

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2015-051

R-3918-2015

23 avril 2015

PRÉSENTE :

Lise Duquette
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

*Demande du Transporteur et du Distributeur relative au
poste Saint-Patrick*

1. DEMANDE

[1] Le 8 janvier 2015, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) (collectivement, les Demandeurs) déposent auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande conjointe (la Demande) en vertu des articles 31 (5^o) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) en vue d'obtenir l'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs dans le cadre d'un projet conjoint relatif au nouveau poste Saint-Patrick (le Projet).

[2] Le projet du Transporteur vise à répondre aux enjeux reliés à la pérennité des postes Atwater 120-25/12 kV et Hadley 120-12 kV, de même qu'à la croissance de la charge dans le secteur qu'ils desservent, à court et à long termes. Il s'inscrit dans les catégories d'investissement « Maintien des actifs » et « Croissance des besoins de la clientèle ».

[3] Au coût total de 129,3 M\$, ce projet du Transporteur consiste principalement à construire le nouveau poste Saint-Patrick à 315-25 kV ainsi qu'une courte dérivation à 315 kV pour son raccordement au réseau, à ajouter un disjoncteur à 315 kV au poste Atwater et à réaliser le démantèlement de la section à 120-12 kV du poste Atwater.

[4] Le projet du Distributeur, au coût total de 20,8 M\$, consiste à préparer l'ensemble des composantes du réseau de distribution pour supporter une tension de 25 kV et à convertir et raccorder les charges des clients au nouveau poste Saint-Patrick.

[5] Le Transporteur dépose, sous pli confidentiel, le schéma unifilaire et les schémas de liaison relatifs au poste Saint-Patrick (les Documents)². Une affirmation solennelle est également déposée au soutien de la demande de traitement confidentiel des Documents. Le Transporteur demande à la Régie de reconnaître le caractère confidentiel des renseignements qu'ils contiennent et de rendre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la Loi afin d'en interdire la divulgation, la publication et la diffusion.

¹ RLRQ, c. R-6.01.

² Pièce B-0007, annexe 1.

[6] Le 21 janvier 2015, la Régie informe les personnes intéressées, par un avis diffusé sur son site internet, qu'elle compte procéder à l'étude de cette demande sur dossier. Elle fixe au 6 mars 2015 la date limite pour le dépôt d'observations écrites et permet aux Demandeurs d'y répondre au plus tard le 13 mars 2015.

[7] Le 22 janvier 2015, la Régie reçoit la confirmation des Demandeurs à l'effet que l'avis de la Régie a été publié sur leur site internet respectif.

[8] Le 10 février 2015, la Régie transmet une demande de renseignements (DDR) au Distributeur. Le 11 février 2015, elle transmet également une DDR au Transporteur, dont une partie est sous pli confidentiel. Les Demandeurs répondent à ces demandes le 20 février 2015.

[9] Le 6 mars 2015, la Régie transmet au Transporteur une deuxième DDR, à laquelle ce dernier répond le 13 mars 2015. N'ayant reçu aucune observation, la Régie entame alors son délibéré.

[10] La présente décision porte sur le Projet et sur la demande de traitement confidentiel du Transporteur.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[11] Les Demandeurs présentent cette Demande en vertu des articles 31 (5^o) et 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*³ (le Règlement).

[12] Le Règlement stipule que les Demandeurs doivent obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$ pour le Transporteur et à 10 M\$ pour le Distributeur. Le Règlement prescrit les renseignements qui doivent accompagner une telle demande.

³ RLRQ, c. R-6.01, r. 2.

3. DESCRIPTION DE LA DEMANDE

3.1 MISE EN CONTEXTE, JUSTIFICATION ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[13] Le poste Atwater, situé dans l'arrondissement de Verdun, à Montréal, dessert environ 37 000 clients, dont l'usine de filtration Atwater de la Ville de Montréal, le nouveau Centre universitaire de santé McGill et la station de métro Lionel-Groulx. Il s'agit d'un poste alimenté à des tensions de 120 kV et de 315 kV, qui comprend trois sections : une première à 315-120 kV, une seconde à 120-25 kV et une dernière à 120-12 kV.

[14] Le Transporteur mentionne que la vétusté du poste Atwater implique des investissements importants en pérennité. La section à 120-12 kV a été mise en service en 1957 et la majorité des équipements à 12 kV ont dépassé leur durée d'utilité. De plus, la section extérieure à 120-25 kV, mise en service en 1983 et montée sur des structures en bois, montre des signes de détérioration, en raison, notamment, de son exposition aux brouillards salés des autoroutes 15 et 20, qui affectent les parties métalliques des équipements qui la composent et en accélèrent la corrosion. Ainsi, les sectionneurs de cette section sont difficiles à manœuvrer et plusieurs disjoncteurs à 25 kV présentent une détérioration importante par la rouille. Enfin, les portiques en bois, de même qu'un des deux transformateurs de puissance à 120-25 kV, qui est en moins bon état en ce qui a trait aux indicateurs d'état liés aux fuites d'huile et aux accessoires⁴, atteindront la fin de leur durée d'utilité d'ici 2020.

[15] Le Transporteur ajoute que la section à 120-12 kV du poste Hadley a été mise en service en 1955. Tous les transformateurs à 120-12 kV qui la composent ont dépassé leur durée d'utilité qui est d'environ 40 ans. Il en est de même de la majorité des disjoncteurs à 12 kV, dont la durée d'utilité est d'environ 30 ans. Le Transporteur signale également que la ligne à 120 kV Aqueduc-Hadley atteindra sa durée d'utilité vers 2027.

[16] Sur le plan de la pérennité, le Transporteur s'appuie sur la grille d'analyse du risque des équipements, qui lui permet de déterminer les équipements devant faire l'objet d'interventions, selon la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs. À cet égard, alors que l'objectif principal commun du Transporteur et du Distributeur est de répondre aux

⁴ Pièce B-0004, p. 10 et pièce B-0022, p. 4 et 5.

enjeux reliés à la pérennité du poste Atwater et du réseau de distribution à 12 kV, le projet du Transporteur, dans le cadre de sa planification intégrée, inclut aussi les besoins de pérennité du poste Hadley.

[17] Outre les besoins en pérennité des postes Atwater et Hadley, le Transporteur soutient que les besoins en croissance représentent un autre élément constitutif du Projet, étant donné que les transferts de charge, efficaces jusqu'à présent pour retarder les investissements, sont sur le point d'atteindre leur limite. En effet, le poste Atwater a atteint sa capacité maximale et la capacité limite de transformation (CLT) de sa section à 120-25 kV, d'environ 193 MVA, sera dépassée vers 2026. Il en est de même de la CLT de la section à 120-25 kV du poste Hadley, qui est d'environ 64 MVA, avec une faible marge de 5 MVA.

[18] Par ailleurs, le Transporteur rappelle les constats mis en évidence dans le *Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal* (le Plan) déposé sous pli confidentiel dans une demande antérieure⁵.

[19] Premièrement, les besoins en termes de pérennité dans les installations de l'île de Montréal ont trait en priorité aux postes à 120-12 kV, tels les postes Atwater et Hadley. Une part importante des équipements de ces postes est vétuste et des investissements majeurs sont à prévoir à court et à moyen termes afin d'assurer leur pérennité.

[20] Deuxièmement, la majorité des postes satellites de l'île de Montréal, qui seront en dépassement de capacité à court ou moyen terme, alimentent leur clientèle à une tension de 25 kV.

[21] Le Transporteur précise également que ce Plan vise le développement de l'architecture du réseau à 315-25 kV, en implantant de nouveaux postes satellites à 315-25 kV en remplacement des postes à 120-12 kV. Parallèlement au développement de cette architecture, le Distributeur s'est donné pour objectif de convertir progressivement à 25 kV ses charges actuellement alimentées à 12 kV. Il prévoit compléter la conversion de la moitié de la charge à 12 kV dans une quinzaine d'années.

⁵ Dossier R-3750-2010, pièce HQDT-1, document 2.

[22] Le Transporteur précise que le Projet constitue la sixième étape de déploiement du Plan. Il s'intègre à la nouvelle architecture de réseau mise en place sur l'île de Montréal depuis la reconstruction du poste Bélanger⁶, l'ouverture du réseau de transport à 315 kV dans le corridor Québec-Montréal⁷ et la construction des nouveaux postes Henri-Bourassa⁸, Fleury⁹ et De Lorimier¹⁰.

[23] Dans ce contexte, le Transporteur juge qu'il est souhaitable et avantageux d'opter pour une approche globale ayant fait l'objet d'une planification intégrée avec le Distributeur. Il est d'avis que le remplacement de la section à 120-12 kV du poste Atwater par un nouveau poste à 315-25 kV, ayant une grande capacité d'expansion, est requis afin d'assurer l'alimentation de la charge croissante à moyen et à long termes. De plus, l'architecture qu'il propose serait mieux adaptée aux réalités urbaines actuelles et futures de l'île de Montréal, entre autres en matière de densité de charge et de contraintes d'espace.

[24] Pour le Transporteur, la construction d'un nouveau poste à 315-25 kV et la conversion des charges de 12 kV à 25 kV permettront d'éliminer les sections à 120-12 kV du poste Atwater, puis la section extérieure à 120-25 kV et, à long terme, le besoin d'effectuer les travaux en pérennité au poste Hadley à 120-12 kV, évitant ainsi les investissements nécessaires pour assurer la pérennité de ces installations. De plus, ce nouveau poste permettra de répondre aux besoins de croissance de la charge à long terme dans la zone d'étude.

[25] Pour le Distributeur, le changement de tension permettra de désencombrer les canalisations souterraines existantes et de diminuer les pertes électriques sur le réseau de distribution de l'île de Montréal. La construction du nouveau poste permettra également au Distributeur de limiter les travaux de relocalisation de ces canalisations, réduisant donc les coûts. Enfin, en assurant le maintien de ses actifs, les travaux du Transporteur auront un impact positif sur la fiabilité du réseau de transport et, par le fait même, sur la continuité du service offert aux clients du Distributeur.

⁶ Pièce B-0004, p. 10 et pièce B-0022, p. 4 et 5.

⁷ Dossier R-3760-2011.

⁸ Dossier R-3779-2011.

⁹ Dossier R-3858-2013.

¹⁰ Dossier R-3865-2013.

3.2 SOLUTIONS ENVISAGÉES

[26] Après avoir examiné diverses solutions pour corriger la vétusté du poste Atwater actuel, et en tenant compte des besoins de croissance du secteur, les Demandeurs ont évalué et comparé trois solutions permettant de répondre aux besoins de pérennité des postes Atwater et Hadley :

- Solution 1 : construction d'un poste à 315-25 kV (site Saint-Patrick);
- Solution 2 : construction d'un poste à 315-25 kV (site Atwater);
- Solution 3 : construction d'un poste à 120-25 kV (site Atwater).

[27] Les Demandeurs soulignent que la section intérieure à 120-25 kV du poste Atwater demeure dans les trois solutions. De même, les travaux du Distributeur, visant essentiellement à préparer l'ensemble des composantes de son réseau pour supporter une tension de 25 kV et à transférer les charges de la section à 120-12 kV au nouveau poste, sont comparables.

[28] La solution 1 consiste à construire le nouveau poste Saint-Patrick à 315-25 kV sur un terrain vacant situé à proximité du poste Atwater, au centre de la zone de charge actuelle et de l'architecture à 315 kV. Elle nécessite l'acquisition de ce terrain, voisin des voies ferrées du CN et des autoroutes 15 et 20. Ce nouveau poste sera de type extérieur pour la section à 315 kV et de type intérieur, sous enveloppe métallique, pour la section à 25 kV.

[29] Cette solution inclut la construction de la ligne d'alimentation à 315 kV du nouveau poste, composée d'un tronçon aérien et d'un tronçon souterrain, en dérivation des circuits à 315 kV Aqueduc-Atwater et Atwater-Viger, situés à quelque 400 mètres du nouveau site. Elle comprend également l'ajout d'un disjoncteur à 315 kV au poste Atwater, en amont du transformateur à 315-120 kV, le remplacement des protections de ligne à 315 kV aux postes Viger et de l'Aqueduc, ainsi que le démantèlement de la section à 120-12 kV du poste Atwater.

[30] Lors de la mise en service prévue en 2019, le nouveau poste sera constitué, à l'étape initiale, de deux transformateurs de puissance de 140 MVA. Il offrira une CLT initiale de 190 MVA et, à l'ultime, d'environ 540 MVA. L'ajout du troisième transformateur de puissance à 315-25 kV est prévu en 2025 et permettra de répondre aux

besoins de pérennité du poste Atwater à 120-25 kV et du poste Hadley à 120-12 kV. Dans ce dernier cas, 50 MVA de charge seront transférés vers le nouveau poste.

[31] Cette solution offre l'avantage de réduire le nombre d'équipements requis par rapport à un poste à 120-25 kV. Après la mise en service du poste Saint-Patrick en 2019, le Transporteur prévoit démanteler la section à 12 kV ainsi que les transformateurs à 120-12 kV au poste Atwater en 2023, une fois que les transferts de charge auront été complétés par le Distributeur.

[32] La solution 2 consiste également à construire un poste à 315-25 kV, avec deux transformateurs de 140 MVA à l'étape initiale, comme pour la solution 1, mais sur le site actuel du poste Atwater. De ce fait, les CLT initiales et à l'ultime, pour la solution 2, seraient identiques à celles de la solution 1. Compte tenu des particularités de ce site, la section à 315 kV serait à isolation gazeuse, contrairement à la solution 1.

[33] Les Demandeurs soulignent que cette solution présente des enjeux importants en matière d'implantation, car l'espace disponible est très exigü et localisé dans un milieu fortement urbanisé. De plus, elle comporte des contraintes techniques importantes et induit des délais de préparation du terrain avant la construction de la nouvelle section à 315-25 kV, laquelle serait localisée près des habitations.

[34] Pour les Demandeurs, il s'agit de la solution la plus coûteuse et la plus risquée, tant en ce qui a trait au respect de la date de mise en service qu'au coût d'implantation.

[35] La solution 3 consiste à construire, sur le site du poste Atwater, une nouvelle section à 120-25 kV équipée graduellement de six transformateurs de puissance de 47 MVA, pour une CLT de 310 MVA. Cette nouvelle section, combinée à la section intérieure actuelle constituée de deux transformateurs de 47 MVA, confèrerait au nouveau poste une CLT totale de 374 MVA, plus faible que celle des solutions 1 et 2.

[36] L'implantation de la nouvelle section à 120-25 kV serait réalisée par étapes, en y transférant graduellement la transformation des sections à 120-12 kV et à 120-25 kV vétustes du poste Atwater, au fur et à mesure de leur élimination. Le Transporteur mentionne que la majorité des transformateurs actuels seraient réutilisés. Ces étapes de projet, échelonnées de 2018 à 2026, seraient entrecoupées de conversions et de transferts de charge qui pourraient augmenter les risques reliés à un dépassement de coûts et au report de la mise en service du projet.

[37] Cette solution nécessiterait aussi de reconstruire la ligne à 120 kV Aqueduc-Hadley vers 2027, d'ajouter un nouveau transformateur à 315-120 kV au poste de l'Aqueduc vers 2030 et de construire un nouveau poste à 120-25 kV vers 2033 pour pallier le dépassement de la capacité du nouveau poste Atwater à 120-25 kV.

[38] La solution 3 comporte des coûts globaux actualisés comparables à ceux de la solution 2. Cependant, elle engendre les pertes électriques les plus élevées.

[39] Pour toutes ces raisons, les Demandeurs sont d'avis que les solutions 2 et 3 doivent être rejetées au profit de la solution 1.

[40] Le tableau 1 présente la comparaison économique des trois solutions envisagées.

TABLEAU 1
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS
(M\$ ACTUALISÉS 2014)

	Solution 1 Construction d'un poste à 315-25 kV (site Saint-Patrick)	Solution 2 Construction d'un poste à 315-25 kV (site Atwater)	Solution 3 Construction d'un poste à 120-25 kV (site Atwater)
HQT			
Investissements	100,8	132,6	77,6
Réinvestissements	16,7	18,9	72,6
Valeurs résiduelles	(6,0)	(7,9)	(20,8)
Charges d'exploitation	-	-	-
Taxes	7,5	9,6	9,1
Pertes électriques	-	-	11,9
Coûts globaux actualisés HQT	119,0	153,2	150,4
HQD			
Investissements	15,0	13,1	13,1
Réinvestissements	3,8	3,2	3,2
Valeurs résiduelles	(2,8)	(2,4)	(2,4)
Charges d'exploitation	-	-	-
Taxes	0,9	0,8	0,8
Coûts globaux actualisés HQD	16,9	14,7	14,7
Coûts globaux actualisés totaux	135,9	167,9	165,1

Source : pièce B-0004, tableau 3, p. 17.

[41] Les résultats de l'analyse économique réalisée par les Demandeurs démontrent que les coûts globaux actualisés de la solution 1 sont inférieurs à ceux des deux autres solutions.

3.3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

3.3.1 PROJET DU TRANSPORTEUR

[42] Le coût total du projet du Transporteur s'élève à 129,3 M\$, incluant 1,3 M\$ pour des installations de télécommunication. Le tableau 2 précise la répartition des coûts des travaux d'avant-projet et de projet, par élément :

TABLEAU 2
PROJET DU TRANSPORTEUR -
COÛTS DES TRAVAUX AVANT-PROJET ET PROJET PAR ÉLÉMENT
(K\$ DE RÉALISATION)

	Total Lignes	Total Postes	Total Transport (lignes et postes)	Télécommunication	Total lignes, postes et télécomm.
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	532,8	1 386,8	1 919,6	91,6	2 011,2
Autres coûts	14,4	4,1	18,5	-	18,5
Frais financiers	32,8	71,5	104,3	6,4	110,7
Sous-total	580,0	1 462,4	2 042,4	98,0	2 140,4
Coûts du projet					
Ingénierie interne	490,2	2 589,4	3 079,6	101,9	3 181,5
Ingénierie externe	135,7	4 715,2	4 850,9	140,0	4 990,9
Client	383,1	10 949,2	11 332,3	119,2	11 451,5
Approvisionnement	2 608,6	25 300,9	27 909,5	198,5	28 108,0
Construction	3 582,7	40 144,5	43 727,2	243,8	43 971,0
Gérance interne	668,1	6 504,9	7 173,0	155,2	7 328,2
Gérance externe	179,1	1 927,3	2 106,4	-	2 106,4
Provision	1 150,3	7 577,1	8 727,4	105,6	8 833,0
Autres coûts	178,5	1 673,3	1 851,8	-	1 851,8
Frais financiers	785,7	14 391,7	15 177,4	110,0	15 287,4
Sous-total	10 162,0	115 773,5	125 935,5	1 174,2	127 109,7
TOTAL	10 742,0	117 235,9	127 977,9	1 272,2	129 250,1

Source : pièce B-0006, tableau 2, p. 12.

[43] Le Transporteur inclut une provision s'élevant à 8,7 M\$, soit 6,8 % du coût de son projet. Cette provision s'élève à 7,9 % en retranchant les autres coûts et les frais financiers.

Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

[44] Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « Maintien des actifs » et « Croissance des besoins de la clientèle ».

[45] Le Transporteur considère, tout d'abord, les besoins en maintien des actifs pour estimer les coûts de cette catégorie, qui correspondent, dans le cadre du présent projet, à la valeur de remplacement de la section à 120-12 kV pour le maintien du service existant selon les dernières normes en vigueur. En effet, la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs identifie un nombre suffisamment important d'équipements pour considérer le remplacement complet de cette section.

[46] Les coûts en maintien des actifs sont basés sur les coûts de construction d'un nouveau poste à 120-25 kV équipé de six transformateurs de puissance. Ces coûts sont évalués à 99 M\$. Les coûts en croissance des besoins de la clientèle sont évalués par différence, en déduisant du coût total du projet les coûts en maintien des actifs.

[47] Tenant compte des montants estimés à 99 M\$ en maintien des actifs et à 30,3 M\$ en croissance des besoins de la clientèle, les équipements et composants majeurs du projet ont, par la suite, été associés à ces deux catégories.

[48] Ainsi, les coûts de la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » sont de l'ordre de 95,0 M\$, soit 73,5 % du coût total du Projet du Transporteur de 129,3 M\$. Les investissements de cette catégorie incluent les coûts relatifs au nouveau poste Saint-Patrick sans le bâtiment, au remplacement des protections aux postes Viger et de l'Aqueduc, à l'ajout des disjoncteurs et protections à 315 kV au poste Atwater et au démantèlement de la section à 12 kV de ce dernier. Les coûts associés à la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » sont de l'ordre de 34,2 M\$, soit 26,5 % du coût total du Projet du Transporteur de 129,3 M\$. Ces investissements incluent les coûts relatifs à la ligne à 315 kV, au bâtiment du nouveau poste et aux télécommunications.

3.3.2 PROJET DU DISTRIBUTEUR

[49] Le coût total du projet du Distributeur s'élève à 20,8 M\$. Le tableau 3 précise la répartition des coûts des travaux, par élément, pour l'ensemble des investissements, de 2014 à 2022 inclusivement.

TABLEAU 3
PROJET DU DISTRIBUTEUR - COÛTS DES TRAVAUX
(K\$ COURANTS)

Prévisions annuelles des investissements	Total
Ingénierie	2 320
Travaux civils	-
Travaux électriques aériens	2 740
Travaux électriques souterrains	12 509
Compensations clients	516
Sous-total	18 085
Réserve pour imprévus (10 %)	1 809
Frais d'emprunt capitalisés (7,135 %)	931
TOTAL	20 825

Source : pièce B-0009, tableau 2, p. 9.

[50] Les coûts d'investissement les plus importants du projet du Distributeur sont reliés aux travaux électriques souterrains (60 %), aux travaux électriques aériens (13 %) et aux travaux d'ingénierie (11 %). Le Distributeur utilise un taux de réserve pour imprévus de 10 % appliqué au coût des travaux, excluant les frais financiers à capitaliser. La réserve pour imprévus et les frais d'emprunts à capitaliser représentent respectivement 9 % et 4 % des coûts totaux.

[51] Les Demandeurs indiquent que le coût total de leur projet respectif ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé. S'il devait y avoir dépassement, le Transporteur devra obtenir une nouvelle autorisation du Conseil d'administration d'Hydro-Québec et le Distributeur devra également en obtenir une du président-directeur général d'Hydro-Québec. Les Demandeurs prévoient également en informer la Régie en temps opportun. Ils assureront un suivi étroit des coûts de leur projet respectif.

3.4 IMPACT TARIFAIRE DU PROJET

3.4.1 PROJET DU TRANSPORTEUR

[52] Le Transporteur prévoit débiter les travaux afférents à son projet en février 2016, en vue d'une mise en service pour mars 2019. Les travaux de démantèlement sont prévus être complétés pour octobre 2023.

[53] Le Transporteur indique que les investissements dans la catégorie « Maintien des actifs » sont de l'ordre de 95,1 M\$. Les investissements de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » sont de l'ordre de 34,2 M\$. Ils donnent lieu à une contribution estimée du Distributeur de l'ordre de 28,7 M\$. Cette contribution correspond à l'excédent du montant maximal que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau, estimé en tenant compte de l'allocation maximale de 598 \$/kW et des besoins de croissance estimés à 9,3 MW. Le montant final de la contribution sera déterminé conformément aux modalités de l'Appendice J, section C des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Les Tarifs) en vigueur.

[54] L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du projet du Transporteur prend en compte les coûts du projet de ce dernier, nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi que les besoins de croissance de la charge locale.

[55] L'impact annuel moyen du projet du Transporteur sur les revenus requis est de 7,8 M\$ sur une période de 20 ans et de 5,5 M\$ sur une période de 40 ans, soit un impact à la marge de 0,2 % sur les mêmes périodes par rapport aux revenus requis de l'année 2014 approuvés par la Régie.

3.4.2 PROJET DU DISTRIBUTEUR

[56] Du côté du Distributeur, les travaux de préparation du réseau à la tension de 25 kV débiteront 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. En effet, un délai d'environ

quatre ans suivant la mise en service du poste Saint-Patrick à 315-25 kV sera requis par le Distributeur afin de transférer les clients alimentés à 12 kV sur le réseau à 25 kV.

[57] Pour établir l'impact tarifaire de ses investissements dans le Projet, le Distributeur prend en considération les coûts de son projet, soit les coûts associés à l'amortissement des actifs, au coût du capital, à la taxe sur les services publics, de même que la réduction des pertes électriques.

[58] Le Distributeur précise que ces coûts incluent une contribution estimée de 33,0 M\$ à verser au Transporteur en 2019 pour l'ajout d'un poste au réseau de transport, conformément à l'appendice J des Tarifs. Cette contribution est composée d'un montant de 28,7 M\$ pour les investissements et d'un montant de 4,3 M\$ pour les charges d'exploitation et d'entretien du Transporteur. Elle sera versée dans un compte de frais reportés amorti sur la durée d'utilité du poste, soit 40 ans.

[59] L'impact maximal de ces investissements sur les revenus requis du Distributeur est évalué à 4,4 M\$ à l'horizon 2023. Cet impact ne tient pas compte des revenus générés par la croissance de la clientèle.

3.5 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[60] Le projet du Transporteur devra obtenir, en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*¹¹, un certificat d'autorisation délivré par le gouvernement du Québec. Il devra également faire l'objet de deux résolutions d'avis de conformité des autorités municipales en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*¹². Aucune autorisation fédérale n'est requise pour la réalisation du projet du Transporteur.

[61] Le Transporteur note que d'autres autorisations de nature sectorielle pourraient se révéler requises au fil de l'avancement du Projet, de même que diverses attestations ou certificats.

¹¹ RLRQ, c. Q-2.

¹² RLRQ, c. A-19.1, art. 149 et suivant.

[62] Pour le Distributeur, aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois pour son projet.

3.6 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE

[63] Selon le Transporteur, la construction d'une nouvelle source à 315-25 kV répondra au besoin de pérennité des postes Atwater et Hadley et améliorera la fiabilité du réseau de transport en réduisant le nombre important d'équipements, tout en offrant une capacité de transformation additionnelle. Conséquemment, l'exploitation et l'entretien en seront facilités.

[64] Par ailleurs, en assurant la capacité des actifs du Transporteur à absorber la croissance prévue de la charge, la construction du nouveau poste Saint-Patrick à 315-25 kV aura un impact positif sur la fiabilité du réseau de transport et la continuité de service aux clients. Cet impact positif sur la fiabilité du réseau de transport se répercutera sur la fiabilité du réseau de distribution.

[65] Enfin, la conversion et l'uniformisation à 25 kV du réseau de distribution permettront, à terme, des transferts de charge entre le poste Saint-Patrick et les postes avoisinants, amenant une plus grande flexibilité dans les opérations du Distributeur.

4. CONCLUSION

4.1 LE PROJET

[66] À la suite de l'examen de la preuve présentée par les Demandeurs, la Régie considère que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec.

[67] L'analyse du Projet montre que cet investissement est nécessaire afin de répondre aux enjeux de pérennité des équipements du réseau du Transporteur et de croissance de la charge locale dans le secteur desservi par le poste Atwater et les postes avoisinants. Le

Projet est une étape de plus dans la mise en place du Plan visant, entre autres, pour le Transporteur, à doter l'île de Montréal d'une architecture à 315-25 kV et, pour le Distributeur, à éliminer graduellement la desserte à 12 kV.

[68] L'analyse démontre aussi que les travaux prévus par le Distributeur sont requis pour normaliser l'architecture du réseau de distribution à 25 kV et alimenter les clients à partir du nouveau poste. De plus, la Régie retient qu'en plus de faciliter les transferts de charge et de simplifier les interventions de maintenance, cette normalisation permettra de réduire les pertes électriques sur le réseau de distribution. Le Distributeur évalue le coût de ces pertes à plus de 7 M\$ par année, uniquement pour le réseau de distribution alimentant l'île de Montréal.

[69] En conséquence, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'autoriser la réalisation du Projet. Les Demandeurs ne pourront apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature, les coûts ou la rentabilité.

[70] Par ailleurs, la Régie note que les Demandeurs s'engagent à l'informer en temps opportun si le coût total dépassait le montant autorisé de plus de 15 %.

[71] La Régie rappelle aux Demandeurs les conclusions de la décision D-2014-035¹³ quant au dépassement de coûts et à la modification de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi. **À ces fins, elle demande aux Demandeurs de dénoncer, dans le cadre de leur suivi administratif du Projet, tout dépassement des coûts de leur projet respectif autorisé de plus de 15 %, tant pour le Transporteur que le Distributeur.**

[72] La Régie demande également aux Demandeurs de réitérer cette dénonciation lors de la première demande d'inclusion de leurs actifs respectifs à leurs bases de tarification subséquentes à la date de dénonciation effectuée lors d'un suivi administratif, que la mise en exploitation correspondante soit partielle ou totale. Les dépassements de coûts, réels ou anticipés, devront être décrits et explicités.

¹³ Dossier R-3823-2012.

4.2 CONFIDENTIALITÉ DES DOCUMENTS

[73] Le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus dans les Documents, sans restriction quant à sa durée.

[74] Au soutien de cette demande, il dépose une affirmation solennelle de M. Stéphane Talbot, chef Planification des réseaux régionaux chez le Transporteur, qui mentionne que les Documents contiennent des renseignements d'ordre stratégique relatifs aux installations du Transporteur et que leur divulgation publique faciliterait la localisation de ces installations, permettrait d'identifier leurs caractéristiques et pourrait ainsi compromettre la sécurité du réseau de transport. Pour cette raison, le caractère confidentiel de ces renseignements doit, selon lui, être reconnu par la Régie.

[75] Le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la Loi et d'interdire toute divulgation des Documents et des renseignements qu'ils contiennent, puisque leur caractère confidentiel, de même que l'intérêt public, le requièrent.

[76] Dans le cadre de l'examen du dossier, des DDR ont porté sur les renseignements contenus dans les Documents, soit les pièces A-0008 et A-0010, et des réponses à ces demandes ont été fournies par le Transporteur aux pièces B-0019 et B-0023. En conséquence, ces pièces doivent être incluses à l'ordonnance de confidentialité recherchée par le Transporteur.

[77] La Régie accueille la demande d'ordonnance du Transporteur visant le traitement confidentiel de l'annexe 1 de la pièce B-0007, ainsi que les pièces A-0008, A-0010, B-0019 et B-0023, sans restriction quant à la durée de ce traitement confidentiel.

[78] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur et le Distributeur à réaliser le projet tel que soumis;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du projet du Transporteur, sous le format et le même niveau de détails que ceux présentés au tableau 2 de la pièce B-0006,
- un suivi de l'échéancier de son projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels ainsi que des échéances;

DEMANDE au Distributeur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du projet du Distributeur, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 2 de la pièce B-0009,
- un suivi de l'échéancier de son projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances;

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel du Transporteur relative à l'annexe 1 de la pièce B-0007, ainsi qu'aux pièces A-0008, A-0010, B-0019 et B-0023, sans restriction quant à la durée du traitement confidentiel;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion de ces pièces, ainsi que des renseignements qu'elles contiennent sans restriction quant à la durée du traitement confidentiel;

ORDONNE aux Demandeurs de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Lise Duquette

Régisseur

Représentants :

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité représentée par Me Simon Turmel;

Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité représentée par Me Nicolas Turcotte.