

**TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE SAINT-PATRICK À
315-25 kV AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION ET CONVERSION DE
CHARGES DE 12 kV À 25 kV**

TABLE DES MATIÈRES

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET	5
1.1. Description des travaux	5
1.1.1. Description des travaux civils	7
1.1.2. Description des travaux électriques souterrains	7
1.1.3. Description des travaux électriques aériens	7
1.1.4. Conversion des clients moyenne tension	8
1.2. Échéancier de réalisation	8
1.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois	9
2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	9
2.1. Sommaire des coûts	9
2.2. Réserve pour imprévus	10
2.3. Charges d'exploitation	11
3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR	12
3.1. Paramètres	12
3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur	12
4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION	13
5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ	13
 ANNEXE A : LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES	 15

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Secteurs desservis par le poste Saint-Patrick à 315-25 kV et découpage par zones de travaux	6
--	---

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Séquence des travaux par zone	8
Tableau 2 : Coûts annuels du projet (en k\$)	9
Tableau 3 : Principaux risques associés au projet	10
Tableau 4 : Paramètres	12
Tableau 5 : Impact sur les revenus requis (en k\$)	13
Tableau 6 : Impact sur les revenus requis d'une majoration de 10 % des coûts du projet (en k\$)	13

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

1.1. Description des travaux

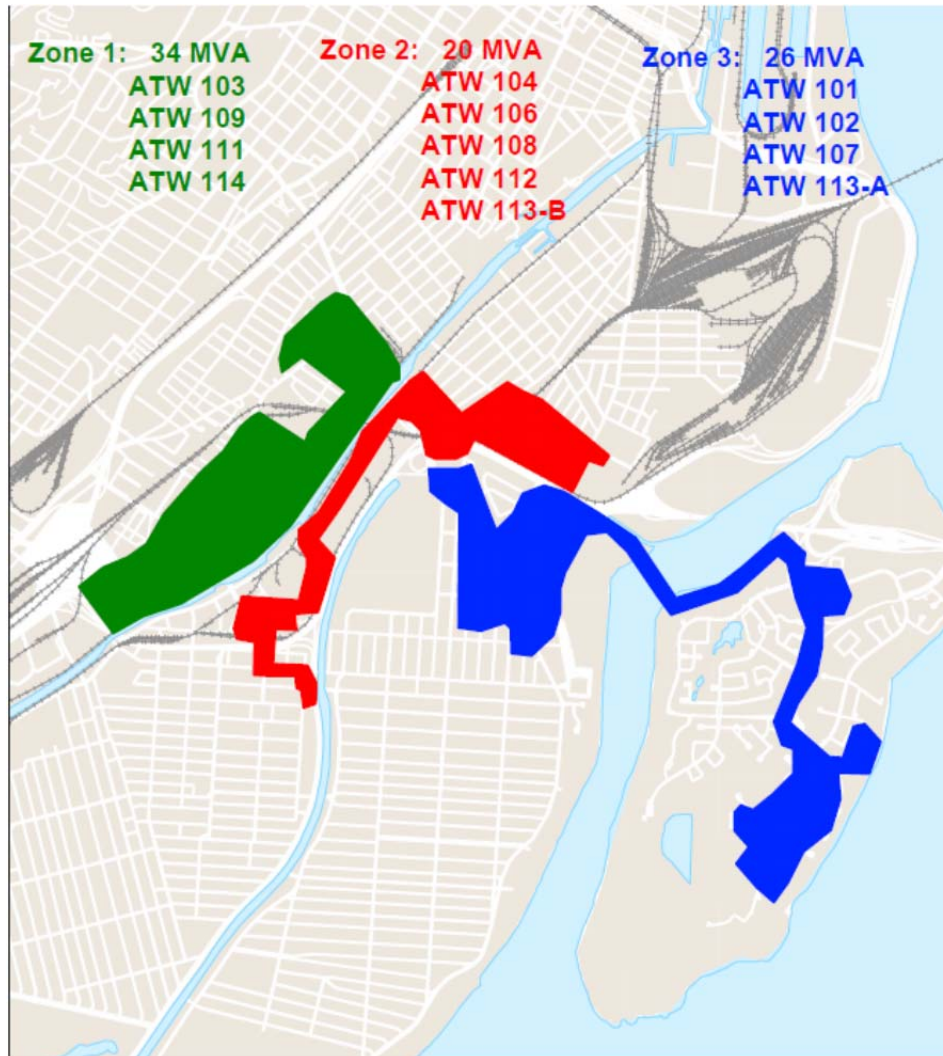
1 La construction, par le Transporteur, du nouveau poste Saint-Patrick à 315-25 kV en
2 remplacement de la section à 120-12 kV du poste Atwater, nécessitera la réalisation de
3 travaux visant à normaliser l'architecture du réseau à la tension de 25 kV, permettant ainsi
4 d'alimenter les clients à partir de ce nouveau poste.

5 Le projet du Distributeur (« le Projet ») consiste à préparer l'ensemble des composantes de
6 son réseau pour supporter une tension de 25 kV et à convertir 79 MVA de charges pour les
7 raccorder au nouveau poste Saint-Patrick. La conversion impliquera notamment des travaux
8 de démantèlement de câbles. En effet, les départs de lignes à 12 kV du poste Atwater
9 comportent deux câbles, alors que la tension à 25 kV n'en nécessite qu'un seul.

10 Ce poste, situé dans l'arrondissement de Verdun, dessert près de 37 000 clients, dont l'usine
11 de filtration Atwater de la Ville de Montréal et la station de métro Lionel-Groulx de la Société
12 de transport de Montréal, deux clients prioritaires.

13 La séquence des travaux est définie dans un souci de maintien de la qualité de service et de
14 flexibilité dans l'exploitation du réseau au cours des travaux. Aussi, le Distributeur a divisé la
15 charge alimentée par le nouveau poste Saint-Patrick en trois zones distinctes et
16 indépendantes. Les lignes dans une même zone serviront de relève entre elles pendant la
17 période des travaux. Le zonage permettra, durant les hivers qui chevaucheront les années
18 de conversion, d'assurer une relève pour toutes les lignes du nouveau poste Saint-Patrick,
19 conférant ainsi une robustesse au réseau en période de pointe. La figure 1 présente le
20 secteur qui sera desservi par le nouveau poste Saint-Patrick et les trois zones de travaux.

Figure 1 :
Secteurs desservis par le poste Saint-Patrick à 315-25 kV
et découpage par zones de travaux



- 1 Les travaux par zones seront réalisés en deux étapes, soit la préparation à la tension de
- 2 25 kV et la réalisation des travaux de conversion du réseau.
- 3 L'étape de préparation consiste notamment à :
- 4 • remplacer tous les équipements des réseaux aérien et souterrain ne supportant pas
- 5 la tension de 25 kV, comme les transformateurs à simple enroulement, les isolateurs
- 6 et les parafoudres ;
- 7 • modifier, au besoin, l'emplacement des interconnexions avec les lignes des autres
- 8 zones et des postes avoisinants.

1 L'étape de réalisation des travaux de conversion consiste à :

- 2 • modifier la configuration des équipements des réseaux aérien et souterrain, incluant
- 3 le changement des prises des transformateurs et des protections (par exemple, les
- 4 fusibles) du réseau aérien ;
- 5 • optimiser l'architecture, le cas échéant ;
- 6 • refaire les interconnexions avec les lignes des zones déjà converties ;
- 7 • réaliser les travaux afin de modifier l'alimentation des clients moyenne tension ;
- 8 • raccorder les départs de lignes au nouveau poste.

9 Dans le cadre de son projet, le Distributeur procédera également, lorsque nécessaire, au
10 remplacement des équipements vétustes de son réseau de distribution, notamment certains
11 poteaux, isolateurs et transformateurs.

12 La liste des principales normes techniques applicables à la planification et aux travaux de
13 distribution est présentée à l'annexe A.

1.1.1. Description des travaux civils

14 Les travaux civils situés à l'intérieur de la clôture délimitant la propriété du nouveau poste
15 Saint-Patrick à 315-25 kV seront réalisés et assumés par le Transporteur. Tous les travaux
16 civils situés à l'extérieur de la clôture du poste seront assumés par le Distributeur et réalisés
17 par la Commission des services électriques de Montréal (CSEM). Ces travaux consistent
18 à construire cinq canalisations bétonnées afin de rejoindre les canalisations existantes.

1.1.2. Description des travaux électriques souterrains

19 Les travaux de préparation et de conversion du réseau souterrain consistent essentiellement
20 à :

- 21 • remplacer toutes les composantes souterraines ne supportant pas la tension 25 kV ;
- 22 • normaliser l'architecture pour le niveau de tension à 25 kV ;
- 23 • réaménager les structures aux fins de la conversion ;
- 24 • convertir sept clients à la tension 25 kV.

1.1.3. Description des travaux électriques aériens

25 Les travaux requis de préparation et de conversion du réseau aérien consistent
26 essentiellement à :

- 27 • remplacer des poteaux ;
- 28 • remplacer les équipements ne supportant pas la tension à 25 kV, comme des
29 parafoudres, isolateurs et transformateurs ;

- normaliser l'architecture pour le niveau de tension à 25 kV.

1.1.4. Conversion des clients moyenne tension

Le réseau du poste Atwater à 120-12 kV compte sept clients moyenne tension, dont l'usine de filtration d'eau Atwater de la Ville de Montréal et la station de métro Lionel-Groulx de la Société de transport de Montréal. À l'initiative du client, l'usine de filtration Atwater de la Ville de Montréal est en processus de conversion du niveau de tension de 12 kV à 25 kV. En matière de conversion, comme indiqué à l'article 14.11 des Conditions de service d'électricité, le client a le choix entre modifier son poste moyenne tension de 12 kV à 25 kV ou opter pour une alimentation en basse tension (600 V). Dans ce dernier cas, le Distributeur doit ajouter des transformateurs. Les travaux civils et électriques nécessaires pour réaliser ces ajouts dépendront de la solution proposée par le Distributeur et retenue par le client. Les solutions possibles pour une transformation 25 kV – 600 V sont :

- une chambre souterraine de transformation ;
- un transformateur sur socle ; ou
- une chambre annexe.

1.2. Échéancier de réalisation

La mise en service du poste Saint-Patrick est prévue pour mars 2019. Afin de respecter l'échéancier du Projet du Transporteur, les travaux de préparation du réseau à la tension de 25 kV débuteront en 2015 pour s'achever en 2021, tandis que les travaux de conversion du réseau à la tension de 25 kV se dérouleront de 2019 à 2022.

**Tableau 1 :
Séquence des travaux par zone**

Zones	Années								
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Zone 1	←→				←→				
Zone 2			←→			←→			
Zone 3						←→		←→	

Légende :	
←→	Travaux de préparation
←→	Travaux de conversion

Pour chaque zone, les travaux d'ingénierie se réalisent l'année qui précède les travaux de préparation et de conversion.

La séquence des travaux a été établie de façon à faire un usage optimal des ressources humaines et matérielles du Distributeur. Elle tient également compte des autres travaux de distribution requis durant la période 2015 à 2022.

- 1 Chacune des zones de travaux sera convertie au cours d'une même année puisqu'elle
 2 regroupe des lignes qui se relèvent entre elles en situation de contingence.

1.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

- 3 À ce jour, aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois dans le cadre du Projet du
 4 Distributeur.

2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

2.1. Sommaire des coûts

- 5 Les coûts du Distributeur versés aux investissements sont de 20,8 M\$. Les coûts
 6 d'investissement les plus importants sont reliés aux travaux électriques souterrains (60 %).
 7 Les travaux électriques aériens représentent 13 % des coûts totaux alors que la réserve pour
 8 imprévus et les frais d'emprunt à capitaliser représentent respectivement 9 % et 4 % des
 9 coûts totaux.

**Tableau 2 :
Coûts annuels du projet (en k\$)**

Prévisions annuelles des investissements	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total	Part
Ingénierie	328	165	357	0	305	638	0	527	0	2 320	11 %
Travaux civils	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 %
Travaux électriques aériens	0	601	850	151	314	176	322	221	105	2 740	13 %
Travaux électriques souterrains	0	394	1 133	569	1 137	1 656	2 607	1 961	3 052	12 509	60 %
Compensations clients	0	0	0	0	0	142	294	0	80	516	3 %
Sous-total	328	1 160	2 340	720	1 756	2 612	3 223	2 709	3 237	18 085	87 %
Réserve pour imprévus (10 %)	33	116	234	72	176	261	322	271	324	1 809	9 %
Frais d'emprunt capitalisés (7,135 %)	13	69	115	54	86	124	172	132	165	931	4 %
TOTAL	374	1 345	2 689	846	2 018	2 997	3 717	3 112	3 726	20 825	100 %

- 10 Conformément à l'article 14.11 et à l'annexe V des *Conditions de service d'électricité* des
 11 compensations financières seront versées aux clients moyenne tension.

- 12 Les frais d'emprunt à capitaliser ont été calculés au taux de rendement sur la base de
 13 tarification du Distributeur, comme autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-47. Dans
 14 la décision D-2014-037, la Régie a autorisé un taux de rendement de 7,135 %.

- 15 Le Distributeur assure une gestion rigoureuse de ses projets, mais dans l'éventualité d'un
 16 écart de coût de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du président-directeur général
 17 d'Hydro-Québec. Il en avisera la Régie, conformément à sa pratique.

2.2. Réserve pour imprévus

- 1 La réserve pour imprévus permet de couvrir les principaux risques associés au Projet pour le
 2 Distributeur. Ces risques sont présentés au tableau 3. La réserve tient compte des
 3 incertitudes associées aux travaux électriques (aériens et souterrains). À ce stade, aucune
 4 étude d'ingénierie détaillée n'a encore été réalisée.

**Tableau 3 :
Principaux risques associés au projet**

Éléments de risque	Impact (k\$) (a)	Probabilité d'occurrence (%) (b)	Impact pondéré (k\$) (a) x (b)
Anomalies soulevées lors des visites sur le terrain	464	15 %	70
Contraintes obligeant l'extension de la zone de retenue	3 127	10 %	313
Restrictions nécessitant des mises en conformité	3 127	10 %	313
Remplacement d'un nombre plus élevé de poteaux que prévu	548	5 %	27
Difficulté de conversion de clients moyenne tension	520 (2 clients à 260 k\$/ dévolteur)	50 %	260
Report d'un an de la mise en service du projet lié aux travaux du nouveau pont Champlain	1 000	75 %	750
Impact total pondéré			1 733

- 5 L'impact pondéré total représente 9,6 % du coût du Projet (excluant les frais d'emprunt
 6 capitalisés). Le Distributeur rappelle que les éléments présentés au tableau 3 constituent les
 7 principaux risques associés au Projet et non une liste exhaustive de tous les risques
 8 potentiels. Pour cette raison, il croit raisonnable de retenir une réserve de 10 %.

- 9 En l'absence d'études d'ingénierie détaillées, la valeur de l'impact monétaire et la probabilité
 10 d'occurrence des risques présentés ont été évaluées en fonction de travaux similaires déjà
 11 effectués et des contraintes spécifiques du projet.

- 12 Le Distributeur rappelle que, nonobstant le montant de la contingence, seuls les coûts réels
 13 du Projet seront ultimement intégrés à sa base de tarification.

Anomalies constatées lors des visites sur le terrain

- 14 Ce risque couvre toutes les anomalies, principalement liées à une architecture de réseau
 15 non conforme aux normes actuelles, qui pourraient être soulevées lors des visites sur le
 16 terrain réalisées à l'étape d'ingénierie de détail.

Contraintes obligeant l'extension de la zone de retenue

1 Afin de permettre la réalisation des travaux électriques souterrains en toute sécurité pour ses
2 monteurs et jointeurs, le Distributeur doit isoler une zone de travaux. Compte tenu de
3 l'architecture et de la densité du réseau du poste à convertir (section à 120-12 kV du poste
4 Atwater), la zone de travaux à isoler doit souvent être plus étendue que celle prévue,
5 nécessitant des travaux additionnels comme de la thermographie et des mises à la terre
6 multiples.

Restrictions nécessitant des mises en conformité

7 Compte tenu de la vétusté des structures civiles et du réseau électrique de la section à
8 120-12 kV du poste Atwater, plusieurs restrictions empêchant la réalisation des travaux
9 électriques souterrains peuvent être détectées. Ces restrictions pourraient être dues à des
10 bris et défauts ou encore à des non-conformités par rapport aux normes actuelles du
11 Distributeur.

Remplacement d'un nombre plus élevé de poteaux que prévu

12 En préparation à la conversion, lors de travaux de remplacement des équipements, il est
13 possible que plus de poteaux que prévu soient à remplacer. Les causes sont multiples, par
14 exemple des poteaux abimés ou encore ne respectant pas les normes en vigueur ou le
15 dégagement requis. De plus, lorsqu'un poteau est remplacé par un autre plus grand, il est
16 parfois nécessaire de remplacer les poteaux adjacents.

Difficulté de conversion de clients moyenne tension

17 Dans le cadre du Projet du Distributeur, huit clients devront être convertis à la tension de
18 25 kV. En cas de difficulté de conversion des installations des clients, la mise en place de
19 dévolteurs serait nécessaire afin de les relier au réseau à 25 kV.

Report d'un an de la mise en service du projet lié aux travaux du nouveau pont **Champlain**

20 Dans le cadre des travaux entourant la réalisation du nouveau pont Champlain, la société
21 *Les Ponts Jacques Cartier et Champlain Incorporée* (relevant d'Infrastructure Canada)
22 pourrait demander le déplacement de certaines lignes, ce qui entraînerait un retard dans la
23 réalisation des travaux du Distributeur et pourrait reporter d'un an la mise en service du
24 projet.

2.3. Charges d'exploitation

25 Les travaux civils réalisés par la CSEM auront un impact sur les redevances qui lui sont
26 versées annuellement. Le montant de l'ajustement de la redevance sera évalué par la CSEM
27 à la suite des travaux effectués. Le Distributeur n'est pas en mesure d'estimer cet impact car
28 les travaux d'ingénierie nécessaires à cette estimation ne seront effectués qu'une fois la
29 décision de la Régie rendue. Le Distributeur souligne toutefois que les travaux civils réalisés
30 par la CSEM représentent une part négligeable de l'enveloppe globale du projet.

3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

3.1. Paramètres

- 1 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur est basé sur les paramètres
- 2 présentés au tableau 4.

**Tableau 4 :
Paramètres**

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	5,847 %	Décision D-2014-037
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 d'utilité des actifs	Limitée à 50 ans	Décision D-2013-037
Méthode d'amortissement	Linéaire sur la durée d'utilité des actifs	Décision D-2010-020

3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

- 3 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en
- 4 considération les coûts du projet, soit ceux associés à l'amortissement des actifs, au coût du
- 5 capital et à la taxe sur les services publics, de même que la réduction des pertes électriques.
- 6 Ces coûts incluent une contribution estimée de 33,0 M\$ que le Distributeur devra verser au
- 7 Transporteur en 2019 pour l'ajout d'un poste au réseau de transport, conformément à
- 8 l'appendice J des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*. Selon les
- 9 hypothèses utilisées, cette contribution est versée dans un compte de frais reportés amorti
- 10 sur la durée d'utilité du poste, soit 40 ans. La contribution estimée est composée des
- 11 investissements de 28,7 M\$ et des charges d'exploitation et d'entretien du Transporteur de
- 12 4,3 M\$.
- 13 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus
- 14 générés par la croissance de la clientèle.
- 15 Le tableau 5 présente l'impact sur le revenu requis du Distributeur. L'impact maximal est de
- 16 l'ordre de 4,4 M\$ à l'horizon 2023.

**Tableau 5 :
Impact sur les revenus requis (en k\$)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2029	2039	2049	2059
Pertes électriques	0	0	0	0	-30	-49	-50	-75	-76	-234	-285	-348	-424
Amortissement	3	42	110	139	813	1 096	1 205	1 291	1 402	1 402	1 402	1 402	1 302
Taxes sur les services publics	0	7	22	27	37	228	244	254	270	224	147	70	187
Frais financiers	3	46	119	147	849	1 229	1 312	1 365	1 444	1 194	776	359	998
Dépenses totales	6	95	251	312	1 699	2 553	2 762	2 910	3 117	2 820	2 325	1 831	2 488
Rémunération de l'avoire de l'actionnaire	3	45	115	142	896	1 184	1 264	1 315	1 390	1 148	746	344	961
Revenus requis	9	140	365	454	2 565	3 688	3 976	4 150	4 430	3 734	2 786	1 827	3 025

Note : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

1 Certaines situations difficilement prévisibles pourraient subvenir et augmenter les coûts au-
 2 delà de la meilleure estimation réalisée. Le Distributeur a réalisé une analyse de sensibilité
 3 des revenus requis à une majoration de 10 % des coûts du projet par rapport à ceux
 4 identifiés au tableau 5. Les résultats de cette analyse sont présentés au tableau 6. L'impact
 5 maximal serait de l'ordre de 4,9 M\$ à l'horizon 2023. Le Distributeur souligne que la réserve
 6 incluse au projet devrait être suffisante pour couvrir les risques identifiés et les imprévus.

**Tableau 6 :
Impact sur les revenus requis d'une majoration de 10 %
des coûts du projet (en k\$)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2029	2039	2049	2059
Pertes électriques	0	0	0	0	-33	-54	-55	-82	-84	-257	-314	-382	-466
Amortissement	3	46	121	153	894	1 206	1 326	1 420	1 543	1 543	1 543	1 543	1 432
Taxes sur les services publics	0	8	24	29	40	251	269	279	297	246	161	77	206
Frais financiers	3	50	131	161	934	1 352	1 443	1 502	1 588	1 313	854	394	1 098
Dépenses totales	7	105	276	343	1 869	2 808	3 038	3 201	3 428	3 102	2 558	2 014	2 737
Rémunération de l'avoire de l'actionnaire	4	49	126	156	985	1 302	1 390	1 447	1 529	1 263	821	378	1 057
Revenus requis	10	154	402	499	2 821	4 057	4 374	4 565	4 873	4 108	3 065	2 009	3 327

Note : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

7 Le projet du Transporteur permet de régler l'enjeu lié à la vétusté de ses installations. Ce
 8 faisant, la mise en service du nouveau poste Saint-Patrick aura un impact positif sur la
 9 fiabilité du réseau de transport et, par le fait même, sur celle du réseau de distribution.

10 Par ailleurs, la conversion et l'uniformisation du réseau à une tension de 25 kV, prévues au
 11 *Plan d'évolution du réseau de l'Île de Montréal*, permettront, à terme, des transferts de
 12 charge entre le poste Saint-Patrick et les postes avoisinants, amenant une flexibilité dans les
 13 opérations du Distributeur.

14 L'ensemble du Projet du Distributeur aura donc un impact positif sur la qualité de service de
 15 distribution.

5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

16 Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel
 17 déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le suivi annuel

- 1 fera état des coûts réels des travaux de distribution selon la présentation du tableau 2 du
- 2 présent document et fournira une explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les
- 3 coûts projetés, de même qu'un suivi de l'échéancier des travaux de distribution.

ANNEXE A : LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES

E.21.11	Service d'électricité en basse tension à partir des postes hors réseau, 5 ^e édition, 2009
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 moyenne tension, 2007
A.5-02	Surcharges, sous-tensions et pertes en distribution moyenne tension : techniques de correction et d'optimisation, 2002
A.5-04	Architecture du réseau de distribution, 2012
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
A.11-03	Techniques d'analyse économique des travaux du domaine distribution, 2003