

**Demande relative à l'ajout d'un transformateur
au poste de la Manicouagan et au remplacement
de transformateurs au poste aux Outardes-2**

Table des matières

1	Introduction	5
2	Contexte et objectifs du Projet	6
2.1	Contexte	6
2.2	Objectifs	9
3	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs	9
3.1	Description des travaux	9
	Poste de la Manicouagan	9
	Poste aux Outardes-2.....	9
3.2	Justification du Projet en relation avec les objectifs	10
	Poste de la Manicouagan	10
	Poste aux Outardes-2.....	11
4	Solutions envisagées	12
4.1	Solution 1 – Ajout d’un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan	12
4.2	Solution 2 – Raccordement de la centrale aux Outardes-3 au poste aux Outardes	12
4.3	Estimation des coûts des solutions envisagées	14
5	Coûts associés au Projet	15
5.1	Sommaire des coûts	15
5.2	Coûts associés aux différentes catégories d’investissement	18
5.3	Suivi des coûts du Projet	20
6	Impact tarifaire	21
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d’électricité	22
8	Conclusion	22

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Calendrier de réalisation	11
Tableau 3	Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2022)	15
Tableau 4	Coûts des travaux avant-projet et projet par élément (en milliers de dollars de réalisation).....	16
Tableau 5	Taux d’inflation spécifiques.....	16

Liste des figures

Figure 1	Emplacement des postes de la Manicouagan et aux Outardes-2.....	8
Figure 2	Vue d’ensemble des travaux à réaliser	10
Figure 3	Emplacement géographique des postes.....	13
Figure 4	Méthode d’attribution des coûts du Projet aux différentes catégories d’investissement.....	19

Liste des annexes

- Annexe 1 Entente de raccordement pour l'accroissement de puissance d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec
- Annexe 1.1 Distinctions de l'entente de raccordement par rapport à l'Entente-type
- Annexe 1.2 Couverture des coûts de l'accroissement de puissance
- Annexe 2 Schémas unifilaires relatifs au Projet (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 3 Liste des principales normes techniques appliquées au Projet
- Annexe 4 Analyse économique du Projet
- Annexe 5 Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 6 Impact tarifaire

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 »)
3 afin d'ajouter un transformateur au poste de la Manicouagan, de remplacer des
4 transformateurs au poste aux Outardes-2 et de réaliser des travaux connexes (le « Projet »).

5 Le Projet, dont le coût total s'élève à 92,5 M\$, s'inscrit dans les catégories d'investissement
6 « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Il vise à répondre à la
7 demande d'intégration de puissance additionnelle, dans le cadre de la réfection de la centrale
8 aux Outardes-2 d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité
9 (le « Producteur »), tout en assurant la pérennité des installations au poste aux Outardes-2.
10 Les mises en service du Projet sont prévues pour les mois de décembre 2025, décembre
11 2026 et décembre 2027.

12 À cette étape de la demande d'autorisation de la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
13 respecter l'échéancier des travaux, il doit entreprendre dès à présent certaines activités
14 d'ingénierie indispensables, notamment à la précision des documents qui seront déposés au
15 soutien des futurs appels d'offres visant l'approvisionnement de matériel nécessaire à la
16 réalisation du Projet. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités similaires
17 à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

18 Le tableau 1 suivant fait état de la concordance entre la demande du Transporteur, déposée
19 conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et les
20 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
21 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

**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	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 °	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	2
2	1	2 °	La description du projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	3 °	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	3
2	1	4 °	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1	5
				HQT-1, Document 2	
				HQT-2, Document 2.1	
2	1	5 °	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 Annexe 4
2	1	6 °	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	s.o.	s.o.
2	1	7 °	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	6 Annexe 6
2	1	8 °	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	7
2	1	9 °	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	4
3	1	1 °	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	Annexe 3
3	1	3 °	Le cas échéant, les engagements contractuels et les contributions financières prévues	HQT-1, Document 1	Annexe 1

2 Contexte et objectifs du Projet

2.1 Contexte

Demande du Producteur

1 La centrale aux Outardes-2, appartenant à Hydro-Québec dans ses activités de production
 2 d'électricité (le « Producteur »), a été mise en service en 1978. Cette centrale, située sur la
 3 rivière aux Outardes dans la région administrative de la Côte-Nord, est composée de trois
 4 groupes turbine-alternateur totalisant une puissance installée de 523 MW. En juin 2019,
 5 le Producteur a déposé une demande d'étude d'intégration de puissance additionnelle de
 6 94 MW dans le cadre d'un projet de réfection de la centrale.

1 En date du 9 février 2023, une *Entente de raccordement pour l'accroissement de puissance*
2 *d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec* (l'« Entente ») a été signée entre le
3 Transporteur et le Producteur. Tel qu'il appert au tableau 1 précédent, cette entente est
4 déposée à l'annexe 1 de la présente pièce.

5 L'article 6.1 de l'Entente précise que le Producteur se prévaut de son droit acquis aux
6 conditions décrites à l'article 12A.2 i) et selon les modalités de l'article 44.2 des *Tarifs et*
7 *conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (« *Tarifs et conditions* »)¹. Il prend un
8 engagement afin que le Transporteur puisse recouvrer les coûts assumés dans la catégorie
9 « Croissance des besoins de la clientèle » jusqu'à concurrence du montant maximal
10 applicable, majorés des coûts d'exploitation et d'entretien ainsi que de la taxe sur les services
11 publics².

Poste de la Manicouagan

12 Le poste de la Manicouagan intègre la production des centrales Manic-2 et aux Outardes-3,
13 ainsi que la puissance provenant du sous-réseau à 315 kV sur lequel est raccordée la centrale
14 aux Outardes-2. Ce poste est composé de deux transformateurs de puissance à 735-315 kV
15 de 1 650 MVA (T1 et T4). Le poste comprend également une phase de relève³ (une cuve
16 monophasée de 550 MVA) ainsi qu'un transformateur T3 à 735-315 kV de 510 MVA
17 (trois cuves monophasées de 170 MVA) actuellement hors service. La capacité de
18 transformation de 2 013 MVA⁴ du poste est insuffisante pour l'intégration de puissance
19 additionnelle de la centrale aux Outardes-2 demandé par le Producteur.

Poste aux Outardes-2

20 Le poste aux Outardes-2 est le poste de départ de la centrale aux Outardes-2. Il est raccordé
21 au réseau de transport principal par une ligne à 315 kV, ainsi qu'au poste de Hauterive
22 lui-même raccordé au poste de la Manicouagan par trois lignes à 315 kV. La production de la
23 centrale aux Outardes-2 est intégrée au poste aux Outardes-2 par trois transformateurs
24 élévateurs de tension à 13,8-315 kV de 170 MVA chacun. Chaque transformateur intègre la
25 puissance d'un seul groupe turbine-alternateur. Ces transformateurs atteindront la fin de leur
26 durée de vie utile, soit 50 ans, en 2027 et doivent être remplacés. De plus, les transformateurs
27 n'ont pas la capacité requise pour intégrer la puissance additionnelle des nouveaux groupes
28 turbine-alternateur du Producteur.

1 Décision [D-2017-102](#).

2 Plus d'information à cet égard est présentée à l'annexe 1.2.

3 La phase de relève permet de remplacer une autre phase en cas de bris d'une autre phase.

4 Cette capacité est définie en considérant la capacité nominale des transformateurs de 1 650 MVA et en tenant compte d'un facteur de surcharge en hiver.

2.2 Objectifs

- 1 Le Projet a pour objectif d'intégrer la puissance additionnelle de la centrale aux Outardes-2
- 2 et d'assurer la pérennité du poste aux Outardes-2. Il vise à ajouter un transformateur au poste
- 3 de la Manicouagan, à remplacer des transformateurs au poste aux Outardes-2 et à réaliser
- 4 des travaux connexes.

3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

3.1 Description des travaux

Poste de la Manicouagan

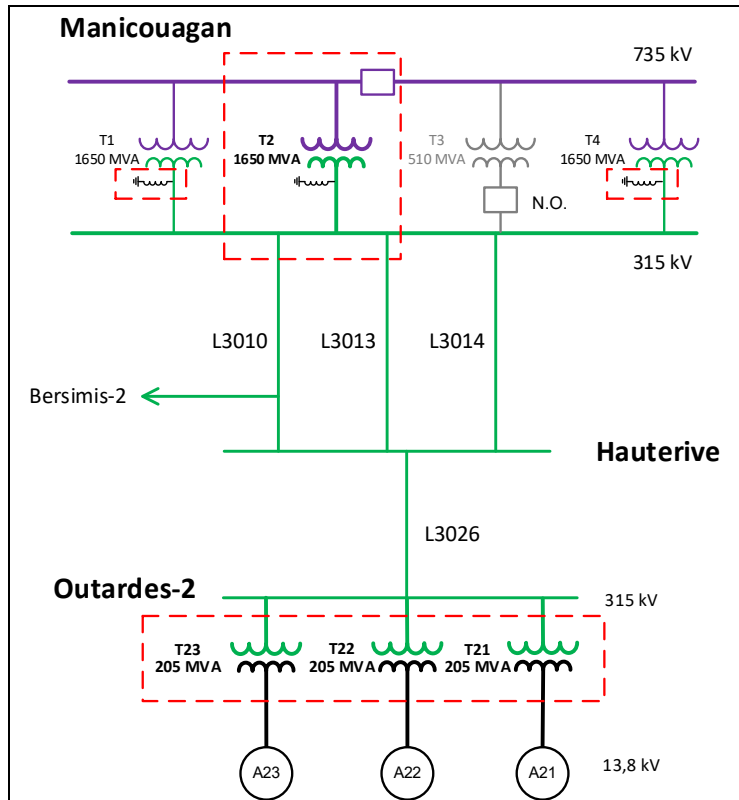
- 5 Les travaux au poste de la Manicouagan consistent en l'ajout d'un transformateur de
- 6 puissance à 735-315 kV de 1 650 MVA, d'un disjoncteur de barre à 735 kV et de trois
- 7 inductances au neutre des transformateurs de puissance. La phase de relève en position T2
- 8 (cuve monophasée de 550 MVA) sera relocalisée dans le poste et conservée en réserve.
- 9 Le Projet comprend également les travaux connexes suivants :

- 10
 - Ajout d'un centre de distribution extérieur (services auxiliaires) ;
- 11
 - Ajout de panneaux de services auxiliaires ;
- 12
 - Démantèlement du transformateur T3.

Poste aux Outardes-2

- 13 Les travaux au poste aux Outardes-2 consistent au remplacement des trois transformateurs
- 14 élévateurs à 13,8-315 kV.
- 15 La figure 2 suivante présente une vue d'ensemble des principaux travaux à réaliser.

Figure 2
Vue d'ensemble des travaux à réaliser



3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

Poste de la Manicouagan

- 1 L'ajout d'un troisième transformateur à 735-315 kV de 1 650 MVA est nécessaire afin de
- 2 raccorder la puissance additionnelle générée par l'intégration de 94 MW additionnels à la
- 3 centrale aux Outardes-2. La capacité de transformation d'un poste doit être suffisante suivant
- 4 la perte d'un transformateur. Suivant l'intégration de puissance additionnelle, les analyses du
- 5 Transporteur ont démontré que la perte d'un transformateur provoquerait la surcharge du
- 6 transformateur restant. Il est important de noter que seul un transformateur d'une puissance
- 7 et d'une impédance semblable aux transformateurs existants peut être installé afin de pouvoir
- 8 exploiter les trois transformateurs en parallèle et ainsi atteindre l'objectif escompté. Suivant
- 9 l'ajout du troisième transformateur de 1 650 MVA en position T2, le transformateur T3 de
- 10 510 MVA n'est plus requis et doit être démantelé.

1 De plus, l'ajout d'un troisième transformateur en parallèle implique une augmentation du
 2 niveau de court-circuit et provoque le dépassement de la capacité de coupure des
 3 disjoncteurs à 315 kV. Par conséquent, l'ajout d'inductances de neutre sur le nouveau
 4 transformateur ainsi que sur les deux transformateurs existants est nécessaire afin d'abaisser
 5 le niveau de court-circuit à un niveau acceptable.

6 Enfin, l'ajout d'un disjoncteur de barre à 735 kV est nécessaire suivant l'ajout du troisième
 7 transformateur afin d'éviter la perte de deux transformateurs suivant une contingence simple
 8 ou lors de travaux de maintenance.

Poste aux Outardes-2

9 Le poste aux Outardes-2 comprend trois transformateurs élévateurs à 13,8-315 kV de
 10 170 MVA raccordant chacun la puissance d'un groupe turbine-alternateur. La fin de durée de
 11 vie utile de ces transformateurs sera atteinte en 2027, soit à la date de mise en service finale
 12 prévue du Projet. Un remplacement en pérennité est donc requis. De plus, la puissance des
 13 transformateurs est insuffisante pour raccorder la puissance additionnelle. Les nouveaux
 14 transformateurs devront avoir une puissance de 205 MVA.

15 Le Transporteur considère que le Projet est réalisable au plan technique, tant du point de vue
 16 de l'échéancier que du point de vue de l'exécution. L'avant-projet réalisé à ce jour par le
 17 Transporteur a permis de confirmer la faisabilité et de préciser les contraintes de réalisation
 18 inhérentes au Projet.

19 Le Transporteur présente, au tableau 2, le calendrier de réalisation des travaux reliés
 20 au Projet.

**Tableau 2
 Calendrier de réalisation**

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Octobre 2021	Septembre 2022
Autorisation de la Régie de l'énergie	Janvier 2023	Juin 2023
Projet	Août 2023	Décembre 2027
Mises en service - Poste de la Manicouagan - Poste aux Outardes-2 - T22 - Poste aux Outardes-2 - T21 - Poste aux Outardes-2 - T23	-	Décembre 2025 Décembre 2025 Décembre 2026 Décembre 2027

1 Le Transporteur dépose en annexe de la présente pièce les documents suivants :

- 2 • Annexe 2 : Schémas unifilaires du poste de la Manicouagan et du poste aux
3 Outardes-2 (sous-pli confidentiel) ;
- 4 • Annexe 3 : Liste des principales normes techniques appliquées au Projet.

5 Le Transporteur souligne qu'il n'a mené aucune activité d'information ou de consultation
6 puisque les travaux du Projet, entièrement effectués à l'intérieur des postes aux Outardes-2
7 et de la Manicouagan, ne sont pas susceptibles d'avoir des impacts ou de faire l'objet de
8 préoccupations dans le milieu. Aucune autorisation gouvernementale n'est exigée en vertu
9 d'autres lois.

4 Solutions envisagées

10 Le Transporteur a envisagé deux solutions afin de répondre à la demande du Producteur. Les
11 aspects techniques, environnementaux et économiques ont été considérés pour orienter le
12 choix de la meilleure solution.

13 Les solutions envisagées sont les suivantes :

- 14 • Solution 1 : Ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan ;
- 15 • Solution 2 : Raccordement de la centrale aux Outardes-3 au poste aux Outardes.

16 Ces deux solutions requièrent le remplacement des transformateurs élévateurs de tension au
17 poste aux Outardes-2.

4.1 Solution 1 – Ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan

18 La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur. Tel que décrit
19 précédemment, elle consiste essentiellement en l'ajout d'un transformateur de puissance au
20 poste de la Manicouagan. L'ajout d'un disjoncteur de barre à 735 kV et d'inductances de
21 neutre est nécessaire et découle de l'ajout du transformateur.

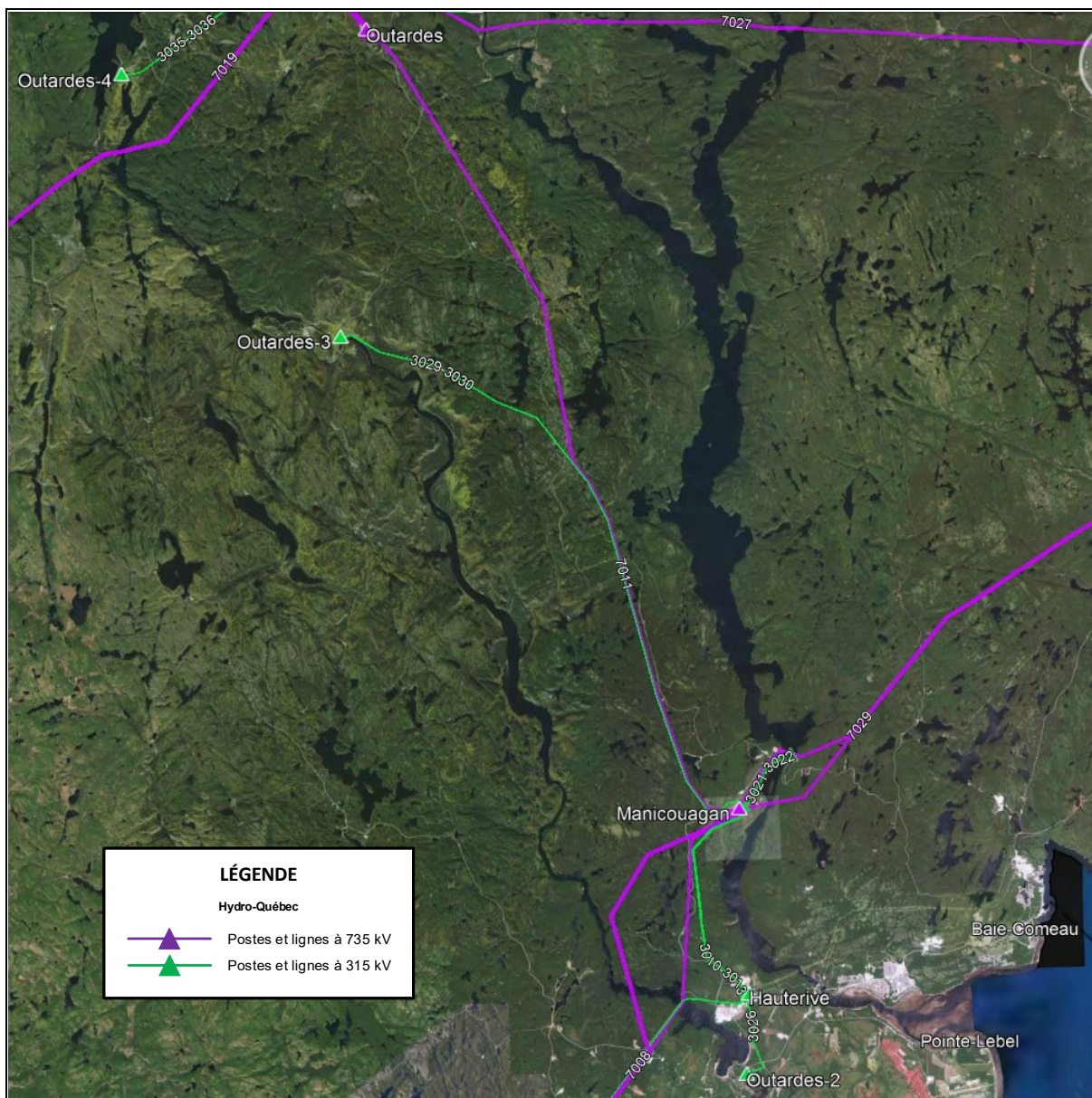
22 La solution 1 est réaliste en regard de l'échéancier prévu pour le raccordement de la
23 puissance additionnelle de la centrale aux Outardes-2.

4.2 Solution 2 – Raccordement de la centrale aux Outardes-3 au poste aux Outardes

24 La solution 2 consiste à libérer de la capacité de transformation au poste de la Manicouagan
25 en raccordant la centrale aux Outardes-3 au poste aux Outardes qui est plus près de la

- 1 centrale. La centrale aux Outardes-3 est présentement raccordée au poste Manicouagan
- 2 situé à environ 45 km. Le raccordement de la centrale aux Outardes-3 au poste aux Outardes
- 3 par la construction d'une ligne de 25 km permet de libérer la capacité de transformation au
- 4 poste de la Manicouagan requise pour acheminer la puissance additionnelle à la centrale aux
- 5 Outardes-2. Cette solution implique l'ajout d'un transformateur à 735-315 kV au poste
- 6 aux Outardes.
- 7 La figure 3 suivante présente l'emplacement géographique des postes.

Figure 3
Emplacement géographique des postes



- 1 La solution 2 implique des coûts globaux actualisés plus élevés que ceux de la solution 1.
2 Par ailleurs, la construction d'une ligne de 25 km implique des délais additionnels par rapport
3 à la solution 1.
- 4 Pour ces raisons, le Transporteur considère que la solution 2 doit être rejetée au profit de
5 la solution 1.

4.3 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,
8 de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques.
9 L'analyse économique a été réalisée sur une période de 44 ans, soit 40 ans après la mise en
10 service des actifs du poste de la Manicouagan en 2025, d'après les hypothèses suivantes :

- 11 • taux d'actualisation de long terme de 4,675 % ;
- 12 • taux d'inflation :

	2022	2023	2024	2025	2026	2027 et plus
Lignes	16,1 %	5,0 %	4,0 %	4,0 %	3,0 %	2,0 %
Postes	12,4 %	5,0 %	4,0 %	4,0 %	3,0 %	2,0 %

- 13 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

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

18 Le tableau 3 présente une comparaison économique des deux solutions décrites
19 précédemment. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars actualisés de l'année 2022.

Tableau 3
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2022)

	Solution 1 Ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan	Solution 2 Raccordement de la centrale Outardes-3 au poste aux Outardes
Investissements	68 710	168 302
Réinvestissements	0	4 883
Valeurs résiduelles	(2 573)	(27 986)
Pertes électriques	20 621	Référence
Coûts d'exploitation et d'entretien	2 614	3 462
Taxes sur les services publics	4 690	12 937
Coûts globaux actualisés (CGA)	94 062	161 599

1 Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les coûts
2 globaux actualisés de la solution 1 sont les plus bas. Le détail de l'analyse économique et les
3 paramètres utilisés pour l'analyse sont présentés à l'annexe 4.

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts

4 Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève
5 à 92,5 M\$.

6 Le Transporteur précise qu'aucun actif de télécommunication n'y est relié.

7 Le coût dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » s'élève à 61,4 M\$ ce qui
8 est supérieur au montant maximal du Projet (610 \$/kW x 94 MW = 57,3 M\$). Ainsi, le calcul
9 de la contribution estimée du Producteur (4,1 M\$) correspond à la différence entre les coûts
10 de cette catégorie et le montant maximal, majorée d'un montant de 19 % pour tenir compte
11 des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau. Par ailleurs, le Projet inclut le coût
12 du poste de départ (1,0 M\$), qui est inférieur au montant maximal applicable à cet égard
13 (83 \$/kW x 94 MW = 7,8 M\$)⁵.

⁵ Les contributions maximales utilisées pour le calcul visant le poste de départ sont tirées des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, appendice J, section B, et l'allocation maximale provient de la section E, dans la version du 21 décembre 2022, approuvée par Régie dans la décision D-2022-157. Dans cette même décision au par. 29, elle confirme que les dispositions de l'appendice J ne sont pas provisoires.

- 1 Le Projet comporte plusieurs dates de mises en service échelonnées dans le temps.
- 2 Par conséquent, la contribution estimée du Producteur sera exigible lors de la première mise
- 3 en service de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle »⁶.
- 4 Le tableau 4 suivant présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet.

Tableau 4
Coûts des travaux avant-projet et projet par élément
 (en milliers de dollars de réalisation)

		Total poste
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		655,4
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		83 090,0
Client		6 442,5
Frais financiers		2 341,0
Sous-total		91 873,5
TOTAL		92 528,9

- 5 Les coûts détaillés sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, déposée sous
- 6 pli 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,
- 8 également déposée sous pli confidentiel.
- 9 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
- 10 tableau 5. Les taux d'inflation spécifiques, ventilés par composantes, sont déposés sous
- 11 pli confidentiel à l'annexe 5 dont la version caviardée est déposée à l'annexe 5.1.

Tableau 5
Taux d'inflation spécifiques

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Postes	5,0 %	4,0 %	4,0 %	3,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %

⁶ Tarifs et conditions, appendice J, section A, sous-section 2, pp. 180-181.

1 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable l'année
2 de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
3 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec en date de juin 2022, préalablement à
4 l'autorisation du Projet.

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 jour
10 périodiquement en fonction de l'évolution des prix reliés aux éléments des projets.

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

- 12 • Coût de main-d'œuvre :
 - 13 ◦ ingénierie interne et externe ;
 - 14 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 15 • Coûts reliés à la construction :
 - 16 ◦ Main-d'œuvre de construction ;
 - 17 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 18 • Approvisionnement :
 - 19 ◦ transformateurs et inductances ;
 - 20 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
 - 21 ◦ fondations pour charpentes ;
 - 22 ◦ charpentes métalliques, câbles, jeux de barres, toiture ;
 - 23 ◦ bassin de récupération d'huile ;
 - 24 ◦ système de protection d'incendie, etc.

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

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

5.2 Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

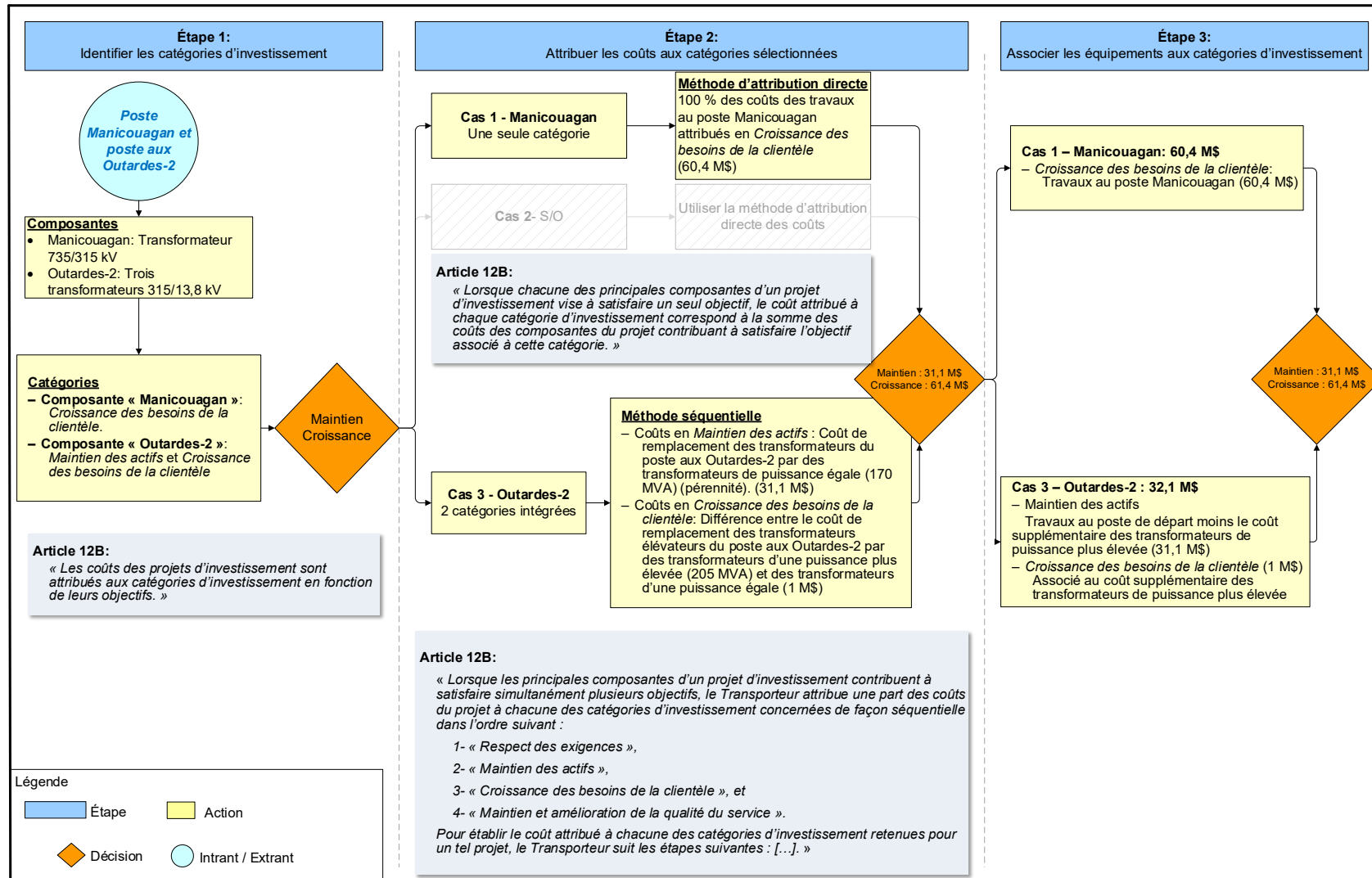
6 Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la
7 clientèle » et « Maintien des actifs ».

8 L'ajout de transformateur ainsi que les travaux connexes au poste de la Manicouagan
9 contribuent distinctement à ne satisfaire qu'un seul objectif du Projet, soit de permettre
10 l'intégration de la puissance additionnelle à la centrale aux Outardes-2 demandée par le
11 Producteur. La méthode d'attribution directe des coûts est donc utilisée afin d'associer les
12 coûts de cette composante à la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle ».

13 Quant aux travaux au poste aux Outardes-2, ils visent à satisfaire deux objectifs intégrés,
14 soit de répondre à la demande du Producteur tout en assurant la pérennité du poste.
15 La méthode utilisée pour valoriser les coûts à associer aux catégories « Maintien des actifs »
16 et « Croissance des besoins de la clientèle » est donc la méthode séquentielle selon l'ordre
17 établi conformément à l'article 12B des *Tarifs et conditions des services de transport*
18 *d'Hydro-Québec*. Une représentation schématique est présentée à la figure 4⁷.

⁷ Voir R-4167-2021, [B-0068](#), HQT-6, Document 1 révisé, section 5, conformément à la décision [D-2022-139](#), par. 74.

Figure 4
Méthode d'attribution des coûts du Projet aux différentes catégories d'investissement



1 Les coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle », de l'ordre de 61,4 M\$
2 soit 66,4 % du coût total du Projet, sont requis pour répondre à une demande du Producteur
3 pour accroître la puissance installée de la centrale aux Outardes-2. Ils correspondent à la
4 totalité des coûts des travaux requis au poste de la Manicouagan (60,4 M\$) et à la différence
5 de coûts engendrés par le remplacement des transformateurs du poste aux Outardes-2 par
6 des transformateurs de plus grande capacité, soit 1 M\$.

7 Les coûts de la catégorie « Maintien des actifs », de l'ordre de 31,1 M\$ soit 33,6 % du coût
8 total du Projet, permettent d'assurer la pérennité des trois transformateurs élévateurs du poste
9 aux Outardes-2 et correspondent au coût du remplacement des transformateurs de même
10 capacité.

5.3 Suivi des coûts du Projet

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

- 17 • le suivi des coûts réels de son Projet, sous la même forme et le même niveau de détail
18 que ceux du tableau 5⁸ ;
- 19 • le suivi des coûts réels détaillés de son Projet, sous pli confidentiel jusqu'à l'expiration
20 d'un délai d'un an de sa mise en service finale⁹, selon le niveau de détail des coûts
21 présentés au tableau 1 - *Coûts des travaux avant-projet et projet par élément*, de la
22 pièce HQT-1, Document 2¹⁰.

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

⁸ D-[2016-086](#), par. 104 et D-[2016-091](#), par. 74.

⁹ D-[2016-086](#), par. 105 et D-[2016-091](#), par. 75.

¹⁰ D-[2016-093](#), par. 71.

6 Impact tarifaire

1 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
2 « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Les mises en service
3 sont prévues pour les mois de décembre 2025, décembre 2026 et décembre 2027.

4 Les ajouts au réseau de la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » visent la qualité
5 du service rendu par le Transporteur, en permettant de maintenir le bon fonctionnement du
6 réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous
7 les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué dans sa décision D-2002-95, page 297,
8 qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau.
9 Les coûts de cette catégorie sont de l'ordre de 31,1 M\$.

10 Les coûts de la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » sont de
11 l'ordre de 61,4 M\$, et liés à une demande d'intégration de la puissance additionnelle de
12 94 MW à la centrale aux Outardes-2. Ces coûts sont supérieurs au montant maximal de
13 57,3 M\$, lequel représente l'allocation maximale de 610 \$/kW multipliée par 94 MW. Par
14 conséquent, une contribution estimée du Producteur de 4,1 M\$¹¹ est requise pour couvrir
15 l'excédent. Le montant final de la contribution sera déterminé en fonction des coûts réels à la
16 mise en service du Projet.

17 L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte les
18 coûts du Projet, nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement,
19 au financement, à la taxe sur les services publics, aux coûts d'exploitation et d'entretien ainsi
20 que de la puissance maximale à transporter relative au Projet de 94 MW.

21 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et sur une période de 40 ans,
22 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats présentés sur
23 la période de 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont
24 plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet.

25 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 6,6 M\$ sur une période de
26 20 ans et de 4,8 M\$ sur une période de 40 ans, ce qui représente un faible impact à la marge
27 de 0,2 % sur une période de 20 ans et de 0,1 % sur une période de 40 ans, par rapport aux
28 revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2022.

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

¹¹ La contribution sera majorée d'un montant de 19 % pour tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau.

1 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité sont présentés à
2 l'annexe 6 de la présente pièce.

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

3 Dans le cadre du Projet, le Transporteur doit s'assurer que la conception et l'exploitation de
4 son réseau de transport respectent les critères et les normes en vigueur. De plus, toute
5 exigence ou pratique que se donne l'entreprise, doit être compatible avec les critères du
6 Northeast Power Coordinating Council, Inc. (le « NPCC ») et du North American Electric
7 Reliability Corporation (le « NERC »).

8 L'application de critères de conception vise à assurer au réseau de transport une fiabilité
9 adéquate qui réponde de façon cohérente aux besoins internes du Québec et aux exigences
10 du NPCC et la NERC.

11 Le remplacement des transformateurs en fin de vie utile du poste aux Outardes-2 et l'ajout
12 d'un transformateur au poste Manicouagan contribuent à assurer la fiabilité, la capacité et la
13 continuité de service du réseau de transport.

14 Le Projet entraîne donc un impact positif sur la fiabilité et la qualité de prestation du service
15 de transport d'électricité que le Transporteur est tenu de fournir à sa clientèle.

8 Conclusion

16 Le Transporteur soutient respectueusement que la Régie dispose de toutes les informations
17 pertinentes à l'évaluation du Projet visant à ajouter un transformateur au poste de la
18 Manicouagan et à remplacer des transformateurs au poste aux Outardes-2. En effet, la preuve
19 contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des renseignements
20 devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du premier paragraphe
21 du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et du Règlement.

22 De plus, le Transporteur a démontré que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques
23 usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il a également établi que cet investissement est rendu
24 nécessaire afin de répondre à la demande du Producteur tout en assurant la pérennité des
25 installations du Transporteur.

26 Le Transporteur soutient que la solution mise de l'avant est optimale et qu'elle respecte les
27 critères de conception applicables. Aussi, les investissements découlant de ce Projet seront,
28 une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.