

**Demande relative à la construction du poste de
Bonsecours à 120-25 kV et de sa ligne
d'alimentation**

Table des matières

1	Introduction	5
2	Contexte	7
2.1	Évolution du réseau de l'Estrie	7
2.2	Situation actuelle	7
2.2.1	Poste de Valcourt à 49-25 kV.....	7
2.2.2	Poste de Lawrenceville à 49-25 kV	8
2.2.3	Ligne 524 à 49 kV.....	8
2.2.4	Ligne 533 à 49 kV.....	9
3	Objectifs	11
4	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs	11
4.1	Description du Projet	11
4.2	Description des travaux du Projet	11
4.2.1	Poste de Bonsecours à 120-25 kV	12
4.2.2	Ligne d'alimentation à 230 kV du poste de Stukely au poste de Bonsecours.....	13
4.2.3	Ajout des départs au poste de Stukely	13
4.2.4	Travaux en télécommunication.....	14
4.2.5	Démantèlement des postes de Valcourt et de Lawrenceville à 49 kV et 25 kV	14
4.2.6	Démantèlement des lignes à 49 kV	14
4.3	Justification du Projet en fonction des objectifs	16
4.3.1	Croissance de la charge.....	16
4.3.2	Maintien des actifs.....	17
5	Solutions envisagées	18
5.1	Solution 1 – Alimentation depuis le poste de Stukely	18
5.2	Solution 2 – Alimentation depuis le poste des Cantons 230-120 kV	18
5.3	Estimation des coûts des solutions envisagées	19
6	Coûts associés au Projet	20
6.1	Sommaire des coûts	20
6.2	Autres aspects	23
6.2.1	Coûts de la conception à 230 kV	23
6.2.2	Coûts associés aux différentes catégories d'investissement	24
6.2.3	Suivi des coûts du Projet du Transporteur.....	25
7	Impact tarifaire	25
8	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	26
9	Conclusion	28

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Prévisions de la charge des postes de Valcourt et de Lawrenceville (MVA).....	10
Tableau 3	Prévisions du transit en reprise de la charge après panne de la ligne 524 (MVA).....	10
Tableau 4	Calendrier de réalisation	16
Tableau 5	Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2024)	20
Tableau 6	Coûts des travaux avant-projet et Projet (en k\$ de réalisation).....	21
Tableau 7	Taux d'inflation spécifiques.....	21
Tableau 8	Prévisions de la charge de la région (considérant la solution retenue).....	27

Liste des figures

Figure 1	Emplacement géographique des postes et des lignes.....	9
Figure 2	Emplacement géographique des composantes du Projet du Transporteur	15

Liste des annexes

Annexe 1	Schémas unifilaires (pièce déposée sous pli confidentiel)	
Annexe 2	Liste des principales normes appliquées au Projet	
Annexe 3	Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	
Annexe 4	Activités de consultation et d'information	
Annexe 5	Analyse économique	
Annexe 6	Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (pièce déposée sous pli confidentiel)	
Annexe 7	Impact tarifaire	
Annexe 8	<i>Rapport d'étude de planification, Mise à jour du plan de conversion du réseau à 49 kV de l'Estrée (entre les postes de St-Césaire et de Magog) Rédaction : 2022</i> (pièce déposée sous pli confidentiel)	

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
2 (le « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») pour
3 la construction du poste de Bonsecours à 120-25 kV et de sa nouvelle ligne d'alimentation
4 biterne établie à 230 kV, l'ajout de deux départs au poste de Stukely et le remplacement
5 d'équipements connexes (ci-après le « Projet »).

6 Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la
7 clientèle » et « Maintien des actifs ». Il vise à répondre à l'accroissement de la charge tout
8 en assurant la pérennité du réseau de transport. Le coût total du Projet s'élève à 161,3 M\$¹
9 dont 138,3 M\$ sont attribués à la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle »
10 et 22,9 M\$ sont attribués à la catégorie « Maintien des actifs ». Les mises en service sont
11 prévues pour les mois de septembre 2025 et novembre 2026.

12 Afin de contextualiser le Projet soumis pour autorisation, le Transporteur dépose le *Rapport*
13 *d'étude de planification, Mise à jour du Plan de conversion du réseau à 49 kV de l'Estrie*
14 *(entre les postes de St-Césaire et de Magog) Rédaction : 2022* qui présente l'évolution
15 anticipée du réseau de l'Estrie (ci-après le « Plan d'évolution »). L'objectif principal du Plan
16 d'évolution est de déterminer les solutions optimales afin de répondre aux besoins du
17 réseau de l'Estrie en considération des préoccupations du Transporteur et du Distributeur.
18 La présente demande du Transporteur est le produit d'une planification intégrée et fait partie
19 des étapes du déploiement du Plan d'évolution.

20 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
21 respecter l'échéancier des travaux, certaines activités d'ingénierie indispensables se
22 poursuivent, notamment pour la sécurisation de l'approvisionnement de certains matériels
23 nécessaires à la réalisation du Projet.

24 Le tableau suivant indique la concordance entre les pièces de la demande du Transporteur
25 présentée conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et les
26 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
27 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

¹ Le total est établi selon des montants non arrondis.

**Tableau 1
Concordance entre les sections de la demande et le Règlement**

<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>				Pièce	Section
Article	Alinéa	Paragraphe	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 et Annexe 1
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	Annexe 5
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 3
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	7 et Annexe 7
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	HQT-1, Document 1	5
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 leurs contributions financières	s. o.	s. o.

2 Contexte

2.1 Évolution du réseau de l'Estrie

1 Les deux orientations principales retenues au Plan d'évolution consistent à renforcer le
2 réseau existant à 120 kV et à convertir le réseau 49 kV à 120 kV. Le Plan d'évolution vise à
3 répondre au dépassement de la capacité du réseau de transport à 49 kV de l'Estrie, celui-ci
4 présentant un risque de pannes, notamment en raison de son architecture non-résiliente. La
5 régulation de la tension du réseau à 49 kV est également problématique, notamment par les
6 sous-tensions engendrées par la croissance de la demande à la pointe hivernale.

7 Pour la zone régionale de l'Estrie, marquée par un accroissement de la demande et une
8 sensibilité de la population à la préservation des paysages et des milieux naturels, les
9 avantages de l'implantation d'une architecture à 120 kV sont supérieurs à ceux d'une
10 architecture à 49 kV. En effet, la capacité des lignes 120 kV étant d'environ huit fois celle
11 des lignes à 49 kV, une multitude d'infrastructures à 49 kV, soit un niveau de tension
12 désuet, serait requise afin de répondre à l'accroissement des besoins énergétiques de
13 l'Estrie, notamment causés par la transition énergétique et la décarbonation de l'économie.

14 Dans le Plan d'évolution, le Transporteur vise à réduire le nombre de postes et de lignes
15 requis pour renforcer et convertir son réseau, tout en offrant une capacité d'alimentation
16 pour la charge en croissance et une résilience à la population régionale.

17 En somme, les solutions retenues visent à effectuer les renforcements du réseau à 120 kV
18 et à répondre à la croissance à court et à long termes, notamment par la conversion du
19 réseau de 49 kV à 120 kV, tout en assurant la pérennité du réseau de transport.

2.2 Situation actuelle

20 Les équipements décrit ci-après sont prévus être remplacés par la construction du poste de
21 Bonsecours à 120-25 kV et par la construction de sa ligne d'alimentation.

2.2.1 Poste de Valcourt à 49-25 kV

22 Le poste satellite de Valcourt à 49-25 kV, situé dans la municipalité de Valcourt, a été mis
23 en service en 1973. Il est alimenté à 49 kV par la ligne 524 en provenance du poste source
24 de Stukely à 120-49 kV. Il dessert plus de 1 700 clients des municipalités de Maricourt et de
25 Valcourt. La figure 1 présente l'emplacement géographique du poste de Valcourt et de la
26 ligne 524. Le poste de Valcourt comprend un transformateur de puissance de 13,3 MVA
27 (T1) composés de trois transformateurs monophasés. Une phase de relève est installée
28 dans le poste afin de permettre un raccordement rapide en cas de bris sur une des trois
29 phases sous charges.

30 À sa phase ultime, le manque d'espace, la mise aux normes et la faible capacité des
31 équipements à 49 kV sont des enjeux qui forcent le rejet d'une solution d'augmentation de
32 la capacité du poste pour répondre aux prévisions de la demande. À cet effet, le tableau 2

1 présente la prévision de la charge du poste de Valcourt qui est en dépassement de capacité
2 limite de transformation (« CLT ») depuis la pointe de l'hiver 2023-2024.

3 Enfin, en vertu de la *Stratégie de gestion de la pérennité des actifs du Transporteur* (la
4 « Stratégie de pérennité »), lui permettant de déterminer les équipements devant faire l'objet
5 d'interventions, tous les équipements principaux du poste de Valcourt sont ciblés pour une
6 intervention en pérennité.

2.2.2 Poste de Lawrenceville à 49-25 kV

7 Le poste satellite de Lawrenceville à 49-25 kV, situé dans la municipalité de Lawrenceville,
8 a été mis en service en 1961. Il est alimenté à 49 kV par la ligne 524 en provenance du
9 poste source de Stukely à 120-49 kV. Il dessert plus de 2 700 clients des municipalités de
10 Sainte-Anne-de-la-Rochelle, de Lawrenceville, de Bonsecours, de Valcourt, de Racine et
11 d'Orford. La figure 1 présente l'emplacement géographique du poste de Lawrenceville et de
12 la ligne 524.

13 Le poste de Lawrenceville comprend un transformateur de puissance de 14,9 MVA (T2) et
14 un de 13,33 MVA (T3). À sa phase ultime, la mise aux normes et la faible capacité des
15 équipements à 49 kV sont des enjeux majeurs qui forcent le rejet d'une solution
16 d'augmentation de la capacité du poste pour répondre aux prévisions de la demande. À cet
17 effet, le tableau 2 présente la prévision de la charge du poste de Lawrenceville qui est en
18 dépassement de CLT depuis la pointe de l'hiver 2018-2019.

19 Enfin, en vertu de la Stratégie de pérennité, tous les équipements principaux du poste de
20 Lawrenceville sont ciblés pour une intervention en pérennité.

2.2.3 Ligne 524 à 49 kV

21 La ligne à 49 kV, traversant les municipalités de Stukely-Sud, de
22 Sainte-Anne-de-la-Rochelle, de Lawrenceville et de Valcourt, a été mise en service en
23 1961. Alimentée par le poste de Stukely à 120-49 kV, la ligne alimente à son tour les postes
24 de Valcourt et de Lawrenceville à 49-25 kV. Elle dessert plus de 4 400 clients des MRC de
25 Le Val-Saint-François et de Memphrémagog. La figure 1 présente l'emplacement
26 géographique de la ligne 524.

27 La ligne a une longueur totale de 20,2 km, soit une longueur de 12,8 km du poste de
28 Stukely au poste de Lawrenceville et une longueur de 7,4 km du poste de Lawrenceville au
29 poste de Valcourt. Sa capacité en pointe hivernale est de 43 MVA.

30 Le tableau 3 présente la prévision du transit de la ligne 524 qui est en dépassement de
31 capacité depuis la pointe de l'hiver 2023-2024.

2.2.4 Ligne 533 à 49 kV

- 1 La ligne 533 à 49 kV, traversant la municipalité de Valcourt, a été mise en service en 1967.
- 2 Alimentée par le poste de Valcourt, la ligne n'alimente plus de client. Elle a une longueur totale de 0,8 km et sa capacité en pointe hivernale est de 54 MVA.
- 3

**Figure 1
Emplacement géographique des postes et des lignes**

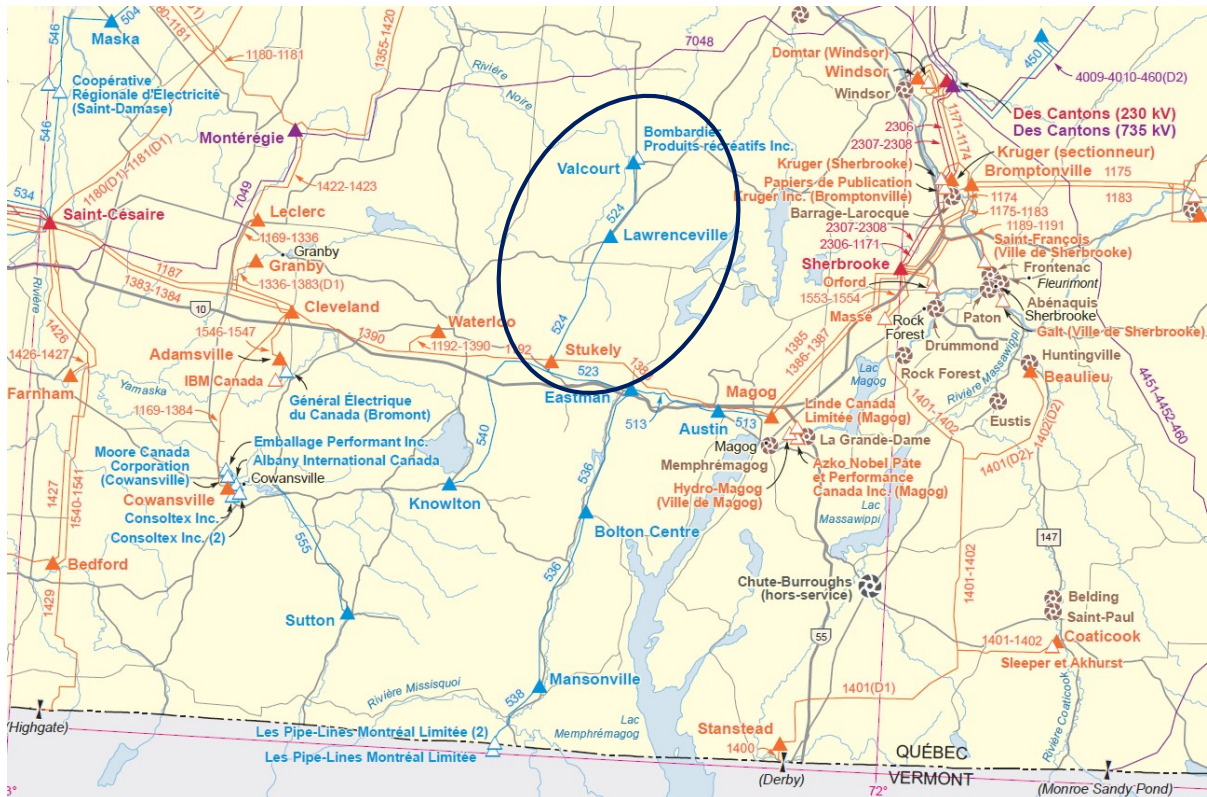


Tableau 2
Prévisions de la charge des postes de Valcourt et de Lawrenceville (MVA)

Poste de	CLT	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33	33-34	34-35	35-36	36-37	37-38
Valcourt à 49-25 kV*	13	16,4**	16,9	17,1	17,3	17,5	17,8	18,1	18,4	18,8	19,1	19,5	19,8	20,1	20,3	20,5
Lawrenceville à 49-25 kV*	18	19,2	19,4	19,7	19,9	20,2	20,5	20,8	21,2	21,5	21,9	22,3	22,7	23,0	23,3	23,6

* Prévission de la demande en puissance du Distributeur (septembre 2023)

** En rouge : indication d'un dépassement de la CLT

Tableau 3
Prévisions du transit en reprise de la charge après panne de la ligne 524 (MVA)

Ligne de transport	Capacité	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33	33-34	34-35	35-36	36-37	37-38
524 à 49 kV*	43	43,8**	44,7	45,3	45,8	46,4	47,2	47,9	48,8	49,7	50,5	51,5	52,4	53,1	53,7	54,3

* Prévission de la demande en puissance du Distributeur (septembre 2023)

** En rouge : indication d'un dépassement de la capacité

3 Objectifs

1 Le Projet a comme principaux objectifs de répondre aux besoins de croissance de la charge
2 du Distributeur pour la région tout en répondant au besoin en pérennité des installations des
3 postes de Valcourt, de Lawrenceville et de Stukely.

4 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

4 La section 4 décrit le projet et explique les changements apportés à la topologie du réseau.
5 La topologie associée au Projet permet une diminution des pertes électriques sur le réseau
6 régional de transport à 120 kV comparativement à la configuration actuelle à 49 kV².

4.1 Description du Projet

7 Le Projet consiste à construire un nouveau poste satellite à 120-25 kV, nommé poste de
8 Bonsecours. La construction d'une ligne d'alimentation biterne établie à 230 kV et exploitée
9 à 120 kV est aussi nécessaire pour raccorder le poste de Bonsecours au réseau existant à
10 partir du poste de Stukely. Le Projet comprend également l'ajout de deux départs au poste
11 de Stukely ainsi que le remplacement d'équipements connexes. Le Projet vise à reprendre
12 la charge des postes de Valcourt et de Lawrenceville à 49-25 kV et de répondre aux
13 besoins de croissance de la région.

14 Considérant que les postes de Valcourt et de Lawrenceville ont atteint leur capacité
15 maximale en raison de l'importante croissance de la demande dans la région et en raison
16 des besoins de pérennité des équipements principaux à 49 kV, le Transporteur considère
17 qu'il était souhaitable et avantageux d'opter pour une approche globale, soit la conversion
18 du réseau 49 kV à 120 kV, comme prévu dans le Plan d'évolution. Le nouveau poste de
19 Bonsecours permettra de répondre au dépassement de la capacité des postes de Valcourt
20 et de Lawrenceville. Au regard du Plan d'évolution, la conception à 230 kV permet de
21 réduire les investissements et les impacts sur le milieu dans l'axe des postes de Bonsecours
22 et de Stukely.

23 Le Transporteur présente à la figure 2 l'emplacement géographique des composantes
24 visées par le Projet et au tableau 4, le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet.

4.2 Description des travaux du Projet

25 Après avoir identifié la solution optimale, les caractéristiques de la solution retenue par le
26 Transporteur sont précisées au moment de la préparation du cahier des charges et du
27 mandat d'avant-projet. L'avant-projet vient confirmer la faisabilité de la solution retenue et
28 l'identification des contraintes techniques et économiques qui y sont reliées.

² [D-2022-003](#), par. 237.

1 Les travaux associés au Projet sont les suivants :

- 2 • Construction du poste de Bonsecours à 120-25 kV ;
- 3 • Construction d'une ligne biterne à deux circuits à 230 kV de 20,0 km pour alimenter
- 4 le poste de Bonsecours à partir du poste de Stukely ;
- 5 • Déplacement des départs des lignes 1192 et 1388 au poste de Stukely pour
- 6 préparer l'arrivée des nouveaux départs pour la ligne du poste de Bonsecours ;
- 7 • Ajout de deux nouveaux départs à 120 kV au poste de Stukely et remplacement
- 8 d'équipements connexes ;
- 9 • Démantèlement des lignes 524 et 533 à 49 kV pour un total de 21,0 km.

10 Le Transporteur présente ci-après et de façon plus détaillée ces composantes du Projet.

4.2.1 Poste de Bonsecours à 120-25 kV

11 Le nouveau poste de Bonsecours à 120-25 kV sera situé aux abords du chemin Malbœuf
12 dans la municipalité de Bonsecours. L'emplacement a été choisi en fonction des
13 critères suivants :

- 14 • Proximité des postes de Lawrenceville et de Valcourt, qui alimentent présentement
- 15 les clients de ces secteurs ;
- 16 • Éloignement des résidences ;
- 17 • Possibilité de maintenir une bande de terrain boisée pour atténuer les impacts
- 18 visuels du poste ;
- 19 • Aucun cours d'eau, milieu humide ou espèce à statut particulier recensés à
- 20 cet endroit.

21 À l'étape initiale, le poste de Bonsecours sera équipé d'un bâtiment de commande, de deux
22 transformateurs de puissance de 47 MVA pour une capacité limite de transformation de
23 65 MVA, ainsi que de huit départs de ligne à 25 kV dont six pour alimenter les différentes
24 charges présentement raccordées aux postes de Valcourt et de Lawrenceville, ainsi qu'une
25 partie des charges des postes d'Eastman, Leclerc et de Waterloo. Les deux autres départs
26 serviront à raccorder les batteries de condensateurs de six MVAR, ainsi que de relève aux
27 autres départs.

28 À l'étape ultime, les transformateurs du poste de Bonsecours pourront être remplacés
29 par des modèles d'une puissance nominale de 66 MVA pour une CLT de 91 MVA,
30 avec 12 départs de ligne à 25 kV. Aussi, le poste de Bonsecours pourrait être converti
31 à 230-25 kV selon l'évolution des besoins énergétiques du sous-réseau de transport de
32 l'Estrie. Ainsi, le jeu de barre à haute tension du poste a été conçu à 230 kV.

1 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 du présent
2 document, les schémas unifilaires des postes de Bonsecours et de Stukely.

3 **4.2.2 Ligne d'alimentation à 230 kV du poste de Stukely au poste de Bonsecours**

4 Afin d'alimenter le nouveau poste par le réseau de transport, il est nécessaire de construire
5 une nouvelle ligne biterne en acier de 20,0 km en provenance du poste de Stukely, situé
6 dans la municipalité de Stukely-Sud, où deux départs à 120 kV seront ajoutés.

7 Selon l'évolution des besoins énergétiques du sous-réseau de transport de l'Estrie,
8 lorsqu'un poste source à 230-120 kV sera requis, la ligne du poste de Stukely au poste de
9 Bonsecours pourra être exploitée à 230 kV, afin d'alimenter un éventuel poste source à 230-
10 120 kV dans la région de Stukely-Sud. Le poste stratégique des Cantons 735-230 kV serait
11 alors la source de la ligne.

12 Le tracé de la ligne d'alimentation tient compte de plusieurs préoccupations des ministères,
13 des représentants du milieu et des propriétaires concernés afin de favoriser l'intégration
14 dans son milieu, notamment :

- 15 • Éviter les éléments les plus sensibles : Milieu bâti et zones de villégiature, terres
16 agricoles, érablières, plans d'eau, milieux humides, aires protégées et espèces à
17 statut particulier ;
- 18 • Favoriser lorsque possible la juxtaposition avec des lignes existantes ;
- 19 • Rechercher le tracé le plus court de façon à diminuer le nombre d'éléments
20 susceptibles de subir des impacts ;
- 21 • Longer autant que possible la limite des lots ;
- 22 • Limiter les impacts sur le paysage.

23 Le Transporteur souligne que des pylônes à encombrement réduit seront utilisés dans le
24 cadre du Projet. Lorsqu'il y aura des angles ou que la ligne franchira un obstacle telle une
25 route, des pylônes à treillis métalliques à quatre pieds seront alors utilisés. La hauteur
moyenne de ces supports est de 35 m.

26 **4.2.3 Ajout des départs au poste de Stukely**

27 Afin de raccorder la nouvelle ligne du poste de Bonsecours au réseau de transport, deux
28 nouveaux départs à 120 kV seront ajoutés au poste de Stukely. Pour ce faire, il est requis
29 de déplacer les départs existants des lignes 1192 et 1388 aux extrémités du jeu de barres à
120 kV.

30 Le Projet prévoit aussi le remplacement, en vertu de la Stratégie de pérennité, de six
31 transformateurs de tension monophasés à 120 kV (2 groupes), de trois transformateurs de
32 courant à 120 kV (1 groupe), de deux automatismes locaux des départs à 120 kV, des

1 protections de deux départs à 120 kV et de trois disjoncteurs à 120 kV, de la commande du
2 poste et du système de surveillance.

4.2.4 Travaux en télécommunication

3 Afin de permettre l'intégration du nouveau poste de Bonsecours au réseau de transport,
4 l'installation et la configuration de réseaux de communication sont nécessaires pour les
5 systèmes de commande, de mesurage et de protection du nouveau poste.

4.2.5 Démantèlement des postes de Valcourt et de Lawrenceville à 49 kV et 25 kV

6 Suivant la mise en service du nouveau poste de Bonsecours à 120-25 kV prévue en 2026,
7 le Transporteur prévoit démanteler les postes de Valcourt et de Lawrenceville une fois les
8 transferts de charges complétés par le Distributeur.

4.2.6 Démantèlement des lignes à 49 kV

9 Lors du démantèlement des postes de Lawrenceville et de Valcourt, le Transporteur
10 procédera aussi au démantèlement d'environ 21 km de lignes à 49 kV. Il s'agit des lignes
11 524 (20,2 km) et 533 (0,8 km).

Tableau 4
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Septembre 2019	Novembre 2023
Autorisation de la Régie de l'énergie	Mars 2024	Septembre 2024
Projet	Septembre 2023	Août 2026
Mise en service partielle (départs des lignes 1192 et 1388 au poste de Stukely)	Septembre 2025	
Mise en service finale	Novembre 2026	

- 1 Le Transporteur considère que le Projet est réalisable tant sur le plan technique que sur
2 celui de l'échéancier. Les avant-projets réalisés à ce jour par le Transporteur ont permis de
3 confirmer la faisabilité du Projet et d'en préciser les contraintes inhérentes.
- 4 Par ailleurs, le Transporteur fournit à l'annexe 2 la liste des principales normes techniques
5 appliquées au Projet, à l'annexe 3, la liste des autorisation exigées en vertu d'autres lois
6 s'appliquant au Projet et à l'annexe 4, la liste des activités d'information et de consultation
7 relatives au Projet.

4.3 Justification du Projet en fonction des objectifs

- 8 Le Projet a comme principaux objectifs de répondre aux besoins de croissance de la charge
9 du Distributeur pour la région tout en répondant au besoin en pérennité des installations des
10 postes de Valcourt, de Lawrenceville et de Stukely.

4.3.1 Croissance de la charge

- 11 Le Transporteur mentionne qu'au regard des critères de conception du réseau de transport,
12 les postes à 49-25 kV de Valcourt et de Lawrenceville, ainsi que la ligne de transport 524 à
13 49 kV ont atteint leur capacité maximale en raison de la croissance de la demande dans la
14 région, ce qui est démontré au tableau 2 et au tableau 3.
- 15 Par ailleurs, l'architecture du poste de Valcourt est en partie désuète. Elle présente un
16 risque de panne prolongée en cas d'indisponibilité du seul groupe de transformateurs
17 monophasés au poste. Au cours des dernières décennies, cette situation a été gérée
18 efficacement par les transferts de charges effectués par le Distributeur vers les postes
19 avoisinants Leclerc, de Granby, d'Eastman et de Waterloo. Cependant, même si ces
20 transferts ont permis d'optimiser la répartition de la charge dans ce secteur, le réseau de
21 transport alimentant celui-ci a atteint la limite de sa capacité.

1 Dans ce contexte, l'ajout de capacité de transformation dans le secteur du
2 Val-Saint-François est nécessaire. En remplaçant le poste de Valcourt et le poste de
3 Lawrenceville, la capacité de transformation de la zone passera de 31 MVA à 65 MVA.

4.3.2 *Maintien des actifs*

4 Le Transporteur doit également assurer la pérennité de son réseau et remplacer les
5 équipements évalués à risque par la Stratégie de pérennité. À cet égard, la justification du
6 Projet s'appuie sur l'application de la Stratégie de pérennité qui lui permet de déterminer les
7 équipements devant faire l'objet d'interventions.

8 Aux postes de Valcourt et de Lawrenceville, le coût associé au maintien du service
9 d'alimentation à 25 kV équivalent sera attribué au maintien des actifs, cependant le coût
10 supplémentaire permettant notamment l'ajout de capacité limite de transformation sera
11 attribué au besoin de croissance de la charge locale.

12 Pour le poste de Valcourt, les équipements principaux ayant atteint ou presque atteint leur
13 durée de vie utile et qui sont ciblés pour une intervention en pérennité selon l'application de
14 la Stratégie de pérennité sont les trois transformateurs monophasés à 49-25 kV, les quatre
15 disjoncteurs à 25 kV et les cinq équipements de protections.

16 Pour le poste de Lawrenceville, les équipements principaux ayant atteint ou presque atteint
17 leur durée de vie utile et qui sont ciblés pour une intervention en pérennité selon
18 l'application de la Stratégie de pérennité sont les trois transformateurs monophasés
19 à 49-25 kV, les quatre disjoncteurs à 25 kV et les cinq équipements protections.

20 Au poste de Stukely, le Projet prévoit le remplacement, en vertu de la Stratégie de
21 pérennité, de six transformateurs de tension monophasés à 120 kV (2 groupes), de trois
22 transformateurs de courant à 120 kV (1 groupe), de deux automatismes locaux pour les
23 départs à 120 kV, des protections de deux départs à 120 kV et de trois disjoncteurs à
24 120 kV, de la commande du poste et du système de surveillance puisque ces équipements
25 ont été ciblés à risque.

5 Solutions envisagées

1 Les analyses du Transporteur ont permis d'identifier deux solutions pour alimenter le poste
2 de Bonsecours à 120 kV. Les aspects techniques, environnementaux et économiques ont
3 été considérés pour orienter le choix de la solution retenue.

4 Les solutions envisagées sont les suivantes :

- 5 • Alimentation depuis le poste de Stukely ;
- 6 • Alimentation depuis le poste source des Cantons 230-120 kV.

5.1 Solution 1 – Alimentation depuis le poste de Stukely

7 La solution 1 est celle retenue par le Transporteur. Elle est optimale tant du point de vue
8 économique que du point de vue technique. Elle consiste à construire une nouvelle ligne de
9 20,0 km du poste de Stukely au poste de Bonsecours et à ajouter deux nouveaux départs à
10 120 kV au poste de Stukely.

11 Tel que présenté au tableau 5, la solution 1 est la solution dont les coûts globaux actualisés
12 sont les moins élevés compte tenu des considérations techniques et économiques. Elle
13 permet également de minimiser l'impact sur les milieux naturels et humains en juxtaposant
14 une partie de son tracé à celui de la ligne 524.

5.2 Solution 2 – Alimentation depuis le poste des Cantons 230-120 kV

15 Cette solution consiste à construire une nouvelle ligne d'environ 44 km du poste des
16 Cantons 230-120 kV au poste de Bonsecours, à ajouter deux nouveaux départs à 120 kV,
17 un transformateur à 230-120 kV de 400 MVA, une batterie de condensateur de 108 MVAR à
18 120 kV et un départ de ligne à 230 kV au poste des Cantons 230-120 kV et enfin, à ajouter
19 un nouveau départ à 230 kV au poste des Cantons 735-230 kV.

20 Le tracé envisagé pour la ligne se juxtapose au tracé de la ligne 7048 à 735 kV afin de
21 favoriser son intégration dans le milieu. Tout comme la solution 1, la ligne est conçue pour
22 une tension ultime à 230 kV.

23 Les deux départs de ligne à 120 kV au poste des Cantons 230-120 kV sont requis pour
24 raccorder les deux circuits de la ligne biterne vers le poste de Bonsecours.

25 Avec son seul transformateur de puissance à 230-120 kV et son circuit unique
26 d'alimentation à 230 kV, la capacité du poste des Cantons 230-120 kV est insuffisante pour
27 alimenter le poste de Bonsecours. Ainsi, l'ajout d'un deuxième transformateur à 230-120 kV
28 de 400 MVA au poste source est requis, en plus d'une batterie de condensateur de
29 108 MVAR à 120 kV. Aussi, un départ à 230 kV est requis à chacun des postes des
30 Cantons 735-230 kV et des Cantons 230-120 kV, afin de raccorder le deuxième circuit
31 d'alimentation à 230 kV de la ligne biterne du circuit 2310 entre les deux postes. Enfin, cette

1 solution implique l'ouverture d'un nouveau tracé dans une région exempte de ligne
2 de transport.

3 Tel qu'il est illustré au tableau 5, cette solution s'avère plus coûteuse que la solution 1. Le
4 Transporteur considère que la solution 2 doit être rejetée au profit de la solution 1, qui
5 permet de répondre adéquatement aux besoins de croissance et de pérennité du réseau.

5.3 Estimation des coûts des solutions envisagées

6 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des
7 investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de
8 la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse
9 économique a été réalisée sur une période de 44 ans d'après les hypothèses suivantes :

- 10 • Taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 4,675 % ;
- 11 • Taux d'inflation présentés au tableau 7;
- 12 • Taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

13 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
14 portion comprise entre la fin de la durée visée par l'analyse et la fin de la durée de vie
15 spécifique de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est
16 déterminée en fonction des catégories d'équipement établies par le Transporteur.

17 Par ailleurs, comme demandé par la Régie³, le Transporteur a intégré les informations
18 relatives à l'évaluation de la valeur des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et
19 en énergie, ainsi que les prix de référence utilisés, dans ses tableaux présentés à
20 l'annexe 5. Il confirme également que l'analyse économique réalisée dans le présent
21 dossier ne tient compte des pertes électriques différentielles qu'à partir de la mise
22 en service.

23 Le tableau 5 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.
24 Les coûts du Distributeur y sont également présentés afin de fournir les coûts globaux
25 totaux des solutions. Les coûts sont exprimés en milliers de dollars actualisés de
26 l'année 2024.

³ [D-2012-152](#), par. 64 et [D-2012-160](#), par. 42 et 43.

Tableau 5
Comparaison économique des solutions
(k\$ actualisés 2024)

	Solution 1 Alimentation depuis le poste de Stukely	Solution 2 Alimentation depuis le poste des Cantons 230-120 kV
Transporteur		
Investissements	131 321	234 787
Réinvestissements	839	839
Valeurs résiduelles	(19 863)	(36 028)
Taxes	9 907	17 910
Charges d'exploitation et d'entretien	4 169	6 610
Pertes électriques	-	7 351
Coût globaux actualisés – Transporteur	126 373	231 469
Coût globaux actualisés - Distributeur	10 629	10 629
Coûts globaux actualisés totaux	137 002	242 099

Note : Les totaux ont été calculés à partir de données non arrondies.

- 1 Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les
- 2 coûts globaux actualisés de la solution 1 sont les plus bas. Le détail de l'analyse
- 3 économique et les paramètres utilisés pour l'analyse sont présentés à l'annexe 5.

6 Coûts associés au Projet

6.1 Sommaire des coûts

- 4 Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève
- 5 à 161,3 M\$. Cette somme inclut un montant de 0,4 M\$ pour l'installation d'équipement
- 6 de télécommunication.
- 7 Le tableau 6 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et Projet.

Tableau 6
Coûts des travaux avant-projet et Projet
 (en k\$ de réalisation)

		Total ligne, poste et télécommunications
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		7 668,7
Coûts du Projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		135 907,6
Client		7 562,5
Frais financiers		10 128,4
Sous-total		153 598,5
TOTAL		161 267,2

- 1 Les coûts détaillés sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, déposée sous pli
 2 confidentiel. La pièce HQT-1, Document 2.1 constitue la pièce caviardée de cette pièce. Les
 3 coûts annuels sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, Annexe 1, également
 4 déposée sous pli confidentiel.
- 5 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
 6 tableau 7. Les taux d'inflation spécifiques, ventilés par composantes, sont présentés à
 7 l'annexe 6⁴.

Tableau 7
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et +
Lignes	5,6 %	2,9 %	3,8 %	2,7 %	3,0 %	2,9 %
Postes	2,7 %	2,5 %	3,1 %	2,0 %	2,3 %	2,6 %
Télécommunications	4,3 %	4,2 %	4,3 %	2,5 %	2,7 %	3,4 %

- 8 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
 9 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
 10 sont établis par Hydro-Québec en date d'avril 2023.

⁴ [D-2022-003](#), par.166.

1 Conformément à la demande de la Régie quant à la justification des taux d'inflation utilisés
2 pour évaluer les coûts de travaux des divers projets d'investissement qui lui sont soumis
3 pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les informations pertinentes à l'appui des
4 taux d'inflation utilisés à ces fins⁵.

5 La variation des taux d'inflation est liée aux prévisions de l'évolution de la valeur des indices
6 composant ces taux d'inflation. Les taux d'inflation sont établis d'après des modèles types
7 des projets de postes, lignes et télécommunications du Transporteur. Dans chaque modèle,
8 une liste des principales composantes est établie et un poids exprimé en pourcentage leur
9 est attribué. Pour chaque composante, un indice a été appliqué. Les modèles sont mis à
10 jour périodiquement en fonction de l'évolution des prix reliés aux éléments des projets. Les
11 taux d'inflation produits à partir de ces modèles sont mis à jour annuellement.

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

- 13 • Coût de main-d'œuvre :
 - 14 ◦ Ingénierie interne et externe ;
 - 15 ◦ Gestion de projet et de chantier.
- 16 • Coûts reliés à la construction :
 - 17 ◦ Main-d'œuvre de construction ;
 - 18 ◦ Équipement et matériaux de construction.
- 19 • Approvisionnement :
 - 20 ◦ Fondations pour charpentes, charpentes métalliques ;
 - 21 ◦ Transformateurs de puissance, de MALT et mesure ;
 - 22 ◦ Unité de protection ;
 - 23 ◦ Aménagement du site, clôtures et barrières, canalisations souterraines ;
 - 24 ◦ Sectionneur, disjoncteur ;
 - 25 ◦ Bâtiment ;
 - 26 ◦ Jeux de barres, MALT, système de service d'alimentation auxiliaire ;
 - 27 ◦ Câble de commande ;
 - 28 ◦ Bassin de récupération d'huile, drainage ;
 - 29 ◦ Unité de protection et de commande numérique, etc.

⁵ [D-2012-161](#), par. 42.

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

- 2 • Coût de main-d'œuvre :
 - 3 ◦ Ingénierie interne et externe ;
 - 4 ◦ Gestion de projet et de chantier.
- 5 • Coûts reliés à la construction :
 - 6 ◦ Main-d'œuvre de construction ;
 - 7 ◦ Équipement et matériaux de construction.
- 8 • Approvisionnement :
 - 9 ◦ Pylône et fondations ;
 - 10 ◦ Isolateurs, conducteurs, câbles de garde, MALT, etc.

11 Le Transporteur souligne que l'approvisionnement est généralement réalisé par le biais
12 d'appels d'offres et de soumissions. Le respect des directives en place en cette matière
13 garantit une gestion efficace, équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de
14 ses fournisseurs au bénéfice des clients du Transporteur. Finalement, il souligne en outre
15 qu'Hydro-Québec déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande diligence afin de
16 réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

17 Le Transporteur précise que les coûts relatifs aux travaux de démantèlement des postes de
18 Valcourt et de Lawrenceville ne sont pas inclus au présent projet. Ces montants ont été
19 comptabilisés distinctement dans une provision relative aux obligations liées à la mise hors
20 service d'immobilisations (OLMHS), conformément à la norme comptable ASC 410.

21 Enfin, le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant autorisé par la haute-direction
22 d'Hydro-Québec de plus de 15 %, auquel cas le Transporteur doit obtenir une nouvelle
23 autorisation de cette dernière. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps
24 opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de contenir les coûts du
25 Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

6.2 Autres aspects

6.2.1 Coûts de la conception à 230 kV

26 Selon l'évolution des besoins énergétiques du sous-réseau de transport de l'Estrie et dans
27 l'éventualité où un poste source à 230-120 kV serait requis, la ligne du poste de Bonsecours
28 au poste Stukely pourrait être exploitée à 230 kV afin d'alimenter un éventuel poste source
29 dans la région de Stukely-Sud. Le poste stratégique des Cantons 735-230 kV est envisagé
30 comme source de cette ligne.

1 Afin de permettre cette évolution du sous-réseau de l'Estrie et de réduire les
2 investissements et les impacts sur le milieu avec la construction d'une deuxième ligne
3 biterne à 230 kV dans l'axe des postes de Bonsecours et de Stukely, le Transporteur
4 favorise la conception de la ligne du poste de Stukely au poste de Bonsecours à 230 kV et
5 le jeu de barre à haute tension au poste de Bonsecours à 230 kV. Il est à noter que la
6 conception à 230 kV représente des coûts supplémentaires de 6,5 M\$ (4 %) par rapport à
7 une conception à 120 kV.

6.2.2 Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

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

10 Le Transporteur indique qu'il est en mesure de valoriser objectivement le coût à associer à
11 chacun des objectifs visés par le Projet, puisque ses composantes et ses équipements
12 contribuent distinctement à ne satisfaire qu'un seul objectif. Ainsi, la méthode d'attribution
13 directe des coûts est utilisée afin d'associer les coûts du Projet aux différentes
14 catégories d'investissement⁶.

15 La croissance de la demande dans la région nécessite de la capacité additionnelle. De plus,
16 en vertu de l'application de la Stratégie de pérennité, tous les équipements principaux des
17 postes de Valcourt et de Lawrenceville à 49-25 kV sont ciblés pour des interventions en
18 pérennité. Ainsi, la construction du nouveau poste de Bonsecours à 120-25 kV permet de
19 répondre à la croissance tout en tenant compte des besoins de pérennité du réseau de
20 transport, ce qui explique les coûts du Projet du Transporteur dans les catégories
21 d'investissement précitées.

22 Les coûts en « Maintien des actifs » pour le volet poste sont ceux des équipements installés
23 dans le poste de Bonsecours correspondant au maintien du service d'alimentation à 25 kV
24 équivalent à celui offert actuellement par les postes de Valcourt et de Lawrenceville et des
25 équipements à remplacer au poste de Stukely.

26 Ainsi, tel qu'il appert du tableau de la page 3 de la pièce HQT-1, Document 2, Annexe 1, les
27 coûts associés à la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle »
28 sont de l'ordre de 138,3 M\$, soit 85,8 % du coût total du Projet du Transporteur
29 de 161,3 M\$. Ces investissements incluent la nouvelle ligne du poste de Stukely au poste
30 de Bonsecours et les deux nouveaux départs à 120kV au poste de Stukely. Pour le poste de
31 Bonsecours, les investissements en croissance des besoins de la clientèle incluent un des
32 départs à 120 kV, un des deux transformateurs de puissance à 120-25 kV de 47 MVA, cinq
33 départs à 25 kV, deux batteries de condensateurs de 6 MVAR, deux transformateurs de

⁶ R-4167-2021, [B-0068](#), HQT-6, Document 1 révisé, section 5, conformément à la décision [D-2022-139](#), par. 74.

1 MALT, un disjoncteur de barre à 25 kV et les sectionneurs à 120 kV et 25 kV permettant
2 l'intégration des départs supplémentaires.

3 Les coûts de la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » sont de l'ordre de
4 22,9 M\$, soit 14,2 % du coût total du Projet du Transporteur de 161,3 M\$. Les
5 investissements de cette catégorie incluent le remplacement des transformateurs de tension
6 et de courant et les automatismes au poste de Stukely. Pour le poste de Bonsecours, les
7 investissements en maintien des actifs incluent le bâtiment de commande, le bâtiment de
8 services, les services auxiliaires, un départ à 120 kV, un transformateur à 120-25 kV de
9 47 MVA et trois départs à 25 kV.

6.2.3 Suivi des coûts du Projet du Transporteur

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

- 16 • Le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail
17 que ceux du tableau 6 ;
- 18 • Le suivi des coûts réels du Projet, sous pli confidentiel jusqu'à l'expiration d'un délai
19 d'un an après la mise en service finale du Projet, selon le niveau de détail des
20 coûts présentés au tableau 1 - *Coûts des travaux avant-projet et projet par élément*
21 de la pièce HQT-1, Document 2⁷.

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

7 Impact tarifaire

25 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
26 « Maintien des actifs » et « Croissance des besoins de la clientèle ». Les mises en service
27 sont prévues pour les mois de septembre 2025 et novembre 2026.

28 Les coûts attribués à la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la
29 clientèle » sont de l'ordre de 138,3 M\$. La croissance des charges considérée aux fins de
30 calcul du montant maximal du Transporteur est estimée à 31,8 MW sur 20 ans. En tenant
31 compte de l'allocation maximale de 610 \$/kW, le montant maximal est d'environ 19,4 M\$

⁷ [D-2016-086](#), par. 105 et [D-2016-091](#), par. 75.

1 donnant lieu à un excédent du montant maximal ce qui occasionnera une contribution
2 estimée du Distributeur de 118,9 M\$. À la suite de la mise en service du Projet, le calcul
3 sera mis à jour conformément aux modalités des *Tarifs et conditions*, appendice J,
4 section C, quant aux ajouts pour répondre aux besoins de croissance de la charge locale.

5 Les coûts attribués à la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » sont de l'ordre
6 de 22,9 M\$. Les travaux liés à cette catégorie permettent de maintenir le bon
7 fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable
8 au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué qu'il est équitable
9 que tous les clients contribuent au paiement de ces travaux⁸.

10 L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte
11 les coûts de celui-ci, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur
12 les services publics et aux coûts d'exploitation et d'entretien.

13 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 55 ans⁹.
14 Cependant, les résultats pour la période de 55 ans sont plus comparables à la durée de vie
15 utile moyenne des immobilisations visées par le Projet.

16 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 3,2 M\$ sur une période
17 de 20 ans et de 2,0 M\$ sur une période de 55 ans, ce qui représente un faible impact à la
18 marge de 0,1 % sur une période de 20 ans ainsi que pour celle de 55 ans, par rapport aux
19 revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2022.

20 Le Transporteur présente aussi l'impact du Projet sur le tarif de transport à titre indicatif, en
21 mentionnant que ce calcul ne tient pas compte de l'effet de la dépense d'amortissement des
22 autres actifs qui permet d'amoindrir l'impact sur les revenus requis.

23 Une analyse de sensibilité est également présentée sous l'hypothèse d'une variation à la
24 hausse de 15 % du coût du Projet et du coût du capital prospectif.

25 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité figurent à
26 l'annexe 7.

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

27 Le Transporteur rappelle que le Projet a comme principaux objectifs de répondre aux
28 besoins de croissance de la charge du Distributeur pour la région tout en répondant au
29 besoin en pérennité des installations des postes de Valcourt, de Lawrenceville et
30 de Stukely.

⁸ [D-2002-95](#), p. 297.

⁹ [D-2003-68](#), p. 27.

1 D’abord, la construction du poste de Bonsecours à 120-25 kV permettra de résoudre les
 2 enjeux reliés au dépassement de capacité des postes de Valcourt et de Lawrenceville. De
 3 plus, ce nouveau poste à 120-25 kV sera en mesure d’alimenter, à long terme, la croissance
 4 prévue dans cette zone. Le tableau 8 présente les prévisions de charge, en y incluant le
 5 nouveau poste de Bonsecours et les transferts de charge de reconfiguration du réseau de
 6 distribution en provenance des postes d’Eastman, Leclerc et de Waterloo :

**Tableau 8
 Prévisions de la charge de la région
 (considérant la solution retenue)**

Poste de	CLT	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33	33-34	34-35	35-36	36-37	37-38
Valcourt à 49-25 kV	13	16,4	16,9	17,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lawrenceville à 49-25 kV	18	19,2	19,4	19,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bonsecours à 120-25 kV	65	0,0	0,0	0,0	51,2	51,5	52,3	53,2	54,2	55,2	56,3	57,3	58,3	59,2	60,0	60,8

7 La construction de ce poste à 120-25 kV permet également de répondre aux besoins de
 8 pérennité des postes de Valcourt, de Lawrenceville et de Stukely.

9 La fiabilité du service de transport d’électricité sera aussi améliorée pour les clients
 10 alimentés par le poste de Valcourt dont l’architecture comprend un transformateur de
 11 puissance de 13,3 MVA composés de trois transformateurs monophasés avec une phase
 12 de relève. Le défaut d’un transformateur entraîne généralement une panne prolongée étant
 13 donné le délais requis pour raccorder la phase de relève. L’architecture à deux
 14 transformateurs du poste de Bonsecours permettra d’éviter une panne de longue durée lors
 15 de l’indisponibilité d’un transformateur.

16 De plus, les postes de Valcourt et de Lawrenceville sont alimentés par une ligne monoterne
 17 en mono-poteau fait d’un bois vulnérable aux bris, ce qui expose le réseau au risque
 18 d’interruptions de service prolongées. La nouvelle ligne biterne en pylône d’acier, conçue
 19 selon les normes en vigueur, permettra d’assurer l’alimentation, et ce même en cas
 20 d’indisponibilité d’un des circuits. Elle sera aussi moins susceptible à des bris pouvant
 21 causer des pannes prolongées.

22 Le Projet du Transporteur aura donc un impact positif, tant sur la fiabilité du réseau de
 23 transport que sur sa capacité à répondre aux besoins de croissance, en lien avec les
 24 objectifs visés, le tout dans le respect des critères de conception du réseau de transport.

1 Le Projet constitue la meilleure solution technique et la plus économique pour maintenir la
2 fiabilité et la performance du réseau de transport, tout en respectant les critères de
3 conception, et ce, en vue d'assurer la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle.

9 Conclusion

4 Le Transporteur soutient respectueusement que la Régie dispose de toutes les informations
5 pertinentes à l'évaluation du Projet relatif au nouveau poste de Bonsecours à 120-25 kV et à
6 sa ligne d'alimentation. En effet, la preuve contenue dans le présent dossier traite
7 spécifiquement de chacun des renseignements devant accompagner une demande
8 d'autorisation introduite en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de
9 la *Loi* et du *Règlement*.

10 De plus, le Transporteur a démontré que le Projet est conçu et sera réalisé selon les
11 pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il a également établi que cet
12 investissement est rendu nécessaire afin de répondre à la croissance de la charge du
13 Distributeur tout en assurant la pérennité des installations du Transporteur.

14 Par ailleurs, le Plan d'évolution, présenté à l'annexe 8, permet à la Régie de bien situer le
15 Projet du Transporteur dans le cadre de l'orientation globale d'interventions prévues dans
16 l'Estrie.

17 Le Transporteur soutient que la solution mise de l'avant est optimale et qu'elle respecte les
18 critères de conception appliqués par le Transporteur.

19 Enfin, les investissements découlant du Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation
20 fiable du réseau de transport.