

**Demande relative au remplacement d'équipements
et de systèmes d'automatismes
au poste de Châteauguay**

Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Contexte	6
3	Objectifs	8
4	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs.....	9
4.1	Description des travaux	9
4.2	Justification du Projet en relation avec les objectifs.....	10
5	Solution appliquée dans le cadre du Projet	12
6	Coûts associés au Projet	13
6.1	Sommaire des coûts	13
6.2	Suivi des coûts du Projet	15
7	Impact tarifaire	15
8	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	16
9	Conclusion	17

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre la demande du Transporteur et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Calendrier de réalisation	12
Tableau 3	Coûts des travaux avant-projet et projet (en milliers de dollars de réalisation).....	13
Tableau 4	Taux d'inflation spécifiques.....	13

Liste de figure

Figure 1	Poste de Châteauguay	8
----------	----------------------------	---

Liste des annexes

Annexe 1	Schémas unifilaires du poste de Châteauguay (pièce déposée sous pli confidentiel)
Annexe 2	Liste des principales normes techniques appliquées au Projet
Annexe 3	Impact tarifaire

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec, dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur »), vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 remplacer des équipements d'appareillage et des systèmes d'automatismes et de réaliser
4 des travaux connexes au poste de Châteauguay (le « Projet »).

5 D'un coût total de 36,8 M\$, ce Projet de la catégorie d'investissement « maintien des actifs »
6 est rendu nécessaire afin d'assurer la pérennité du poste de Châteauguay, principalement
7 dans sa section à 120 kV. Les mises en service sont prévues pour les mois de novembre
8 2019, novembre 2020 et novembre 2021.

9 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
10 respecter l'échéancier des travaux, il doit entreprendre dès à présent certaines activités
11 d'ingénierie. Celles-ci ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités similaires à celles
12 d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

13 Le tableau 1 fait état de la concordance entre la demande du Transporteur, présentée
14 conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « *Loi* »), et les
15 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
16 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « *Règlement* »).

**Tableau 1
Concordance entre la demande du Transporteur et le Règlement**

<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>				Pièce	Section ou annexe
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1	4
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	4
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1 HQT-1, Document 2 HQT-1, Document 2.1	6
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	s. o.	s. o.
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	s. o.	s. o.
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	7 et Annexe 3
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	8
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	s. o.	s. o.
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	Annexe 2
3	1	3 ^o	Le cas échéant, les engagements contractuels et les contributions financières	s. o.	s. o.

2 Contexte

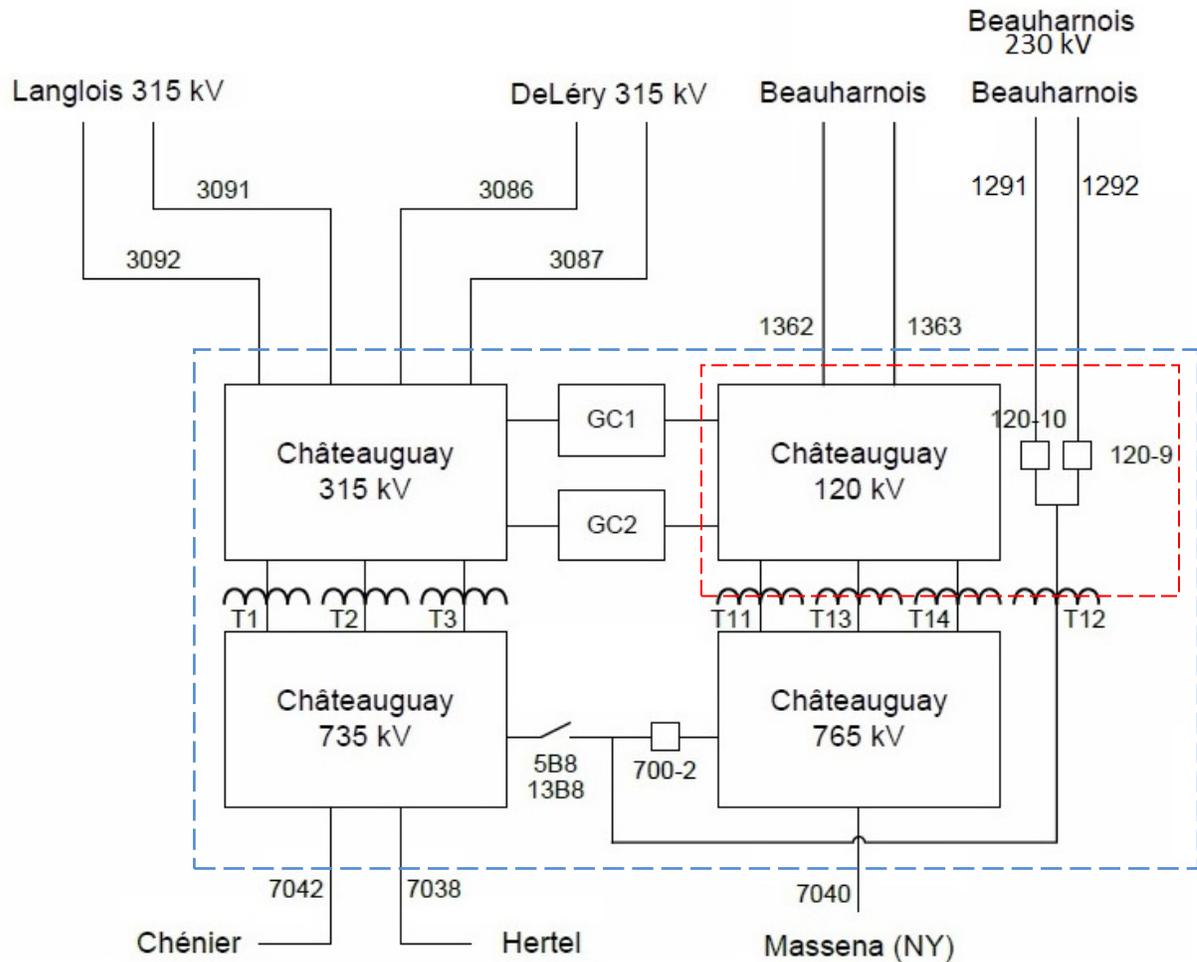
- 1 Le poste de Châteauguay, mis en service en 1979, est une installation stratégique
- 2 essentielle à l'alimentation de la charge en périphérie sud de Montréal. Il intègre également
- 3 des équipements permettant d'assurer les échanges d'énergie entre le réseau du
- 4 Transporteur, la centrale de Beauharnois et l'État de New York.

1 Ce poste, illustré à la figure 1, est caractérisé par quatre paliers de tension, soit les sections
2 à 765 kV, 735 kV, 315 kV et 120 kV à courant alternatif. Le poste comprend également deux
3 convertisseurs à 315-120 kV à courant continu reliés à la section à 120 kV.

4 La section à 120 kV est reliée à la centrale de Beauharnois par quatre lignes à 120 kV
5 (1362, 1363, 1291 et 1292) ainsi qu'à la section à 765 kV, elle-même reliée au poste de
6 Massena, dans l'État de New York, par une ligne à 765 kV (7040). Des lignes relient
7 également la section à 735 kV au poste Hertel (ligne 7038) et au poste Chénier (ligne 7042).

8 La majorité des équipements d'appareillage de la section à 120 kV ainsi que certains
9 équipements des sections à 765 kV et à 735 kV doivent être remplacés car, ayant été mis
10 en service entre 1979 et 1985, ils ont dépassé leur durée de vie utile. De plus, les systèmes
11 d'automatisme de ces équipements sont vétustes (état, maintenabilité, performance) et de
12 technologie obsolète. En outre, le diagnostic du Transporteur révèle que la clôture du poste
13 est en mauvais état et doit être remplacée à court terme.

Figure 1
Poste de Châteauguay



3 Objectifs

- 1 Le Projet vise à assurer la pérennité du poste de Châteauguay par le remplacement de la
- 2 majorité des équipements d'appareillage et des systèmes d'automatismes de la section à
- 3 120 kV. Il vise aussi le remplacement de certains équipements des sections à 765 kV et à
- 4 735 kV ainsi que la réalisation des travaux connexes.

4 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

4.1 Description des travaux

1 Afin d'atteindre les objectifs du Projet, le Transporteur privilégie la réalisation des travaux
2 suivants. La description du Projet présentée dans cette section tient compte des précisions
3 qui découlent de l'avant-projet. À cet égard, le Transporteur souligne qu'il n'a pas mené
4 d'activités d'information ou de consultation dans le cadre du Projet puisque les travaux,
5 entièrement effectués dans le périmètre des postes du Transporteur, ne sont pas
6 susceptibles d'avoir des impacts ou de faire l'objet de préoccupations dans le milieu.

4.1.1 Équipements d'appareillage

- 7 • Remplacement de 15 disjoncteurs à 120 kV ;
- 8 • Démantèlement de 45¹ transformateurs de courant à 120 kV et leur remplacement
9 par des transformateurs de courant intégrés aux disjoncteurs² ;
- 10 • Remplacement de 11 transformateurs de tension à 120 kV ;
- 11 • Remplacement de 9 transformateurs de tension à 735 kV et 765 kV et de
12 3 transformateurs de courant à 765 kV.

4.1.2 Système d'automatismes

- 13 • Remplacement des systèmes de protection des lignes 1362 et 1363 à 120 kV au
14 poste de Châteauguay et au poste de la centrale de Beauharnois ;
- 15 • Remplacement des systèmes de commande de la section à 120 kV du poste de
16 Châteauguay ;
- 17 • Implantation du système de commande ALCID (Automatismes locaux et conduite
18 par intelligence distribuée) à la section à 120 kV ;
- 19 • Remplacement des systèmes de protection de la ligne 7038 à 735 kV au poste de
20 Châteauguay et au poste Hertel et ajout de composantes de commande ALCID au
21 poste Hertel ;
- 22 • Ajout de la télésurveillance des transformateurs à 765-120 kV ;
- 23 • Remplacement de l'automate de surveillance des changeurs de prises des
24 transformateurs à 765-120 kV ;

¹ Trois transformateurs de courant par disjoncteur.

² Voir R-4013-2017, HQT-2, Document 1, section 1.2 – Ajustement de la stratégie simulée pour les transformateurs de mesure.

- 1 • Remplacement de l'automate de vérification de la synchronisation et
2 d'inter-verrouillage du poste ;
- 3 • Remplacement de la station terminale du poste de Châteauguay.

4.1.3 Travaux connexes

- 4 • Remplacement de la clôture périphérique du poste de Châteauguay et de sa mise à
5 la terre ;
- 6 • Mise à niveau de la mise à la terre des équipements de la section à 120 kV.

4.1.4 Travaux en télécommunications

- 7 • Ajout de circuits pour la numérisation des systèmes de télé-protection des lignes à
8 735 kV et à 120 kV entre le poste Châteauguay et les postes Hertel et de la
9 centrale de Beauharnois.

10 Le Transporteur dépose à l'annexe 1, sous pli confidentiel, les schémas unifilaires du poste
11 de Châteauguay.

4.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

12 Le Transporteur rappelle que le Projet vise à assurer la pérennité du poste de Châteauguay.
13 À cet égard, la justification du Projet s'appuie sur la grille d'analyse du risque qui permet au
14 Transporteur de déterminer les équipements devant faire l'objet d'interventions d'après la
15 *Stratégie de gestion de la pérennité des actifs du Transporteur* (la « Stratégie »).

Maintien des actifs – Équipements d'appareillage

17 Les 15 disjoncteurs à 120 kV et leurs 45 transformateurs de courant respectifs ont entre
18 33 et 40 ans, les 20 transformateurs de tension (11 à 120 kV, 9 à 735 kV et 765 kV) ont
19 environ 40 ans alors que les 3 transformateurs de courant à 765 kV ont 31 ans. Tous ces
20 équipements ont dépassé leur durée de vie utile de 30 ans et sont considérés à risque. Le
21 Transporteur souligne que certains équipements, notamment les 15 disjoncteurs à 120 kV
22 et les 3 transformateurs de courant à 765 kV, seront à risque élevé au moment de leur
23 remplacement.

Maintien des actifs – Systèmes d'automatismes

25 L'obsolescence et la vétusté constatées des systèmes de commande et de protection de la
26 section à 120 kV, de même que certains systèmes de protection des lignes à 735 kV et à

1 765 kV, tous de types électromécaniques et statiques, installés il y a plus de 25 ans,
2 nécessitent leur remplacement par des systèmes de technologie numérique.

3 En effet, les systèmes de protection des lignes 1362 et 1363 à 120 kV ainsi que les
4 systèmes de commande et l'ensemble des systèmes de protection des disjoncteurs de la
5 section à 120 kV du poste de Châteauguay sont de technologies électromécaniques et
6 statiques obsolètes qui ont dépassé leur durée de vie utile et sont considérés à risque.
7 Ceux-ci sont remplacés dans le cadre du projet par une technologie numérique. Le
8 remplacement des systèmes de protection des lignes 1362 et 1363 au poste de
9 Châteauguay nécessite le remplacement des systèmes de protection correspondants de
10 ces lignes au poste de la centrale de Beauharnois pour des raisons de compatibilité
11 technique.

12 De même, les systèmes de protection de la ligne 7038 vers le poste Hertel demeurent les
13 derniers systèmes de protection de ligne à 735 kV électromécaniques désuets du poste de
14 Châteauguay et sont considérés à risque. Ils doivent donc être remplacés à court terme. Ce
15 remplacement entraîne le remplacement des unités de protections correspondantes de
16 cette ligne au poste Hertel pour des raisons de compatibilité technique.

17 Finalement, les automates programmables servant à la surveillance des changeurs de
18 prises des transformateurs à 765-120 kV et à la vérification de la synchronisation et
19 d'inter-verrouillage ainsi que la station terminale du poste de Châteauguay sont des
20 systèmes de technologie statique mis en service en 1985 ou avant et ont largement
21 dépassé leur durée de vie établie à environ 20 ans. Ces systèmes présentent un état très
22 préoccupant et doivent être remplacés dans les meilleurs délais.

23 *Maintien des actifs – Travaux Connexes*

24 À la suite des diagnostics d'état et des analyses qui révèlent la vétusté et le mauvais état de
25 la clôture du périmètre du poste (corrosion, soulèvement par le gel, bris à de multiples
26 endroits), le Transporteur doit remplacer entièrement celle-ci dans les meilleurs délais. De
27 plus, il doit mettre à niveau la mise à la terre liée à la clôture à remplacer afin d'éviter des
28 risques et des problèmes de surtension en cas de défaut électrique sur les lignes
29 raccordées au poste de Châteauguay.

30 Les mises à la terre liées aux équipements d'appareillage de la section à 120 kV doivent
31 également être mises à niveau suite à leur remplacement afin d'assurer la sécurité de ces
32 derniers ainsi que du personnel.

33 Par ailleurs, considérant que la section à 120 kV du poste de Châteauguay est requise pour
34 les importations et les exportations transitant par le poste et en raison du rôle important que

1 jouent ses interconnexions, le Transporteur planifie la réalisation des travaux afin de
2 minimiser les risques d'interruption de la section à 120 kV et des convertisseurs à
3 315-120 kV du poste de Châteauguay pour assurer la sécurisation des exportations et de
4 l'alimentation électrique au Québec.

5 Le Transporteur considère que son Projet est réalisable tant sur le plan technique que du
6 point de vue de l'échéancier. L'avant-projet réalisé à ce jour par le Transporteur a permis de
7 confirmer cette faisabilité et de préciser les contraintes inhérentes à son Projet.

8 Le tableau 2 présente le calendrier de réalisation des travaux liés au Projet.

Tableau 2
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Décembre 2016	Janvier 2018
Autorisation de la Régie de l'énergie	Mai 2018	Octobre 2018
Projet	Novembre 2018	Novembre 2021
Mises en service	Novembre 2019	Novembre 2021

9 Le Transporteur dépose à l'annexe 2 la liste des principales normes techniques appliquées
10 au Projet. Aucune autorisation à l'égard de ce dernier n'est exigée en vertu d'autres lois.

5 Solution appliquée dans le cadre du Projet

11 Dans le cadre de son processus de planification du réseau de transport, le Transporteur
12 estime que le remplacement des équipements au poste Châteauguay constitue la seule
13 solution possible des points de vue technique, économique et environnemental, afin
14 d'atteindre les objectifs du Projet.

15 En effet, les analyses du Transporteur démontrent que le remplacement des équipements
16 est la seule solution adéquate pour assurer la pérennité et la fiabilité de la section à 120 kV
17 tout en minimisant les impacts sur le transit et les risques d'incidents. Le remplacement
18 d'autres équipements ainsi que les travaux connexes inclus au Projet résultent de la
19 planification intégrée des interventions liées à la pérennité privilégiée par le Transporteur,
20 qui lui permet de diminuer les interventions à la pièce et de réaliser le Projet au meilleur
21 coût. Aucune alternative n'a été évaluée.

6 Coûts associés au Projet

6.1 Sommaire des coûts

- 1 Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à
- 2 36,8 M\$. Cette somme inclut un montant de 1,8 M\$ pour l'installation d'équipements de
- 3 télécommunications
- 4 Le tableau 3 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet.

Tableau 3
Coûts des travaux avant-projet et projet
(en milliers de dollars de réalisation)

	Total postes et télécommunications
Coûts de l'avant-projet	
Sous-total	845,1
Coûts du projet	
Ingénierie, approvisionnement et construction	27 869,7
Client	5 823,2
Frais financiers	2 285,3
Sous-total	35 978,2
TOTAL	36 823,3

- 5 Les coûts détaillés sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, déposée sous pli
- 6 confidentiel. La pièce HQT-1, Document 2.1 constitue la version caviardée de cette pièce.
- 7 Les coûts annuels sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, Annexe 1, également
- 8 déposée sous pli confidentiel.
- 9 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
- 10 tableau 4.

Tableau 4
Taux d'inflation spécifiques

Produits	2018	2019	2020	2021	2022
Postes	1,6 %	1,6 %	1,7 %	2,0 %	2,1 %
Télécommunications	1,6 %	1,9 %	1,8 %	1,5 %	1,6 %

1 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
2 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du projet
3 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés
4 (« HQIÉSP ») en date du 4 avril 2017.

5 Conformément à la demande de la Régie³ quant à la justification des taux d'inflation utilisés
6 pour évaluer les coûts de travaux des divers projets d'investissement qui lui sont soumis
7 pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les informations pertinentes à l'appui des
8 taux d'inflation utilisés à ces fins.

9 Le Transporteur tient d'abord à rappeler que la variation des taux d'inflation est liée aux
10 prévisions de l'évolution de la valeur des indices composant ces taux d'inflation.

11 Les taux d'inflation sont établis d'après des modèles types des projets de postes, lignes et
12 télécommunications du Transporteur. Dans chaque modèle, une liste des principales
13 composantes est établie et un poids exprimé en pourcentage leur est attribué. Pour chaque
14 composante, un indice a été appliqué. Les modèles sont mis à jour périodiquement en
15 fonction de l'évolution des prix reliés aux éléments des projets. Les taux d'inflation produits
16 à partir de ces modèles sont mis à jour annuellement.

17 La liste des principales composantes pour la rubrique « Postes » est présentée ci-après :

- 18 • Coût de main-d'œuvre :
 - 19 ◦ ingénierie interne et externe ;
 - 20 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 21 • Coûts reliés à la construction :
 - 22 ◦ main-d'œuvre de construction ;
 - 23 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 24 • Approvisionnement :
 - 25 ◦ transformateurs et inductances ;
 - 26 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
 - 27 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeux de barres, etc.

28 Le Transporteur souligne que c'est à la division HQIÉSP que revient la responsabilité de
29 mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de lignes et de postes du
30 réseau de transport. HQIÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la
31 production des plans et devis. L'approvisionnement est généralement réalisé par le biais
32 d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont réalisés

³ D-2012-161, par. 42.

1 sous la responsabilité de HQIÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément
2 aux directives corporatives d'acquisition de biens meubles et de services. Le respect des
3 directives en place en cette matière garantit à HQIÉSP une gestion efficace, équitable et
4 transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients
5 du Transporteur.

6 Le coût total de son projet ne doit pas dépasser le montant autorisé de 15 %, auquel cas le
7 Transporteur doit obtenir une nouvelle autorisation. Le cas échéant, il s'engage à en
8 informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer
9 de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

6.2 Suivi des coûts du Projet

10 Le Transporteur soutient que les coûts de son projet sont nécessaires à sa réalisation et
11 qu'ils sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la
12 réalisation de ses projets d'investissement, il assurera un suivi étroit des coûts du projet.
13 Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce
14 dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, si celle-ci
15 le requiert. Selon les indications de la Régie, il présentera :

- 16 • le suivi des coûts réels de son projet, sous la même forme et le même niveau de
17 détail que ceux du tableau 2 ;
- 18 • le suivi des coûts réels détaillés de son projet, sous pli confidentiel, jusqu'à
19 l'expiration d'un délai d'un an de sa mise en service finale, selon le niveau de détail
20 des coûts présentés au tableau 1 - Coûts des travaux avant-projet et projet par
21 élément de la pièce HQT-1, Document 2.

22 Dans les deux cas, il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet du
23 Transporteur et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts
24 projetés et réels et des échéances.

7 Impact tarifaire

25 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans la catégorie d'investissement
26 « maintien des actifs ». Les mises en service sont prévues pour les mois de novembre
27 2019, de novembre 2020 et de novembre 2021.

28 Les ajouts au réseau de transport provenant de la catégorie d'investissement « maintien des
29 actifs » assurent la pérennité des installations du Transporteur, en permettant de maintenir
30 le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et

1 fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué⁴ qu'il est
2 équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau.

3 L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte
4 les coûts du Projet, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement et à la taxe
5 sur les services publics.

6 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 30 ans,
7 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Le Transporteur estime que les
8 résultats pour la période de 30 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus
9 requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations
10 visées par le Projet.

11 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 2,5 M\$ sur une période
12 de 20 ans et de 2,1 M\$ sur une période de 30 ans, ce qui représente un faible impact à la
13 marge de 0,1 % sur les mêmes périodes par rapport aux revenus requis approuvés par la
14 Régie pour l'année 2018.

15 Le Transporteur présente aussi l'impact du Projet sur le tarif de transport à titre indicatif, en
16 mentionnant que la dépense d'amortissement des autres actifs permettant d'amoinrir
17 l'impact sur les revenus requis n'est pas prise en compte par rapport à ce Projet.

18 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité, cette dernière
19 étant présentée sous l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et
20 du coût du capital prospectif, sont présentés à l'annexe 3.

8 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité

21 Comme le Transporteur l'explique précédemment, l'objectif du Projet est d'assurer la
22 pérennité de la section à 120 kV et de certains équipements des sections à 765 kV et
23 735 kV du poste de Châteauguay et ainsi maintenir la fiabilité et la continuité d'alimentation
24 assurée par le poste. Cet objectif est atteint en remplaçant notamment des disjoncteurs et
25 des transformateurs de mesure des sections à 120 kV, 735 kV et 765 kV, considérés à
26 risque selon la Stratégie. Le remplacement des systèmes d'automatismes vétustes reflétant
27 les technologies actuelles et la réalisation de travaux connexes contribuent également à
28 atteindre cet objectif.

⁴ D-2002-95, page 297.

1 En outre, le Transporteur rappelle que le poste de Châteauguay fait partie de ses
2 installations stratégiques et que son maintien en bon état de fonctionnement est essentiel.

3 Le Projet entraîne par conséquent un impact positif sur la fiabilité et sur la qualité de
4 prestation du service de transport d'électricité, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

9 Conclusion

5 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
6 Celui-ci contient toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel qu'il
7 appert du tableau 1, la preuve du présent dossier traite spécifiquement de chacun des
8 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
9 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi et du Règlement*.

10 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est conçu et qu'il sera réalisé selon les
11 pratiques usuelles adoptées par Hydro Québec. Il réitère que la solution mise de l'avant est
12 la seule qui lui permet d'assurer la pérennité des équipements à 120 kV, à 735 kV et à
13 765 kV du poste de Châteauguay et que sa mise en œuvre est nécessaire à l'exploitation
14 fiable et sécuritaire du réseau de transport.