

**Travaux de raccordement du poste Henri-Bourassa à
315/25 kV au réseau de distribution et de conversion de
ses charges de 12 kV à 25 kV**

Table des matières

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

1.1. DESCRIPTION DES TRAVAUX5

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*8

1.1.4. *Conversion des clients moyenne tension*.....8

1.2. ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION9

1.3. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D’AUTRES LOIS.....10

2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET10

2.1. SOMMAIRE DES COÛTS.....10

2.2. INVESTISSEMENTS11

2.3. CHARGES D’EXPLOITATION13

3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR13

3.1. PARAMÈTRES13

3.2. IMPACT RELATIF AUX INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR13

4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION15

5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ16

Tableaux

Tableau 1 : Séquence des travaux par zone	9
Tableau 2 : Coûts annuels des travaux de distribution (en k\$ courants)	12
Tableau 3 : Paramètres.....	13
Tableau 4 : Impact sur les revenus requis (en k\$ courants)	14
Tableau 5 : Analyses de sensibilité sur les revenus requis (en M\$ courants)	14

Figures

Figure 1 : Arrondissements desservis par le poste Henri-Bourassa à 315-25 kV.....	6
Figure 2 : Répartition des coûts de distribution par nature des travaux.....	11

Annexes

Annexe 1 Principales normes techniques applicables au projet.....	17
Annexe 2 Calcul de l'impact du Projet du Distributeur sur ses revenus requis.....	21

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

1.1. Description des travaux

1 La construction d'un nouveau poste à 315-120/25 kV, en remplacement du poste
2 120-12 kV actuel, nécessitera la réalisation de travaux visant à adapter la charge du
3 Distributeur à ce niveau de tension. Les investissements demandés par le Distributeur
4 sont indispensables pour normaliser l'architecture du réseau à la tension de 25 kV et,
5 par conséquent, alimenter les clients à partir de ce nouveau poste.

6 Le Projet du Distributeur consiste à préparer l'ensemble des composantes de son
7 réseau pour supporter une tension de 25 kV et à convertir 140 MVA de charges pour les
8 raccorder au nouveau poste Henri-Bourassa. De plus, pour des raisons d'architecture et
9 d'exploitation du réseau, une charge supplémentaire de 6 MVA est convertie du poste
10 Bout-de-l'île 12 kV vers le nouveau poste Henri-Bourassa 25 kV.

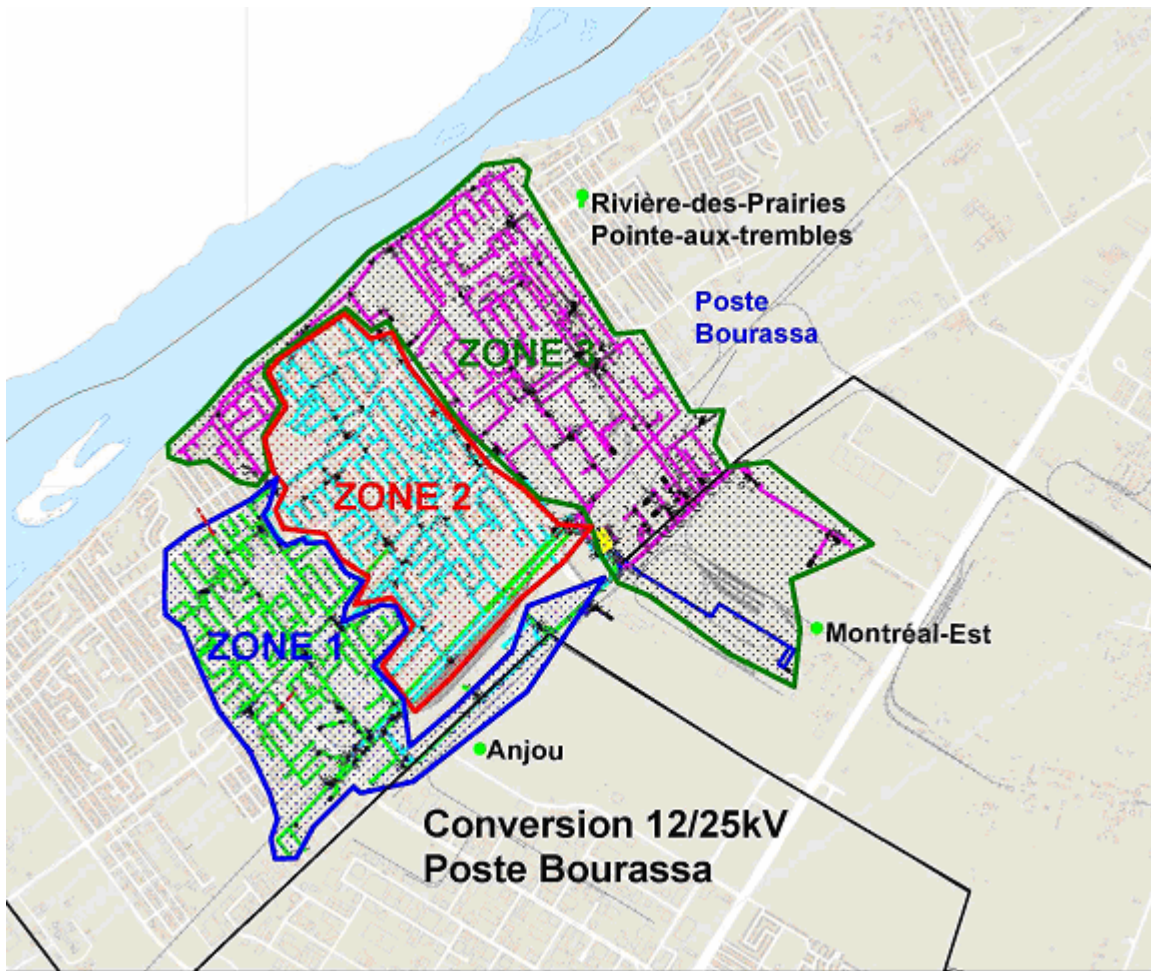
11 La conversion impliquera des travaux de démantèlement de câbles. En effet, les départs
12 de lignes à 12 kV du poste Bourassa sont constitués de deux câbles. La tension de
13 25 kV ne nécessitant qu'un seul câble, le démantèlement du deuxième câble existant
14 est requis.

15 Le Projet du Distributeur impliquera la conversion à 25 kV de dix clients à moyenne
16 tension. Tous ces travaux auront un impact sur les clients des arrondissements de
17 Montréal-Est, Anjou et Rivière-des-Prairies Pointe-aux-trembles.

18 La séquence des travaux est définie dans un souci de maintien de la qualité de service
19 et de flexibilité dans l'exploitation du réseau en cours de travaux. Aussi, le Distributeur a
20 divisé la charge alimentée par le poste Bourassa en trois zones distinctes et
21 indépendantes. Les lignes dans une même zone serviront de relève entre elles pendant
22 la période des travaux. Le zonage permettra, durant les hivers qui chevaucheront les
23 années de conversion, d'assurer une relève pour toutes les lignes du poste Bourassa,
24 conférant ainsi une robustesse au réseau en période de pointe hivernale. La figure 1
25 présente la localisation des arrondissements desservis par le nouveau poste Henri-
26 Bourassa à 315-25 kV et des trois zones de travaux.

1
2

FIGURE 1 :
ARRONDISSEMENTS DESSERVIS PAR LE POSTE HENRI-BOURASSA À 315-25 kV



3

4 Les travaux par zones seront réalisés en deux étapes, soit une de préparation à la
5 tension de 25 kV et une de réalisation des travaux de conversion du réseau. L'étape de
6 préparation consiste à remplacer tous les équipements des réseaux aérien et souterrain
7 ne supportant pas la tension de 25 kV. Lors de l'étape de réalisation des travaux de
8 conversion, le Distributeur modifiera la configuration des équipements des réseaux
9 aérien et souterrain et raccordera les départs de lignes au nouveau poste. La
10 configuration des équipements inclut notamment le changement des prises des
11 transformateurs et des protections (par exemple les fusibles). Dans le cadre de son
12 projet, le Distributeur effectuera également, lorsque requis, le remplacement des
13 équipements vétustes de son réseau de distribution, tels que les poteaux, les isolateurs,
14 les transformateurs, etc.

1 La liste des principales normes techniques applicables à la planification et aux travaux
2 de distribution est présentée à l'annexe 1 du présent document.

1.1.1. Description des travaux civils

3 Comme le nouveau poste Henri-Bourassa sera construit sur le même terrain que le
4 poste actuel, les travaux requis consistent à :

- 5 • relocaliser les canalisations souterraines de distribution sur le terrain du poste ;
- 6 • construire 4 nouveau massifs dont 2 se dirigent vers le nord et 2 vers le sud afin
7 d'intercepter les structures souterraines existantes.

8 Les travaux civils à l'intérieur de la clôture délimitant le nouveau poste Henri-Bourassa à
9 315-25 kV seront réalisés et assumés par le Transporteur et tous les ouvrages civils sur
10 le terrain d' Hydro-Québec mais à l'extérieur de la clôture du poste Henri-Bourassa à
11 315-25 kV seront réalisés et assumés par le Distributeur.

12 Les autres travaux civils en réseau seront réalisés par la Commission des services
13 électriques de Montréal (CSEM). Ces travaux mineurs consistent à :

- 14 • installer de nouveaux conduits localisés pour rendre conforme le réseau à
15 l'architecture à 25 kV ;
- 16 • installer de nouveaux conduits pour convertir les installations de certains clients
17 moyenne tension.

1.1.2. Description des travaux électriques souterrains

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

20 Travaux de préparation

- 21 • enlever 14 km de câbles inutilisés suite à la modification d'architecture ;
- 22 • normaliser l'architecture pour supporter la tension de 25 kV ;
- 23 • préparer les installations des clients desservis par le poste Henri-Bourassa afin
24 qu'elles soient en mesure de supporter une tension de 25 kV.

1 Travaux de conversion

- 2 • installer 11 km de câbles entre la sortie du poste et les puits d'accès
3 d'interception des départs de lignes ;
4 • convertir des clients moyenne tension à la tension de 25 kV ;
5 • reprendre des attaches souterraines des zones déjà converties.

1.1.3. Description des travaux électriques aériens

6 Les travaux requis de préparation et de conversion du réseau aérien consistent
7 essentiellement à :

8 Travaux de préparation

- 9 • remplacer 350 transformateurs et 400 poteaux ;
10 • remplacer les équipements non-isolés à 25 kV (parafoudres, isolateurs, etc.) ;
11 • isoler les lignes interzones et inter-postes.

12 Travaux de conversion

- 13 • modifier les protections du réseau aérien ;
14 • changer les prises des transformateurs aériens ;
15 • reprendre les attaches aériennes des zones déjà converties ;
16 • mettre sous-tension à 25 kV les lignes converties.

1.1.4. Conversion des clients moyenne tension

17 Le réseau du poste Henri-Bourassa à 315-25 kV compte sept clients moyenne tension
18 dont Praxair et AIM (Fer & métaux Américaine S.E.C) auxquelles se rajoutent trois
19 clients moyenne tension transférés du poste Bout-de-l'île.

20 En matière de conversion, tel qu'indiqué aux articles 14.11 et 14.12 des conditions de
21 service d'électricité, le client a le choix de modifier son poste moyenne tension de 12 kV
22 à 25 kV ou bien d'opter pour une alimentation en basse tension (600 V). Dans les deux
23 cas, cela implique des travaux civils et électriques pour le client et pour le Distributeur.

24 Pour les clients qui optent pour une alimentation en basse tension (600 V), le
25 Distributeur doit exécuter des travaux pour ajouter des transformateurs. L'ajout de ces

1 transformateurs implique la réalisation de certains travaux civils et électriques qui
 2 dépendent de la solution proposée par le Distributeur et retenue par le client. Les
 3 solutions possibles sont :

- 4 • une chambre souterraine de transformation (25 kV-600 V) ;
- 5 • un transformateur sur socle (25 kV-600 V) ;
- 6 • une chambre annexe (25 kV-600 V) ;
- 7 • un poste hors réseau aérien.

1.2. Échéancier de réalisation

8 La mise en service du poste Henri Bourassa est prévue pour décembre 2014. Afin de
 9 respecter l'échéancier du Projet du Transporteur, les travaux de préparation du réseau à
 10 la tension de 25 kV débuteront en 2013 pour s'achever en 2015, tandis que les travaux
 11 de conversion du réseau à la tension de 25 kV se dérouleront de 2015 à 2017. Des
 12 mises en service partielles seront effectuées de 2013 à 2017. Le tableau 1 résume la
 13 séquence des travaux pour chacune des zones.

14 **TABLEAU 1 : SÉQUENCE DES TRAVAUX PAR ZONE**

	Travaux de préparation		Travaux de conversion		
	2013	2014	2015	2016	2017
Zone 1	←→		←→		
Zone 2		←→		←→	
Zone 3			←→		←→

15

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

18 La séquence des travaux a été établie de façon à optimiser les ressources humaines et
 19 matérielles du Distributeur et à tenir compte des autres travaux de distribution requis
 20 durant la période 2013 à 2017.

21 Chacune des zones de travaux sera convertie au cours d'une même année puisque
 22 chaque zone représente un regroupement de lignes qui se relèvent entre elles en

- 1 situation de contingence. De même, afin de conserver l'intégrité des zones, l'étape de
- 2 préparation sera réalisée sur une année pour une zone donnée.

1.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

- 3 Aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois dans le cadre du Projet du
- 4 Distributeur.

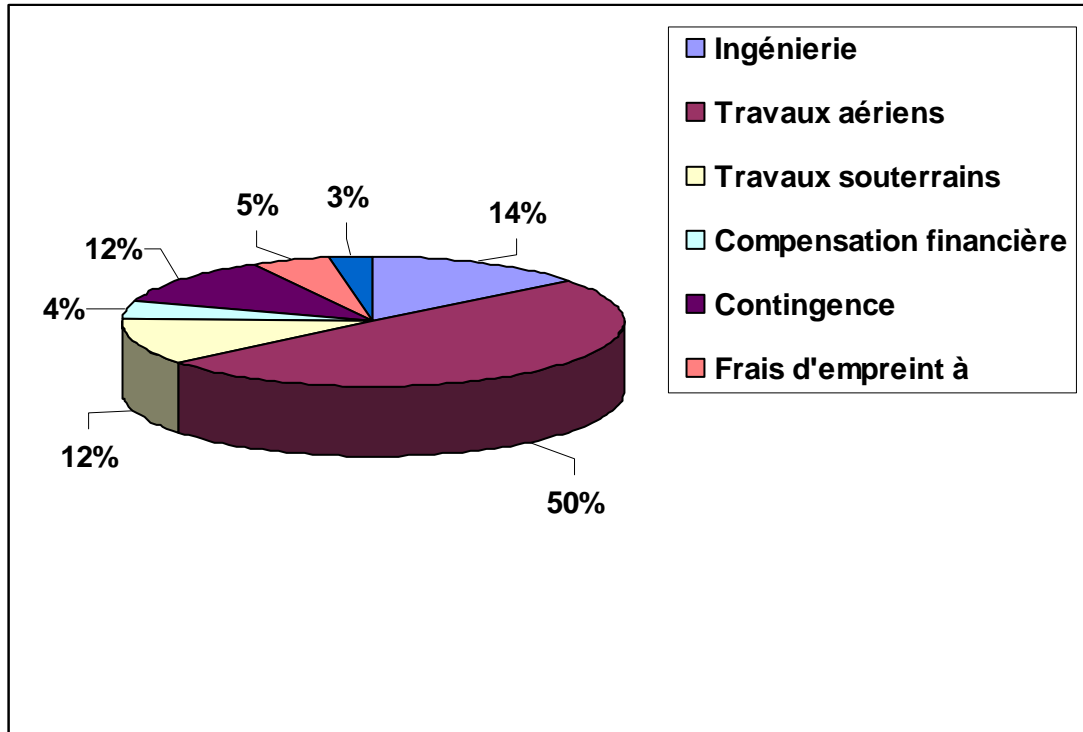
2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

2.1. Sommaire des coûts

- 5 Les coûts de distribution versés aux investissements sont de 33,3 M\$. Les coûts
- 6 d'investissement les plus importants sont reliés aux travaux électriques aériens (50 %) et
- 7 souterrains (12 %). La contingence et les frais d'emprunt à capitaliser représentent
- 8 respectivement 12 % et 5 % des coûts totaux.

1
2

**FIGURE 2 :
RÉPARTITION DES COÛTS DE DISTRIBUTION PAR NATURE DES TRAVAUX**



3

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

2.2. Investissements

9 Le détail des coûts associés au Projet du Distributeur est présenté dans le tableau 2.

1
2

**TABLEAU 2 :
COÛTS ANNUELS DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION (EN K\$ COURANTS)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Ingénierie	260	796	878	1 923	329	562		4 748
Travaux civils		-	-	478	487	-	-	965
Travaux électriques:								
- aériens			3 899	3 655	7 209	806	1 052	16 621
- souterrains			50	44	1 129	876	1 811	3 910
Compensation financière			114	256	977			1 347
Sous-total	260	796	4 941	6 356	10 131	2 244	2 863	27 591
Contingence	39	117	724	950	1 540	331	436	4 137
Frais d'emprunt à capitaliser	11	56	299	340	593	122	168	1 589
Total	310	969	5 964	7 646	12 264	2 697	3 467	33 317

3 Note 1 : Le Distributeur tiendra compte de la date à laquelle la décision de la Régie sera rendue pour la
4 réalisation des travaux d'ingénierie prévus en 2011.

5 **Compensation financière pour conversion de tension**

6 Des compensations financières prévues aux articles 14.11 et 14.12 et à l'Annexe V des
7 *Conditions de service d'électricité* seront versées aux clients moyenne tension.

8 **Frais d'emprunt à capitaliser**

9 Les frais d'emprunt à capitaliser ont été calculés au taux de rendement sur la base de
10 tarification du Distributeur, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-47.
11 Dans la décision D-2011-028, la Régie a autorisé un taux de rendement de 7,264 %.

12 **Contingence**

13 Le taux de contingence prévu pour le projet est de 15 % appliqué sur le coût des travaux
14 (excluant les frais d'emprunt à capitaliser). Elle est basée sur le niveau de risque que
15 présente le projet pour le Distributeur et tient compte des incertitudes associées aux
16 travaux électriques (aérien et souterrain). À ce stade, aucune ingénierie détaillée n'a
17 encore été réalisée. La contingence devrait permettre de couvrir les principaux écarts de
18 coûts, le cas échéant, et faire face aux imprévus en cours de réalisation du projet.

2.3. Charges d'exploitation

1 Les travaux civils réalisés par la CSEM auront un impact sur les redevances qui lui sont
 2 versées annuellement. Le montant de l'ajustement de la redevance sera évalué par la
 3 CSEM, à la suite des travaux effectués. Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir
 4 une estimation de l'impact du coût des travaux civils car cette estimation requiert des
 5 travaux d'ingénierie qui seront effectués suite à la décision de la Régie. Le Distributeur
 6 souligne toutefois que les travaux civils réalisés par la CSEM représentent une part
 7 négligeable de l'enveloppe globale de son projet.

3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

3.1. Paramètres

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

10 **TABLEAU 3 : PARAMÈTRES**

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	6,099 %	D-2011-028
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	30 ans sauf travaux civils 40 ans.	Répertoire des immobilisations Hydro-Québec
Méthode d'amortissement	Linéaire sur la durée de vie des actifs	D-2010-020

11

3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

12 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en
 13 considération les coûts de son projet, soit les coûts associés à l'amortissement, au
 14 financement, à la taxe sur les services publics, à l'entretien et l'exploitation ainsi qu'à la
 15 radiation d'actifs. Ces coûts incluent :

- 1 • les coûts évités annuels attribuables à la réduction de pertes sur le réseau de
- 2 distribution, soit 234 k\$ en 2015 en croissance jusqu'à 990 k\$ en 2047 ;
- 3 • la radiation d'actifs de 0,5 M\$ associée principalement au retrait des câbles
- 4 souterrains.

5 L'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus générés
6 par la croissance de la clientèle.

7 Une analyse réalisée sur une période de 30 ans permet d'évaluer l'impact maximal à
8 2,8 M\$ atteint en 2018.

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

11 **TABLEAU 4 : IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS (EN k\$ COURANTS)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Charges d'exploitation ¹	-	(234)	(244)	(249)	(254)	(615)	(679)	(750)	(828)	(915)
Amortissement	205	410	873	953	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090
Radiation	125	125	125	125	-	-	-	-	-	-
Taxe sur les services publics	34	68	143	151	168	138	108	78	49	19
Frais financiers	370	736	1 556	1 648	1 835	1 504	1 171	839	507	175
Revenus requis	734	1 105	2 453	2 628	2 839	2 117	1 690	1 257	818	369

12
13

14 Note 1 : Pertes électriques.

15

Note 2 : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

16 Le Distributeur a réalisé trois analyses de sensibilité sous l'hypothèse d'abord d'une
17 variation à la hausse de 15 % du coût total du projet, puis celle du coût du capital
18 prospectif de 15 % et, enfin, cas extrême, celle de l'effet combiné de ces deux facteurs.
19 Les résultats de l'impact maximal atteint en 2018 sont présentés au tableau 5.

20 **TABLEAU 5 : ANALYSES DE SENSIBILITÉ SUR LES REVENUS REQUIS (EN M\$ COURANTS)**

Variation	2018
Cas de base	2,8
+ 15 % coût total du projet	3,3
+ 15 % taux du coût du capital prospectif	3,1
+ 15 % coût total du projet et + 15 % taux du coût du capital prospectif	3,5

1

4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

2 Le Projet du Transporteur a comme objectif de régler l'enjeu lié à la vétusté de ses
3 installations. En permettant d'assurer le maintien des actifs du Transporteur,
4 l'avènement du nouveau poste Henri-Bourassa à 315-25 kV aura un impact positif sur la
5 fiabilité du réseau de transport et, par le fait même, sur la fiabilité du réseau de
6 distribution.

7 Par ailleurs, dans le cadre du *Plan d'évolution du réseau de l'Île de Montréal*, la
8 conversion et l'uniformisation du réseau à une tension de 25 kV permettront, à terme,
9 des transferts de charge entre le poste Henri- Bourassa et ses postes avoisinants,
10 amenant une flexibilité dans les opérations du Distributeur.

11 L'ensemble du Projet du Distributeur aura ainsi un impact positif sur la qualité de service
12 de distribution.

5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

- 1 Le Distributeur propose de faire le suivi de son projet dans le cadre de son rapport
- 2 annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le
- 3 suivi annuel fera état des coûts réels des travaux de distribution selon la présentation du
- 4 tableau 2 du présent document et fournira une explication des écarts majeurs entre les
- 5 coûts réels et les coûts projetés, de même qu'un suivi de l'échéancier des travaux de
- 6 distribution.

ANNEXE 1

PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

APPLICABLES AU PROJET

1

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 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.5-04 Architecture du réseau de distribution, 2006
 - A.51.22-01 Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT, 2001
 - A.52.3-01 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, 1987
 - 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.21.1 Limites de tension, 1981
 - C.21.2 Limites de planification de la tension du réseau MT, 2001
 - C.22.1 Limites de papillotement sur le réseau de distribution moyenne et basse tension, 1981
 - A.11-03 Techniques d'analyse économique des travaux du domaine distribution, 2003
- La grille de partage des coûts et pratique commerciale entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec TransÉnergie.

ANNEXE 2

CALCUL DE L'IMPACT DU PROJET DU DISTRIBUTEUR

SUR SES REVENUS REQUIS

TABLEAU A2-1 : PARAMÈTRES

Paramètres du projet						
Taux des frais de garantie	0,50%	Structure de capital		Part	Coût de long terme	
		Dette		65,00%	5,441%	
		capitaux propres		35,00%	7,320%	
		2011	2012	2013	2014	2015
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser		6,099%	6,099%	6,099%	6,099%	6,099%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		4,941%	4,941%	4,941%	4,941%	4,941%

TABLEAU A2-2 : IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR (EN k\$)

	TOTAL	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
travaux de raccordement du poste Henri-Bourassa à 315/25 kV au réseau de distribution et de conversion de ses charges de 12 kV																																							
Charges	-21 764	0	0	0	0	-234	-244	-249	-254	-260	-265	-270	-276	-615	-628	-640	-653	-666	-679	-693	-707	-721	-736	-750	-765	-781	-796	-812	-828	-845	-862	-879	-897	-915	-933	-951	-970	-990	
Amortissement	32 781	0	0	0	205	410	873	953	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090
Radiation	500	0	0	0	125	125	125	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	2 853	0	0	0	34	68	143	151	168	162	156	150	144	138	132	126	120	114	108	102	96	90	84	78	73	67	61	55	49	43	37	31	25	19	13	8	4	2	
Frais financiers	17 814	0	0	0	215	427	803	956	1 065	1 027	988	950	911	873	834	796	757	719	680	641	603	564	526	487	449	410	372	333	295	256	217	179	140	102	67	38	21	13	
Dépenses totales	32 185	0	0	0	579	795	1 800	1 937	2 069	2 019	1 969	1 920	1 869	1 486	1 428	1 372	1 314	1 257	1 199	1 141	1 082	1 024	964	905	846	785	726	665	605	543	482	420	358	295	30	-208	-693	-801	
Bénéfice net	-32 185	0	0	0	-579	-795	-1 800	-1 937	-2 069	-2 019	-1 969	-1 920	-1 869	-1 486	-1 428	-1 372	-1 314	-1 257	-1 199	-1 141	-1 082	-1 024	-964	-905	-846	-785	-726	-665	-605	-543	-482	-420	-358	-295	-30	208	693	801	
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	12 866	0	0	0	155	309	653	692	770	743	715	687	659	631	603	575	547	519	491	463	435	408	380	352	324	296	268	240	212	184	156	128	100	73	47	27	15	9	
Revenus requis	45 051	0	0	0	734	1 103	2 454	2 628	2 840	2 762	2 684	2 607	2 528	2 117	2 031	1 947	1 861	1 776	1 690	1 604	1 518	1 431	1 344	1 257	1 170	1 081	994	905	817	727	638	549	458	368	78	-181	-678	-792	