

**TRAVAUX DE TRANSFERT DES CHARGES DU POSTE
DE PORT-DANIEL 69-25 KV VERS LES POSTES MICMAC
230/161-25 KV ET DE PASPÉBIAC 230-25 KV**

Table des matières

1.	INTRODUCTION	5
2.	CONTEXTE GÉNÉRAL.....	5
3.	OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET	6
4.	SOLUTIONS ENVISAGÉES.....	6
4.1.	SOLUTION 1 : RECONSTRUCTION DU POSTE DE PORT-DANIEL À 69-25 kV EN 2015	7
4.2.	SOLUTION 2 : CONSTRUCTION D'UN NOUVEAU POSTE 230-25 kV AVEC DEUX TRANSFORMATEURS.....	7
4.3.	SOLUTION 3 : CONSTRUCTION D'UN NOUVEAU POSTE 230-25 kV AVEC UN SEUL TRANSFORMATEUR.....	7
4.4.	SOLUTION 4 : DÉMANTÈLEMENT DU POSTE DE PORT-DANIEL 69-25 kV ET TRANSFERT DE SES CHARGES.....	8
4.5.	ESTIMATION DES COÛTS DES SOLUTIONS ENVISAGÉES	8
5.	DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET.....	9
5.1.	DESCRIPTION DES TRAVAUX	10
5.1.1.	<i>Description des travaux civils</i>	<i>10</i>
5.1.2.	<i>Description des travaux électriques souterrains</i>	<i>10</i>
5.1.3.	<i>Description des travaux électriques aériens</i>	<i>11</i>
5.2.	ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION	11
5.3.	AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS.....	12
6.	COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	12
6.1.	SOMMAIRE DES COÛTS.....	12
7.	IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR	16
7.1.	PARAMÈTRES DU PROJET	16
7.2.	IMPACT RELATIF AUX INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR	16
8.	IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION	17
9.	MODE DE SUIVI PROPOSÉ.....	17

Tableaux

Tableau 1 Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2012).....	9
Tableau 2 Séquence des travaux par zone	12
Tableau 3 Coûts annuels des travaux de distribution (en k\$ courants)	14
Tableau 4 Principaux risques associés au projet.....	15
Tableau 5 Paramètres du projet.....	16
Tableau 6 Impact sur les revenus annuels requis (en k\$ courants).....	17

Figures

Figure 1 Localisation des postes et localisation des travaux	6
Figure 2 Répartition des coûts de distribution par nature des travaux.....	13

Annexes

Annexe 1 Principales normes techniques applicables au projet.....	19
Annexe 2 Analyses économique et financière	23

1. INTRODUCTION

1 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) sollicite
2 l'autorisation de la Régie de l'énergie (la Régie) pour effectuer les travaux nécessaires
3 au transfert des charges du poste de Port-Daniel 69-25 kV vers les postes Micmac
4 230/161-25 kV et de Paspébiac 230-25 kV (le Projet).

5 Le coût total du projet du Distributeur s'élève à 18,0 M\$. Selon l'échéancier du projet, les
6 travaux débiteront en 2012 et se termineront en décembre 2015.

2. CONTEXTE GÉNÉRAL

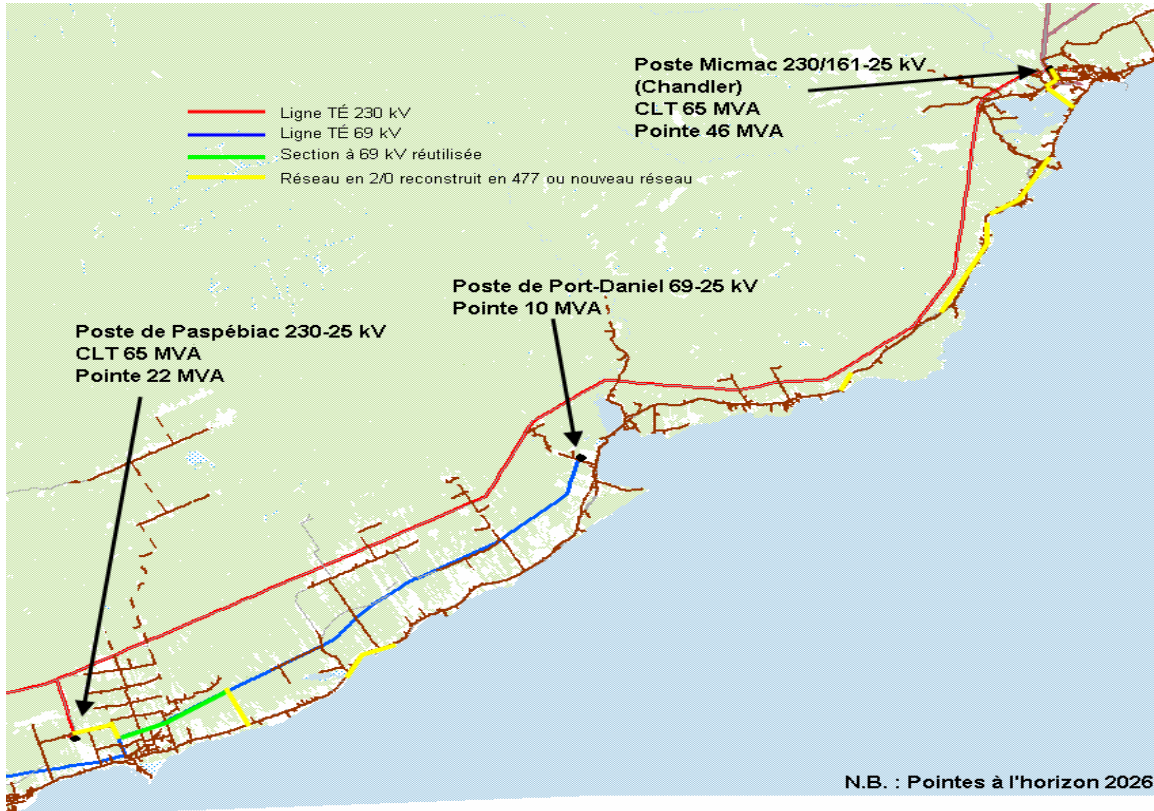
7 Le poste de Port-Daniel 69-25 kV est situé à mi-chemin entre la ville de Chandler, où est
8 situé le poste Micmac, et la ville de Paspébiac. Ce poste de conception désuète
9 (construit sur une structure de bois déformée par le gel, équipé de transformateurs
10 monophasés et d'équipements de protection à fusibles) ainsi que le tronçon de ligne
11 radiale qui l'alimente sont vétustes. Si aucune intervention n'est faite dans les
12 prochaines années, il y aura dégradation de la qualité du service des clients touchés et
13 ceux-ci pourraient être exposés à des pannes prolongées advenant des bris majeurs
14 d'équipements.

15 En 2010-2011, la charge en pointe du poste de Port-Daniel 69-25 kV était de seulement
16 9,6 MVA, alors que les postes limitrophes disposent d'une marge suffisante de capacité
17 de transformation pour alimenter cette charge.

18 Le Distributeur a analysé, conjointement avec le Transporteur, différents scénarios pour
19 réduire les risques liés à la vétusté du poste de Port-Daniel 69-25 kV, tout en améliorant
20 l'indice de continuité pour la clientèle desservie par ce poste.

1
2

FIGURE 1
LOCALISATION DES POSTES ET LOCALISATION DES TRAVAUX



3
4

3. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

5 Le projet du Distributeur vise à assurer la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement
6 tout en permettant au Transporteur d'assurer la pérennité de ses installations. De plus,
7 même si dans cette zone la croissance anticipée de la charge demeurera faible, la
8 solution proposée doit être en mesure d'assurer le besoin énergétique des clients sur un
9 horizon de 15 ans.

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES

10 Pour pallier les problèmes de vétusté du poste de Port-Daniel et de la ligne qui
11 l'alimente, différents scénarios ont été analysés :

- 1 1. Reconstruction du poste de Port-Daniel à 69-25 kV en 2015, à proximité du site
- 2 actuel, et reconstruction des 33 derniers kilomètres de la ligne de transport L717
- 3 à 69 kV en 2025.
- 4 2. Construction d'un nouveau poste 230-25 kV avec deux transformateurs, situé au
- 5 nord-ouest de la municipalité de Gascons-Ouest.
- 6 3. Construction d'un nouveau poste 230-25 kV avec un seul transformateur, situé
- 7 au nord-ouest de la municipalité de Gascons-Ouest.
- 8 4. Démantèlement du poste de Port-Daniel 69-25 kV et transfert de ses charges
- 9 vers les postes Micmac 161-25 kV et de Paspébiac 230-25 kV.

4.1. Solution 1 : Reconstruction du poste de Port-Daniel à 69-25 kV en 2015

10 Ce scénario consisterait en la construction, en 2015, d'un nouveau poste de Port-Daniel
11 69-25 kV à proximité du poste actuel. Le poste serait équipé de deux transformateurs de
12 22,5 MVA, pour une capacité limite de transit (CLT) de 32 MVA, ainsi que de deux
13 départs 25 kV. Les 33 derniers kilomètres de la ligne d'alimentation L717 à 69 kV
14 seraient reconstruits en 2025.

4.2. Solution 2 : Construction d'un nouveau poste 230-25 kV avec deux transformateurs

15 Ce scénario consisterait en la construction d'un poste 230-25 kV en 2015, situé au nord-
16 ouest de la municipalité de Gascons-Ouest. Ce poste serait doté de deux
17 transformateurs 230-25 kV de 22,5 MVA, pour une CLT de 32 MVA, ainsi que de deux
18 départs 25 kV. Ce poste serait alimenté par une ligne biterne raccordée en double
19 dérivation sur les circuits 2351 et 2352 à 230 kV.

4.3. Solution 3 : Construction d'un nouveau poste 230-25 kV avec un seul transformateur

20 Ce scénario est similaire au scénario 2 mais le poste ne comporterait qu'un seul
21 transformateur 230-25 kV de 22,5 MVA. La capacité ferme de transformation serait alors
22 assurée par le réseau de distribution à partir des postes de Paspébiac et Micmac qui
23 sont situés de part et d'autre, à 25 km et 35 km. Le poste serait alimenté par une ligne
24 monoterne raccordée en simple dérivation sur le circuit 2351 à 230 kV. Cette solution

1 exigerait la réalisation de travaux sur le réseau de distribution afin d'assurer la capacité
2 ferme du poste.

4.4. Solution 4 : Démantèlement du poste de Port-Daniel 69-25 kV et transfert de ses charges

3 Ce scénario consisterait en le transfert des charges du poste de Port-Daniel 69-25 kV
4 actuel vers les postes de Paspébiac et Micmac, ainsi qu'en le démantèlement du poste
5 de Port-Daniel et des 50 derniers kilomètres de la ligne L717 en 2015.

6 Des travaux majeurs devraient être réalisés sur le réseau de distribution afin d'accueillir
7 la charge transférée. Ces travaux consisteraient en l'ajout d'un nouveau départ 25 kV
8 aux deux postes accueillant la charge et en la construction de 15 km de réseau 25 kV
9 supplémentaires.

4.5. Estimation des coûts des solutions envisagées

10 Une étude économique conjointe du Transporteur et du Distributeur a été réalisée dans
11 le but de comparer, sur la base des coûts, les différents scénarios analysés. L'analyse
12 économique a été réalisée sur une période de 44 ans, soit 40 ans après la mise en
13 service des équipements.

14 Chaque scénario comporte un calendrier de planification des investissements requis
15 pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les
16 services publics, du coût du capital, des pertes électriques et des charges d'exploitation
17 nécessaires au maintien des actifs existants (pérennité) qui diffère par leur niveau et par
18 leur période de renouvellement. La prise en compte de l'ensemble des coûts est
19 essentielle pour assurer que chaque scénario est comparable.

20 Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique sont les suivantes :

- 21 • Taux d'actualisation de 5,740 % (D-2012-024) pour la portion des coûts en
22 distribution ;
- 23 • Taux d'actualisation de 5,698 % (D-2011-039) pour la portion des coûts en
24 transport ;
- 25 • Taux d'inflation de 2,0 % ;
- 26 • Taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

1 Le détail des paramètres utilisés est présenté à l'annexe 2 du présent document.
 2 Le tableau 1 présente les résultats de la comparaison économique des solutions
 3 décrites précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de
 4 l'année 2012.

5 **TABLEAU 1**
 6 **COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS (M\$ ACTUALISÉS 2012)**

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
	Reconstruction d'un poste 69-25 kV	Construction d'un nouveau poste 230-25 kV avec 2 transformateurs	Construction d'un nouveau poste 230-25 kV avec 1 transformateur	Démantèlement du poste et transfert de la charge aux postes Micmac et de Paspébiac
HQT				
Investissements	27,6	23,5	19,7	4,5
Valeurs résiduelles	-1,6	-0,3	-0,3	-0,1
Charges	1,5	-	-	-
Taxe sur les services publics	1,7	1,4	1,1	0,3
Coût global actualisé HQT	29,1	24,5	20,6	4,7
HQD				
Investissements	2,4	3,6	5,5	17,7
Valeurs résiduelles	-0,1	-0,2	-0,3	-1,1
Charges (dont pertes)	2,2	2,5	2,5	4,2
Taxe sur les services publics	0,1	0,2	0,3	0,9
Coût global actualisé HQD	4,6	6,2	7,9	21,8
Total Coût global actualisé	33,7	30,7	28,5	26,5

7
 8 Les résultats de l'analyse économique démontrent que le scénario 4, qui consiste à
 9 transférer la charge du poste de Port-Daniel vers les postes Micmac et de Paspébiac,
 10 représente la solution la plus avantageuse. Il comporte un avantage de 2,0 M\$ par
 11 rapport au troisième scénario, de 4,2 M\$ par rapport au deuxième scénario et de 7,2 M\$
 12 par rapport au premier scénario.

5. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

13 Le Distributeur retient donc le scénario le plus économique, soit celui qui vise à
 14 démanteler le poste désuet de Port Daniel et à transférer sa charge vers les postes de
 15 Paspébiac et Micmac. Les enjeux reliés à ce projet sont minimes puisque c'est un projet
 16 standard de modifications du réseau de distribution, et la configuration du réseau final
 17 est normalisée. Enfin, la solution proposée est simple, améliorera la qualité de service
 18 des clients et permettra de répondre aux besoins énergétiques de la zone concernée.

5.1. Description des travaux

1 Essentiellement, les travaux à réaliser par le Distributeur pour la période 2012 à 2015
2 visent à accroître la capacité de transit du réseau de distribution afin d'alimenter la
3 charge actuelle du poste de Port-Daniel par les postes Micmac et de Paspébiac. Ces
4 travaux consistent à :

- 5 • reconstruire des sections de réseau afin d'augmenter la capacité de transit sur
6 environ 10 km ;
- 7 • construire de nouvelles sections de ligne sur environ 15 km ;
- 8 • ajouter de nouveaux départs de ligne aux postes de Paspébiac et Micmac ; et
- 9 • ajouter des appareils de sectionnement et de régulation de tension.

10 Par la suite, le Transporteur démantèlera le poste de Port-Daniel et la ligne qui l'alimente
11 et procèdera finalement à la décontamination du site du poste.

12 La séquence des travaux est établie dans un souci de maintien de la qualité de service
13 et de flexibilité dans l'exploitation du réseau.

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

5.1.1. Description des travaux civils

16 Les travaux civils à l'intérieur de la clôture des postes Micmac 230/161-25 kV et de
17 Paspébiac 230-25 kV seront réalisés et assumés par le Transporteur. En effet, tous les
18 ouvrages civils situés à l'intérieur des limites de propriété d'un poste sont des actifs du
19 Transporteur, ce qui inclut, par exemple, les canalisations et les chambres de
20 raccordements utilisées par les lignes de distribution.

5.1.2. Description des travaux électriques souterrains

21 Les travaux électriques souterrains du Distributeur consistent en l'installation des câbles
22 des nouveaux départs de lignes dans les ouvrages civils souterrains.

5.1.3. Description des travaux électriques aériens

1 Les travaux d'augmentation de la capacité de transit du réseau de distribution consistent
2 essentiellement à :

- 3 • reconstruire le réseau avec du conducteur de calibre 477 ;
- 4 • construire une nouvelle ligne à partir du poste Micmac ;
- 5 • construire une nouvelle ligne au départ du poste de Paspébiac, laquelle
6 empruntera une section de la ligne 717 actuelle ;
- 7 • installer des appareils de sectionnement et de régulation de tension avec onze
8 points à télécommander entre les postes de Paspébiac et Micmac ; et
- 9 • réviser les protections des lignes et démanteler les sections de réseau qui ne
10 seront plus nécessaires.

5.2. Échéancier de réalisation

11 Les travaux débuteront dès 2012, suite à l'obtention de l'autorisation par la Régie. Les
12 travaux visant l'augmentation de la capacité de transit du réseau de distribution
13 permettant le transfert de la charge actuellement alimentée par le poste de Port-Daniel
14 débuteront en 2013 pour s'achever en 2015. Des mises en service (M.E.S.) partielles
15 seront effectuées de 2013 à 2015. Le retrait définitif du poste de Port-Daniel et son
16 démantèlement par le Transporteur sont prévus en 2016.

17 Le tableau 2 résume les travaux.

1
2

TABLEAU 2
SÉQUENCE DES TRAVAUX PAR ZONE

2012-2013	Reconstruction des sections de réseau sur le tronçon principal (M.E.S. en 2013).
2013-2014	Travaux aériens de construction de la nouvelle ligne provenant du poste Micmac <i>via</i> les sections de MIC236 et MIC237 (M.E.S. en 2014) ; Travaux civils de deux nouveaux départs en souterrain (M.E.S. en 2015).
2014-2015	Construction d'une nouvelle ligne au départ au poste de Paspébiac <i>via</i> une section de la ligne 717 (M.E.S. en 2015) ; Travaux pour le souterrain électrique des deux nouveaux départs en souterrain (M.E.S. en 2015) ; Installation de sectionnement et de régulation de tension avec onze points à télécommander entre les postes de Paspébiac et Micmac ; Révisions des protections des lignes et démantèlement de sections de réseau et de départs de lignes du poste de Port-Daniel.(M.E.S. en 2015).

3 La réalisation des travaux d'ingénierie est prévue l'année précédant les travaux de
4 chaque zone. La séquence des travaux a été établie de façon à optimiser les ressources
5 humaines et matérielles du Distributeur, tout en considérant l'ensemble des travaux de
6 distribution à réaliser pendant la période 2013 à 2015.

5.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

7 Aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois, dans le cadre du projet du
8 Distributeur.

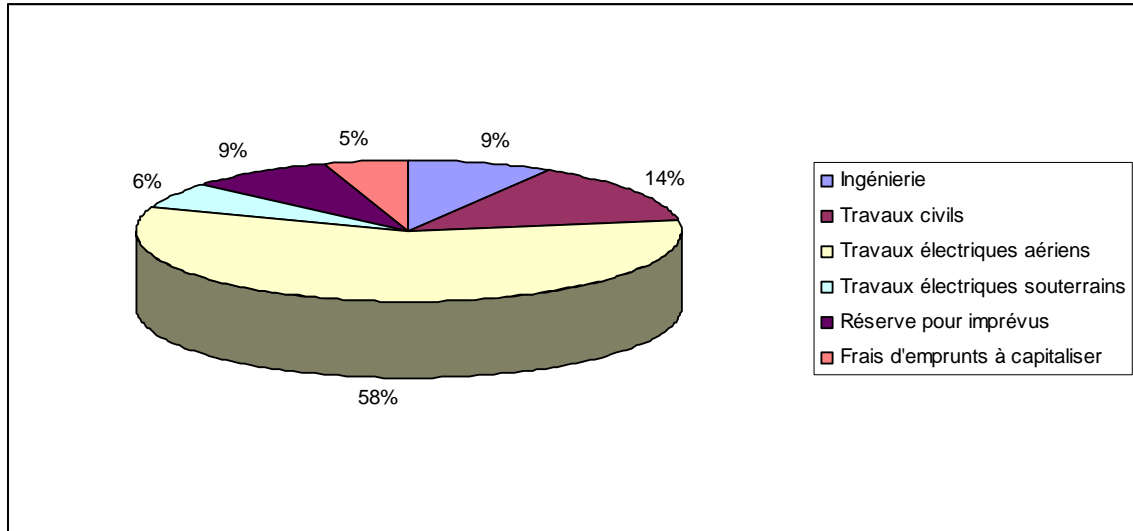
6. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

6.1. Sommaire des coûts

9 Les coûts de distribution versés aux investissements sont de 18,0 M\$. Les coûts
10 d'investissement les plus importants sont reliés aux travaux électriques aériens (58 %) et
11 aux travaux civils (14 %). La réserve pour imprévus et les frais d'emprunt à capitaliser
12 représentent respectivement 10 % et 5 % des coûts totaux.

1
2

FIGURE 2
RÉPARTITION DES COÛTS DE DISTRIBUTION PAR NATURE DES TRAVAUX



3

4 Le Distributeur assure une gestion rigoureuse de ses projets mais dans l'éventualité d'un
5 écart de coût de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du Conseil d'administration
6 d'Hydro-Québec. Il en aviserait alors la Régie conformément à sa pratique.

7 Le détail des coûts associés au Projet du Distributeur est présenté au tableau 3

1
 2

TABLEAU 3
COÛTS ANNUELS DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION (EN k\$ COURANTS)

	2012	2013	2014	2015	Total
Ingénierie	306	557	687	-	1 549
Travaux civils	-	-	2 441	108	2 549
Travaux électriques :					
- aériens	-	3 141	3 202	4 060	10 303
- souterrains	-	-	-	1 095	1 095
Sous-total	306	3 698	6 329	5 264	15 596
Réserve pour imprévus	31	370	633	526	1 560
Frais d'emprunt à capitaliser	11	162	280	425	879
Total	348	4 229	7 242	6 216	18 035

3 Note 1 : Le Distributeur tiendra compte de la date à laquelle la décision de la Régie sera
 4 rendue pour la réalisation des travaux d'ingénierie prévus en 2012.

5 **Frais d'emprunt à capitaliser**

6 Les frais d'emprunt à capitaliser ont été calculés au taux de rendement sur la base de
 7 tarification du Distributeur, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-47.
 8 Dans la décision D-2012-024, la Régie a autorisé un taux de rendement de 6,799 %.

9 **Réserve pour imprévus**

10 La réserve pour imprévus est de 10 %, appliquée sur le coût des travaux (excluant les
 11 frais d'emprunt à capitaliser). Elle est basée sur le niveau de risque que présente le
 12 projet pour le Distributeur. L'ingénierie détaillée n'ayant pas encore été réalisée, le projet
 13 comporte les risques inhérents à celle-ci, tels que les problèmes liés à l'implantation
 14 d'appareils majeurs, aux types de sols ou aux zones archéologiques potentielles. De
 15 plus, la stratégie de réalisation peut être influencée par la disponibilité de la main-
 16 d'œuvre au moment requis. Finalement, en raison des contraintes lors des transferts de
 17 charges temporaires, des fenêtres de réalisation critiques doivent être respectées pour
 18 certains types de travaux, sous peine de devoir reporter ceux-ci à l'année suivante.

1 La réserve devrait permettre de couvrir les principaux écarts de coûts, le cas échéant, et
 2 faire face aux imprévus en cours de réalisation du projet. Le tableau 4 présente les
 3 principaux risques associés au projet qui ont été considérés dans l'établissement du
 4 taux de réserve pour imprévus.

5 **TABLEAU 4**
 6 **PRINCIPAUX RISQUES ASSOCIES AU PROJET**

Éléments de risque	Impact (k\$) (a)	Probabilité d'occurrence (%) (b)	Impact pondéré (k\$) (a) x (b)
Frais inhérents aux droits de passage et servitude sur des réseaux existants sans servitude repérés suite à l'ingénierie de détail.	200	50%	100
Utilisation supplémentaire de machineries pour certains travaux sur réseaux inaccessibles.	160	50%	80
Modification possible, suite à l'ingénierie de détail, de portions de réseaux aériens existants à reconstruire ne respectant pas les nouvelles normes.	525	75%	394
Hausse de 15 % du coût des travaux pour les massifs des nouveaux réseaux souterrains, en fonction des conditions du marché.	290	80%	232
Hausse de 15 % du coût de la main-d'œuvre métier en fonction de la stratégie de main-d'œuvre utilisée pour la réalisation des travaux (équipes venant de l'extérieur).	525	75%	394
Retard possible de 3 à 6 mois dans la mise en service de certains projets en raison de la disponibilité des travaux du transporteur (FEC)	425	50%	213
Impact total pondéré			1 413

7
 8 L'impact pondéré total représente environ 9 % du coût total du projet (15 596 k\$ avant la
 9 réserve pour imprévus et les frais d'emprunt capitalisés). Le Distributeur retient une

1 réserve pour imprévus de 10 % pour couvrir à la fois les éléments de risque et les
2 imprévus.

7. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

7.1. Paramètres du projet

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

5 **TABLEAU 5**
6 **PARAMÈTRES DU PROJET**

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	5,740 %	D-2012-024
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	30 ans sauf travaux civils 40 ans.	Répertoire des immobilisations Hydro-Québec
Méthode d'amortissement	Linéaire sur la durée d'utilité des actifs	D-2010-020

7

7.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

8 L'impact financier du projet tient compte de l'ensemble des charges d'exploitation
9 associées, soit l'amortissement des actifs, le coût du capital, la taxe sur les services
10 publics ainsi que la radiation d'actifs.

1 Le tableau 6 présente un sommaire de l'impact sur le revenu requis du Distributeur. En
2 2016, première année complète après la mise en service du projet, l'augmentation des
3 revenus requis est d'un peu plus de 1,7 M\$. L'impact évolue au fil des ans et atteint un
4 maximum de près de 2,4 M\$ en 2055, dernière année d'analyse du projet.

5 **TABLEAU 6**
6 **IMPACT SUR LES REVENUS ANNUELS REQUIS (EN K\$ COURANTS)**

	2012	2013	2014	2015	2016	2025	2035	2045	2055
Charges	31	32	32	34	70	167	943	247	1 401
Amortissement	0	1	153	374	580	580	580	449	449
Taxe sur les services publics	0	0	25	64	96	68	36	31	48
Frais financiers	0	1	158	404	605	422	219	191	302
Dépenses totales	31	35	368	876	1 352	1 236	1 777	917	2 200
Bénéfice net	-31	-35	-368	-876	-1 352	-1 236	-1 777	-917	-2 200
Rémunération de l'avoire de l'actionnaire	0	1	100	256	384	267	138	121	191
Revenus requis	31	36	469	1 132	1 736	1 504	1 915	1 038	2 391

7
8 Les impacts pour chacune des années de la période d'analyse sont présentés à
9 l'annexe 2.

8. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

10 Le projet a pour objectif de résoudre l'enjeu lié à la vétusté du poste de Port-Daniel
11 69-25 kV et de la ligne qui l'alimente. En transférant la charge sur les postes Micmac et
12 de Paspébiac, tous deux alimentés par les lignes à 230 kV de la région, l'indice de
13 continuité relié au transport sera amélioré. De plus, l'ajout d'équipements automatisés
14 permettra de réduire la durée des pannes sur le réseau de distribution. La non-
15 réalisation du projet entraînerait une dégradation de la qualité de service des clients
16 touchés et pourrait les exposer à des pannes prolongées advenant des bris majeurs
17 d'équipements.

9. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

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

- 1 annuel fera état des coûts réels des travaux de distribution selon la présentation du
- 2 tableau 3 du présent document et fournira une explication des éventuels écarts majeurs
- 3 entre les coûts réels et les coûts projetés, de même qu'un suivi de l'échéancier des
- 4 travaux de 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
PARAMÈTRES DU PROJET
ET
ANALYSE FINANCIÈRE**

TABLEAU A2-1 : PARAMÈTRES DU PROJET

	HQD (D-2012-024)	HQT (D-2012-059)
Structure de capital		
Dette	65%	70%
Capitaux propres	35%	30%
Coût de long terme		
Dette	5,401%	5,401%
Capitaux propres	6,369%	6,391%
Autres		
Taux d'actualisation	5,740%	5,698%
Taux des frais de garantie	0,50%	0,50%
Taux de taxe sur les services publics	0,550%	0,550%
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser	6,799%	6,838%

**TABLEAU A2-2
ANALYSE FINANCIÈRE (EN k\$ COURANTS)**

	TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Charges	15 913	31	32	32	34	70	71	73	613	75	78	79	743	163	167	169	805	176	180	183	871	191	195
Amortissement	23 072	0	1	153	374	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580
Taxe sur les services publics	2 280	0	0	25	64	96	93	90	87	84	80	77	74	71	68	64	61	58	55	52	48	45	42
Frais financiers	14 185	0	1	158	404	605	585	565	544	524	504	483	463	443	422	402	381	361	341	320	300	280	259
Dépenses totales	55 450	31	35	368	876	1 352	1 329	1 308	1 824	1 263	1 241	1 219	1 860	1 256	1 236	1 216	1 827	1 175	1 156	1 135	1 799	1 096	1 076
Bénéfice net	-55 450	-31	-35	-368	-876	-1 352	-1 329	-1 308	-1 824	-1 263	-1 241	-1 219	-1 860	-1 256	-1 236	-1 216	-1 827	-1 175	-1 156	-1 135	-1 799	-1 096	-1 076
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	8 983	0	1	100	256	384	371	358	345	332	319	306	293	280	267	255	242	229	216	203	190	177	164
Revenus requis	64 433	31	36	469	1 132	1 736	1 700	1 666	2 169	1 595	1 561	1 525	2 153	1 536	1 504	1 470	2 069	1 404	1 372	1 338	1 989	1 273	1 240

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Charges	198	943	206	211	214	1 020	224	228	233	1 104	242	247	252	1 195	262	267	273	1 293	283	289	295	1 401
Amortissement	580	580	605	605	605	605	641	697	697	696	574	449	445	445	476	476	476	476	510	510	510	449
Taxe sur les services publics	39	36	37	33	30	27	29	35	31	27	28	31	61	59	62	59	56	54	57	54	51	48
Frais financiers	239	219	224	203	181	160	177	213	188	164	172	191	385	369	386	370	353	336	355	337	319	302
Dépenses totales	1 056	1 777	1 071	1 051	1 030	1 811	1 071	1 173	1 149	1 992	1 015	917	1 143	2 068	1 186	1 172	1 158	2 159	1 205	1 190	1 175	2 200
Bénéfice net	-1 056	-1 777	-1 071	-1 051	-1 030	-1 811	-1 071	-1 173	-1 149	-1 992	-1 015	-917	-1 143	-2 068	-1 186	-1 172	-1 158	-2 159	-1 205	-1 190	-1 175	-2 200
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	151	138	141	128	115	101	112	134	119	103	108	121	244	234	245	234	224	213	225	213	202	191
Revenus requis	1 207	1 915	1 213	1 179	1 145	1 912	1 183	1 307	1 268	2 095	1 124	1 038	1 387	2 302	1 431	1 406	1 382	2 372	1 429	1 403	1 377	2 391