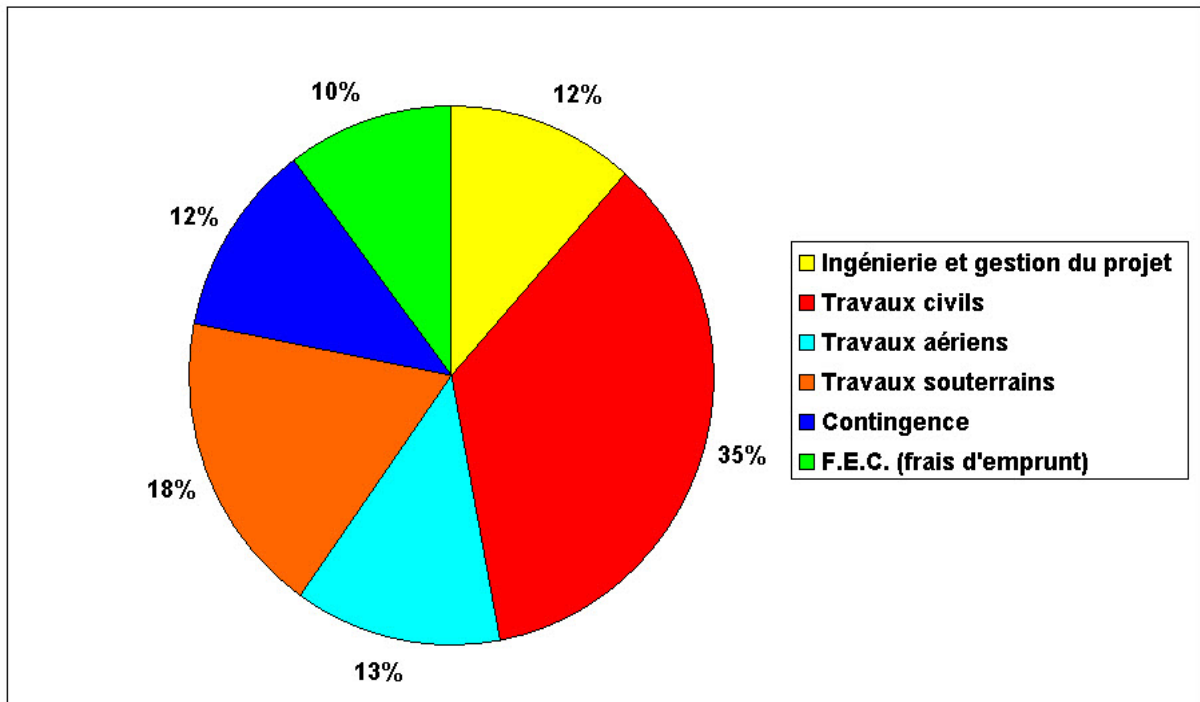
2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

2.1. Sommaire des coûts

3 Les travaux requis pour le raccordement du poste de Charlesbourg au réseau de
 4 distribution ainsi que pour les transferts de charge nécessitent des investissements de
 5 34,6 M\$ pour le Distributeur. Les travaux civils constituent la part la plus importante du

1 coût total des travaux, soit 35 %, tandis que la contingence et les frais d'emprunt à
2 capitaliser en représentent respectivement 12 % et 10 % (voir figure 10).

3 **FIGURE 11 : RÉPARTITION DES COÛTS TOTAUX PAR ACTIVITÉS (EN %)**



4
5 Le Distributeur souligne que le coût total du Projet du Distributeur ne doit pas dépasser
6 de plus de 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec,
7 auquel cas il devra obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le
8 Distributeur en informera la Régie en temps opportun. Cependant, le Distributeur
9 s'efforcera de contenir les coûts de son projet à l'intérieur du montant autorisé par la
10 Régie.

2.2. Investissements

11 Les investissements annuels requis sont présentés au tableau 3.

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

Nature des travaux	2010 ⁽¹⁾	2011	2012	2013	2014	Total
Ingénierie et gestion de projet	658	759	1 448	875	331	4 072
Travaux civils	2 303	1 298	4 832	3 832	-	12 265
Travaux électriques aériens	-	129	1 360	1 868	1 087	4 443
Travaux électriques souterrains	-	-	2 414	1 753	2 224	6 391
Sous-total	2 961	2 186	10 054	8 328	3 643	27 171
Contingence	444	328	1 508	1 249	546	4 076
Frais d'emprunt à capitaliser	128	348	884	1 716	325	3 401
Total	3 534	2 862	12 446	11 293	4 514	34 647

2 (1) : Travaux amorcés en 2010 pour les raisons invoquées à la section 1.2.

3 L'évaluation des coûts est effectuée sur la base notamment :

- 4 • des coûts unitaires pour les travaux aériens et souterrains (civils et électriques) ;
- 5 • d'une contingence de 15 % pour imprévus.

6 **Frais d'emprunt à capitaliser**

7 Les frais d'emprunt à capitaliser sont calculés avec le taux de rendement sur la base de
 8 tarification du Distributeur, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-47.
 9 Dans la décision D-2011-028, la Régie a autorisé un taux de rendement de 7,264 %.
 10 Les frais d'emprunt à capitaliser ont été calculés en tenant compte d'une mise en
 11 service partielle en décembre 2013 et une mise en service à la fin des travaux de
 12 distribution en décembre 2014.

13 **Contingence**

14 Le Distributeur utilise un taux de contingence de 15 % appliqué sur le coût des travaux
 15 afin de tenir compte des imprévus. Ce taux a été établi en considérant différents facteurs
 16 de risque associés au projet. Notamment, il existe un risque notable d'une hausse des
 17 coûts associés aux travaux civils. Cette hausse découlerait d'une raréfaction des
 18 ressources externes spécialisées, compte tenu du nombre de projets majeurs en cours
 19 dans la Communauté métropolitaine de Québec. Le taux de contingence tient également

1 compte du fait que le projet inclut un forage nécessaire pour traverser la rivière Jaune,
 2 de même que de l'incertitude liée à l'acquisition des droits de passage et servitudes.

3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

3.1. Paramètres

3 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur est réalisé avec les
 4 paramètres suivants :

TABLEAU 4 : PARAMÈTRES

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	6,099 %	D-2011-028, paragraphe [47]
Taux de taxe sur les services publics	0,550 %	Budget provincial
Taux d'inflation au Canada	2,0 %	Contrôleur de la société HQ
Durée de vie utile	30 ans sauf travaux civils 40 ans	Répertoire des immobilisations d'Hydro-Québec
Méthode d'amortissement	Linéaire sur la durée de vie des actifs	D-2010-020

6

3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

7 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en
 8 considération les coûts du projet, soit les coûts associés à l'amortissement, au
 9 financement et à la taxe sur les services publics.

10 Une analyse réalisée sur une période de 30 ans permet d'évaluer l'impact maximal à
 11 3,1 M\$, atteint en 2015. L'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas
 12 compte des revenus générés par la croissance de la clientèle.

TABLEAU 5 : IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS (EN K\$ COURANTS)

	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	2033	2039
Amortissement	815	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022
Taxe sur les services publics	150	183	177	172	166	138	110	82	48
Frais financiers	1 589	1 938	1 878	1 817	1 757	1 455	1 153	851	488
Total	2 554	3 143	3 077	3 011	2 945	2 615	2 284	1 954	1 558

14

1 Les impacts annuels sur les revenus requis sont présentés à l'annexe 2 du présent
2 document.

3 Le Distributeur a réalisé trois analyses de sensibilité sous l'hypothèse d'abord d'une
4 variation à la hausse de 15 % du coût total du projet, puis celle du coût du capital
5 prospectif de 15 % et, enfin, cas extrême, celle de l'effet combiné de ces deux facteurs.
6 Les résultats de l'impact maximal, atteint en 2015, sont présentés au tableau 6.

7 **TABLEAU 6 : ANALYSES DE SENSIBILITÉ SUR LES REVENUS REQUIS (EN M\$ COURANTS)**

Variation	2015
Cas de base	3,1
+ 15 % coût total du projet	3,6
+ 15 % taux du coût du capital prospectif	3,2
+ 15 % coût total du projet et + 15 % taux du coût du capital prospectif	3,7

4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

8 Douze lignes de distribution sont requises à la mise en service du poste de
9 Charlesbourg pour corriger le dépassement de CLT du poste de L'Épinay, absorber la
10 croissance de charge sur les postes avoisinants et régler les surcharges de lignes dans
11 la zone d'influence du futur poste de Charlesbourg. La réduction du nombre de clients
12 par ligne permettra d'améliorer globalement la qualité de service à cette clientèle qui
13 sera dorénavant alimentée par un réseau en relève intégrée.

14 Par ailleurs, ce projet permettra à terme de faire des transferts de charge entre le poste
15 de Charlesbourg et les postes avoisinants, amenant une flexibilité dans les opérations
16 du Distributeur. Ces actions combinées auront donc un impact favorable sur la qualité
17 du service.

5. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS

18 Dans sa décision D-2008-024¹, la Régie réitère le principe de l'établissement de la base
19 de tarification sur une base de projections. Elle précise toutefois que les projets

¹ Décision D-2008-024 du dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 68.

1 d'investissement de plus de 10 M\$ doivent d'abord avoir été autorisés par la Régie en
2 vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* avant d'être inclus à la base de
3 tarification.

4 Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser la création d'un compte de frais reportés
5 spécifique, hors base tarifaire, afin de comptabiliser les coûts afférents aux travaux de
6 distribution mis en service. Les modalités de disposition visant à récupérer ces coûts ont
7 été approuvées dans la décision D-2010-022². Aucune somme associée à la présente
8 demande n'a été incluse dans la demande tarifaire 2011-2012 (dossier R-3740-2010).

6. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

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

² Décision D-2010-022 du dossier R-3708-2009, 4 mars 2010, paragraphe 170, page 46.

ANNEXE 1

PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

APPLICABLES AUX TRAVAUX DE DISTRIBUTION

LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES

E.21.12

Fourniture de l'électricité en moyenne tension, 1997

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.5-01

Réseau de référence en distribution, 1999

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, 2006

A22.1-08

Structure classificatoire des projets d'investissement, 2008

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

C.21.1

Limites de tension, 1981

C.21.2

Limites de planification de la tension du réseau MT, 2001

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

ANNEXE 2

CALCUL DE L'IMPACT DU PROJET DU DISTRIBUTEUR

SUR SES REVENUS REQUIS

TABLEAU A2-2 : IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR
**TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU
POSTE CHARLESBOURG AU RÉSEAU DE
DISTRIBUTION**

	TOTAL	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Charges	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement	26 356	0	0	0	0	815	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022
Radiation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur le capital	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	3 038	0	0	0	0	150	183	177	172	166	160	155	149	144	138	132
Frais financiers	17 110	0	0	0	0	851	1 038	1 006	974	941	909	877	844	812	780	747
Dépenses totales	46 508	4	0	0	0	1 816	2 243	2 205	2 167	2 129	2 091	2 053	2 015	1 977	1 939	1 901
Bénéfice net	-46 508	-4	0	0	0	-1 816	-2 243	-2 205	-2 167	-2 129	-2 091	-2 053	-2 015	-1 977	-1 939	-1 901
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	14 811	0	0	0	0	738	900	872	844	816	787	759	731	703	675	647
Revenus requis	61 319	4	0	0	0	2 554	3 143	3 077	3 011	2 945	2 879	2 813	2 747	2 681	2 615	2 549

**TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU
POSTE CHARLESBOURG AU RÉSEAU DE
DISTRIBUTION**

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Charges	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022	1 022
Radiation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur le capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	127	121	116	110	104	99	93	87	82	76	71	65	59	54	48
Frais financiers	715	683	650	618	586	553	521	489	456	424	392	359	327	295	262
Dépenses totales	1 863	1 825	1 787	1 750	1 712	1 674	1 636	1 598	1 560	1 522	1 484	1 446	1 408	1 370	1 332
Bénéfice net	-1 863	-1 825	-1 787	-1 750	-1 712	-1 674	-1 636	-1 598	-1 560	-1 522	-1 484	-1 446	-1 408	-1 370	-1 332
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	619	591	563	535	507	479	451	423	395	366	338	310	282	254	226
Revenus requis	2 482	2 416	2 350	2 284	2 218	2 152	2 086	2 020	1 954	1 888	1 822	1 756	1 690	1 624	1 558