Travaux de raccordement du nouveau poste de l'Achigan 120-25 kV au réseau de distribution

TABLE DES MATIÈRES

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET 5
1.1. Description des travaux de distribution 5
1.2. Échéancier de réalisation 7
1.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois 7
2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET 8
2.1. Sommaire des coûts 8
2.2. Réserve pour imprévus 9
3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR 10
3.1. Paramètres 10
3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur 11
4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION 11
5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ 12

ANNEXE A : LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES 13

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Zone d'influence du nouveau poste de l'Achigan 5

LISTE DES TABLEAUX

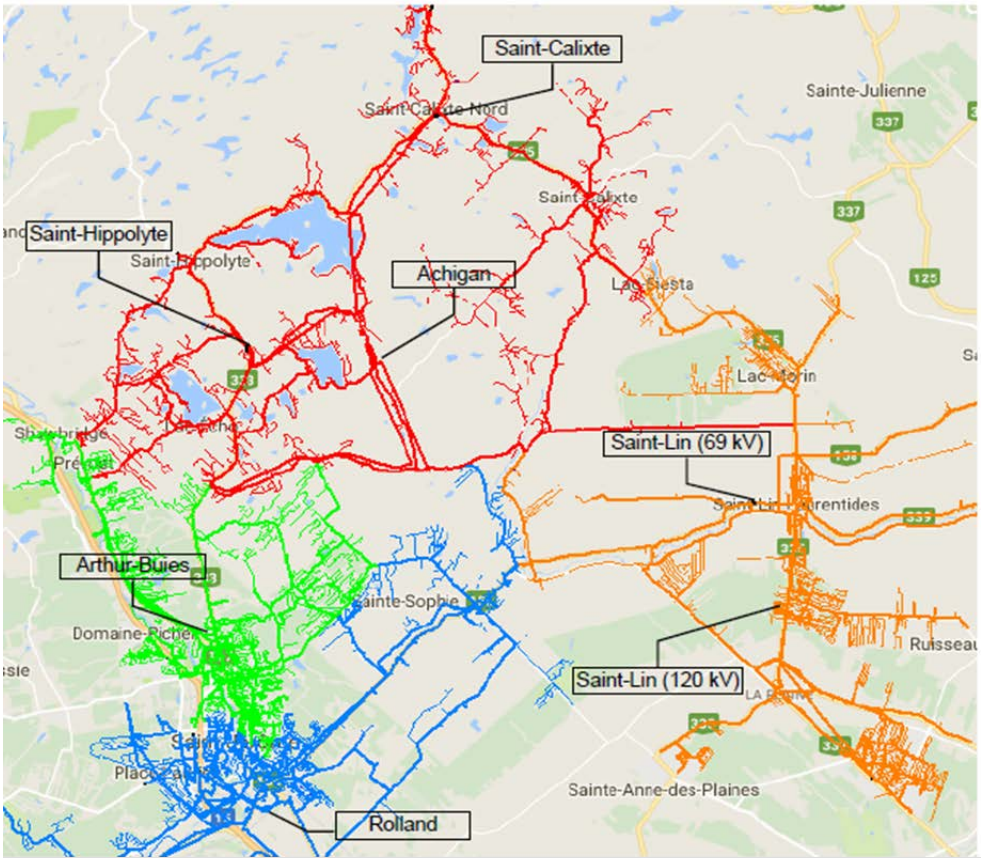
Tableau 1 : Bilan des transferts de charges par postes à la fin du projet du Distributeur 7
Tableau 2 : Étapes des travaux de distribution 7
Tableau 3 : Coûts annuels du projet 8
Tableau 4 : Principaux risques associés au projet 9
Tableau 5 : Paramètres 10
Tableau 6 : Impacts sur les revenus requis 11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

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

1.1. Description des travaux de distribution

Le projet du Distributeur consiste à transférer au nouveau poste de l'Achigan des charges existantes des postes de Saint-Hyppolyte, de Saint-Calixte, Arthur-Buies et de Saint-Lin. À la pointe hivernale 2020-2021, neuf lignes de ce nouveau poste alimenteront près de 79 MVA de charge. La figure 1 illustre la zone d'influence du nouveau poste, de même que la localisation des postes de Saint-Hippolyte, de Saint-Calixte et de Saint-Lin (69 kV), qui seront démantelés.

FIGURE 1 :
ZONE D'INFLUENCE DU NOUVEAU POSTE DE L'ACHIGAN



: Zone d'influence du poste de l'Achigan

: Zone d'influence du poste de Saint-Lin (120 kV)

: Zone d'influence du poste de Rolland

: Zone d'influence du poste Arthur-Buies

Les régions desservies par les postes de Saint-Calixte et de Saint-Hyppolyte sont les municipalités du même nom, ainsi que Sainte-Sophie. Ces deux postes sont alimentés par des lignes de transport à 69 kV. La construction du nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV permettra de remplacer les postes de Saint-Calixte et de Saint-Hyppolyte et de soulager les lignes à 25 kV qui desservent ces régions.

Les travaux requis pour le raccordement du nouveau poste au réseau de distribution consistent à :

- construire 4 km de canalisations ;
- installer 18,5 km de câbles souterrains ;
- construire un chemin d'accès de 1 km ;
- reconstruire 20 km de réseau triphasé en biterne ;
- reconstruire 7,9 km de réseau monophasé en réseau triphasé ;
- ajouter cinq interrupteurs télécommandés ;
- ajouter un lot de régulateurs ;
- réutiliser 14 km de l'ancien réseau à 69 kV triphasé.

Ces travaux s'échelonneront de 2017 à 2020. Des activités subséquentes à la mise en service, dont la mise à jour de plans (afin de refléter le réseau tel que construit) et la gestion de la facturation aux firmes externes, sont également prévues en 2021 et 2022.

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

Détail des transferts de charge

Afin de soulager la charge des postes environnants, le nouveau poste de l'Achigan prendra 47 MVA de charge du poste de Saint-Hyppolyte, 17 MVA du poste de Saint-Calixte, 9 MVA du poste Arthur-Buies et 6 MVA du poste de Saint-Lin (120 kV).

Le tableau 1 présente le bilan des transferts de charges vers le nouveau poste de l'Achigan à la fin des travaux de distribution, prévue à la fin 2020.

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

Poste	Charge transférée (MVA)
de Saint-Hyppolyte	47
de Saint-Calixte	17
Arthur-Buies	9
de Saint-Lin (120 kV)	6
Total	**79**

1.2. Échéancier de réalisation

Le tableau 2 présente les principales étapes des travaux de distribution.

TABLEAU 2 :
ÉTAPES DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION

ANNÉE	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX TRAVAUX
2017-2020	• Réaliser les études d'ingénierie
2019 - 2020	• Réaliser les travaux civils : construire 4 km de canalisations • Réaliser les travaux souterrains : installer 18,5 km de câbles souterrains et un chemin d'accès de 1 km • Réaliser les travaux aériens : reconstruire 20 km de réseau triphasé en biterne, reconstruire 7,9 km de réseau monophasé en réseau triphasé, ajouter cinq interrupteurs télécommandés et un lot de régulateurs • Mettre graduellement en service les nouveaux circuits et effectuer les transferts de charges
2021-2022	• Réaliser les activités subséquentes à la mise en service

1.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

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

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

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

2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

2.1. Sommaire des coûts

Les coûts de distribution prévus aux investissements sont de 31,3 M$. Les investissements les plus importants sont liés aux travaux aériens (28 %).

TABLEAU 3 :
COÛTS ANNUELS DU PROJET (K$)

Prévisions annuelles des investissements	2016 et 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total	Part
Ingénierie	349	850	2 252	1 854	49	5	**5 359**	17 %
Travaux civils	-	-	7 083	315	-	-	**7 398**	24 %
Travaux électriques souterrains	-	-	-	5 342	-	-	**5 342**	17 %
Travaux électriques aériens	-	-	5 393	3 427	-	-	**8 820**	28 %
Sous-total	**349**	**850**	**14 728**	**10 938**	**49**	**5**	**26 919**	**86 %**
Réserve pour imprévus	1	17	631	1 378	4	-	**2 031**	7 %
Sous-total du projet	**350**	**867**	**15 359**	**12 316**	**53**	**5**	**28 950**	**93 %**
Frais financiers	17	57	635	1 660	-	-	**2 369**	7 %
TOTAL	**367**	**924**	**15 994**	**13 976**	**53**	**5**	**31 319**	**100 %**

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

Ingénierie

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

Travaux civils

Les coûts des travaux civils couvrent entre autres les frais liés à la construction de canalisations.

Travaux électriques souterrains

Les coûts des travaux électriques souterrains couvrent entre autres les frais liés au tirage de câbles, à la réalisation des jonctions ainsi qu'à la construction d'un chemin d'accès.

Travaux électriques aériens

Les coûts des travaux électriques aériens couvrent entre autres les frais liés à la construction et à la modification de portion de réseau, au remplacement de conducteurs et de poteaux de même qu'à l'installation d'interrupteurs.

Frais financiers

Les frais financiers à capitaliser ont été calculés au taux de rendement de la base de tarification du Distributeur, comme autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-047. Dans la décision 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

Le coût de ces activités couvre la mise à jour de plans dans les systèmes d'entreprise et la gestion de la facturation aux firmes externes.

2.2. Réserve pour imprévus

Une réserve de 8 % pour imprévus, calculée sur la base du coût des travaux (excluant les frais financiers), est ajoutée au coût du projet. Cette réserve permet de couvrir les principaux risques associés au projet pour le Distributeur, présentés au tableau 4. Elle tient compte des incertitudes associées notamment aux travaux civils, aux possibilités de revoir les études d'ingénierie et à l'augmentation des frais financiers advenant un retard de mise en service. À ce stade, aucune étude d'ingénierie détaillée n'a encore été réalisée.

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	1 776	-	70	1 243
Hausse du coût des câbles	534	-	40	214
Servitudes et déboisement	1 148	-	50	574
Impact total pondéré				**2 031**

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

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

Hausse du coût des travaux civils

Une hausse du coût des travaux civils liée à celle du coût des matériaux et des frais de transport est possible. En outre, il est possible que la nature des sols (présence de roc) complexifie les travaux liés aux canalisations.

Hausse du coût des câbles

Une hausse des coûts des matériaux est possible.

Servitudes et déboisement

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

3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

3.1. Paramètres

Le tableau 5 présente les paramètres utilisés pour le calcul de l'impact sur les revenus requis 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

3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en considération les coûts du projet, soit ceux associés à l'amortissement des actifs, au coût du capital et à la taxe sur les services publics.

Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus générés par la croissance de la clientèle.

Le tableau 6 présente un sommaire de l'impact sur les revenus requis du Distributeur. L'impact maximal est de l'ordre de 2,6 M$ à l'horizon 2021.

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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2041	2051	2061
Charge d'exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement	727	728	728	728	728	728	728	728	728	728	728	728	926	926
Taxe sur les services publics	172	168	164	160	156	152	148	144	140	136	132	92	124	73
Frais financiers	784	767	748	729	710	692	673	654	635	617	598	410	553	314
Dépenses totales	1 683	1 663	1 641	1 618	1 595	1 572	1 549	1 527	1 504	1 481	1 458	1 231	1 603	1 313
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	870	851	830	809	788	768	747	726	705	684	663	454	612	346
Revenus requis	2 553	2 514	2 471	2 427	2 383	2 340	2 296	2 252	2 209	2 165	2 121	1 685	2 215	1 659

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

Certaines situations difficilement prévisibles pourraient survenir et augmenter les coûts au-delà de la meilleure estimation réalisée. Le Distributeur a effectué une analyse de sensibilité des revenus requis à une majoration des coûts du projet de 10 % par rapport à ceux identifiés au tableau 3. Les résultats de cette analyse sont présentés au tableau 7. Le Distributeur souligne toutefois que la réserve incluse au projet devrait être suffisante pour couvrir les risques identifiés et les imprévus.

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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2041	2051	2061
Charge d'exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement	800	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	1 019	1 019
Taxe sur les services publics	189	185	181	176	172	167	163	159	154	150	145	101	136	80
Frais financiers	862	843	823	802	781	761	740	720	699	678	658	451	608	346
Dépenses totales	1 851	1 829	1 804	1 779	1 754	1 729	1 704	1 679	1 654	1 629	1 604	1 354	1 763	1 444
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	957	936	913	890	867	844	821	798	775	752	729	499	673	381
Revenus requis	2 808	2 765	2 718	2 670	2 622	2 573	2 525	2 477	2 429	2 381	2 333	1 853	2 436	1 825

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

4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

Le réseau de distribution doit être planifié et conçu de façon à offrir aux clients la meilleure continuité de service possible, en s'assurant que les charges soient équilibrées par blocs de

charge et en diminuant autant que possible les pertes sur le réseau. Il existe différents types d'architectures de réseau pour assurer ces finalités. L'architecture du projet soumis est de type relève intégrée ou mixte. Les lignes seront plus courtes et les charges moindres et mieux réparties entre les lignes de distribution, permettant un délai de rétablissement plus court.

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

5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie.* Le suivi annuel fera état des coûts réels des travaux de distribution selon la présentation du tableau 3 de la présente pièce, de l'explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, de même 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, 3e édition, 2011