

Demande relative au raccordement des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2023-01 au réseau de transport d'Hydro-Québec

(Version caviardée)

1	Introduction	5
2	Contexte de la demande	8
2.1	Ententes de raccordement	9
3	Objectifs	10
4	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs	10
4.1	Parcs éoliens de l'Appel d'offres	10
4.2	Installations des parcs éoliens	11
4.3	Description des travaux	11
4.3.1	Parc éolien Arthabaska	12
4.3.2	Parc éolien Broughton	12
4.3.3	Parc éolien Les Jardins	13
4.3.4	Parc éolien Lotbinière Ndakina (MRC Lotbinière)	14
4.3.5	Parc éolien Monnoir	14
4.3.6	Parc éolien Peshu Napeu (Manicouagan)	15
4.3.7	Parc éolien Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-Wolastokuk 2	16
4.3.8	Parc éolien Saint-Paul-de-Montminy	17
4.4	Renforcement du réseau de transport	18
4.5	Justification du Projet en relation avec les objectifs	18
4.5.1	Croissance des besoins de la clientèle	18
4.5.2	Maintien des actifs	18
4.6	Échéancier	19
5	Solutions envisagées	20
5.1	L'Appel d'offres et les zones d'intégration admissibles	20
5.2	Solutions retenues pour le raccordement des huit parcs éoliens	20
6	Coûts associés au Projet	22
6.1	Sommaire des coûts	22
6.2	Coûts associés aux différentes catégories d'investissement	27
6.3	Suivi des coûts du Projet	28
7	Impact tarifaire	28
8	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	29
9	Conclusion	31

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le Règlement	7
Tableau 2	Parcs éoliens de l'Appel d'offres	11
Tableau 3	Critères d'intervention sur les équipements classifiés en Maintien des actifs	19
Tableau 4	Calendrier de réalisation	19
Tableau 5	Synthèse des coûts globaux (en million de dollars)	23
Tableau 6	Coûts des travaux avant-projet et projet (en M\$ de réalisation)	24
Tableau 7	Taux d'inflation spécifiques	25

Liste des figures

Figure 1	Emplacement géographique des parcs éoliens	9
----------	--	---

Liste des annexes

- Annexe 1 Schémas de liaison relatifs au Projet (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 2 Liste des principales normes techniques appliquées au Projet (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 2.1 Liste des principales normes techniques appliquées au Projet (version caviardée)
- Annexe 3 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
- Annexe 4 Liste des activités d'information et de consultation
- Annexe 5 Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 5.1 Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (version caviardée)
- Annexe 6 Impact tarifaire
- Annexe 7 Entente de raccordement – Parc Éolien Arthabaska S.E.C. (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 7.1 Entente de raccordement – Parc éolien Arthabaska S.E.C. (version caviardée)
- Annexe 8 Entente de raccordement – Parc éolien Broughton S.E.C. (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 8.1 Entente de raccordement – Parc éolien Broughton S.E.C. (version caviardée)
- Annexe 9 Entente de raccordement – Parc éolien Lotbinière Ndakina S.E.C. (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 9.1 Entente de raccordement – Parc éolien Lotbinière Ndakina S.E.C. (version caviardée)
- Annexe 10 Entente de raccordement – Énergie éolienne PPAW 2 S.E.C. (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 10.1 Entente de raccordement – Énergie éolienne PPAWA 2 S.E.C. (version caviardée)
- Annexe 11 Entente de raccordement – Kruger Énergie Saint-Paul-de-Montminy S.E.C. (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 11.1 Entente de raccordement – Kruger Énergie Saint-Paul-de-Montminy S.E.C. (version caviardée)
- Annexe 12 Distinctions de l'entente de raccordement par rapport à l'Entente-type de raccordement

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 ») afin
3 de construire les actifs requis pour l'intégration de parcs éoliens au réseau de transport (le
4 « Projet »), et ce, afin de répondre à la demande de raccordement de huit parcs éoliens,
5 totalisant 1 550 MW, formulée par Hydro-Québec dans ses activités de distribution
6 d'électricité (le « Distributeur »).

7 La demande de raccordement du Distributeur fait suite à l'appel d'offres A/O 2023-01 : Appel
8 d'offres pour l'acquisition de 1 500 MW d'énergie éolienne (« l'Appel d'offres ») devant être
9 produite au Québec conformément au [Décret no 285-2023](#)¹.

10 Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la
11 clientèle » et « Maintien des actifs ». Il comprend les travaux liés au raccordement des parcs
12 éoliens au réseau de transport. Pour l'essentiel, le Projet consiste au raccordement des parcs
13 éoliens au réseau de transport par l'ajout de nouvelles lignes d'une longueur variant de 25 m
14 à 3,9 km à partir des postes élévateurs des parcs éoliens vers des postes et des lignes de
15 transport existants à 120 kV, 230 kV ou 315 kV.

16 Le coût du Projet s'élève à 770,3 M\$. Ce coût inclut un montant de 513,9 M\$ pour le
17 remboursement des postes de départ et des réseaux collecteurs des producteurs éoliens
18 (dont 431,9 M\$ pour le coût des équipements et 82,0 M\$ pour les coûts d'exploitation et
19 d'entretien) ainsi qu'un montant de 14,7 M\$ pour les installations de télécommunications sur
20 le réseau de transport. La répartition des coûts entre les catégories d'investissement est telle
21 que 764,6 M\$ sont attribués à la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la
22 clientèle » et 5,7 M\$ sont attribués à la catégorie d'investissement « Maintien des actifs ».
23 Les mises en service des parcs éoliens sont prévues pour les mois de décembre 2027,
24 décembre 2028 et décembre 2029.

25 Par ailleurs, le Transporteur n'est pas en mesure de présenter les renforcements du réseau
26 de transport en lien avec l'intégration de ces parcs éoliens, puisque les analyses sont en
27 cours. Le cas échéant, lorsque ces analyses seront complétées, le Transporteur présentera
28 une demande à la Régie. Le Transporteur précise que les solutions de renforcement retenues
29 ne modifieront pas le contenu du Projet.

30 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
31 respecter l'échéancier des travaux, certaines activités d'ingénierie indispensables se

¹ Publié à la Gazette officielle du Québec, le 17 mars 2023.

1 poursuivent, notamment pour la sécurisation de l'approvisionnement de certain matériel
2 nécessaire à la réalisation du Projet.

3 Le tableau suivant indique la concordance entre les pièces de la demande du Transporteur
4 présentée conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « *Loi* »), et les
5 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
6 *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	Paragraphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1 Révisé	3
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1 Révisé	4
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1 Révisé	4
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1 Révisé HQT-1, Document 2 Révisé HQT-1, Document 2.1 Révisé	6 Annexe 1
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	HQT-1, Document 1 Révisé	Annexe 3
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1 Révisé	7 et Annexe 6
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1 Révisé	8
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1 Révisé	s. o.
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1 Révisé	Annexe 2
3	1	3 ^o	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	HQT-1, Document 1 Révisé	Annexe 7

2 Contexte de la demande

1 Le Distributeur a déposé le 27 février 2024 une demande officielle au Transporteur pour le
2 raccordement au réseau de transport d'Hydro-Québec des projets de parcs éoliens retenus
3 au terme de l'Appel d'offres, et ce dans les délais prévus, le tout conformément aux *Tarifs et*
4 *conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « *Tarifs et conditions* ») en vigueur.

5 Le 31 mars 2023, le Distributeur a lancé l'Appel d'offres, conformément au règlement émis
6 par le gouvernement du Québec, plus précisément le Décret n° 285-2023 édictant le
7 *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne*. Ce règlement comportait
8 notamment l'obligation pour le Distributeur de lancer l'Appel d'offres au plus tard le 31 mars
9 2023.

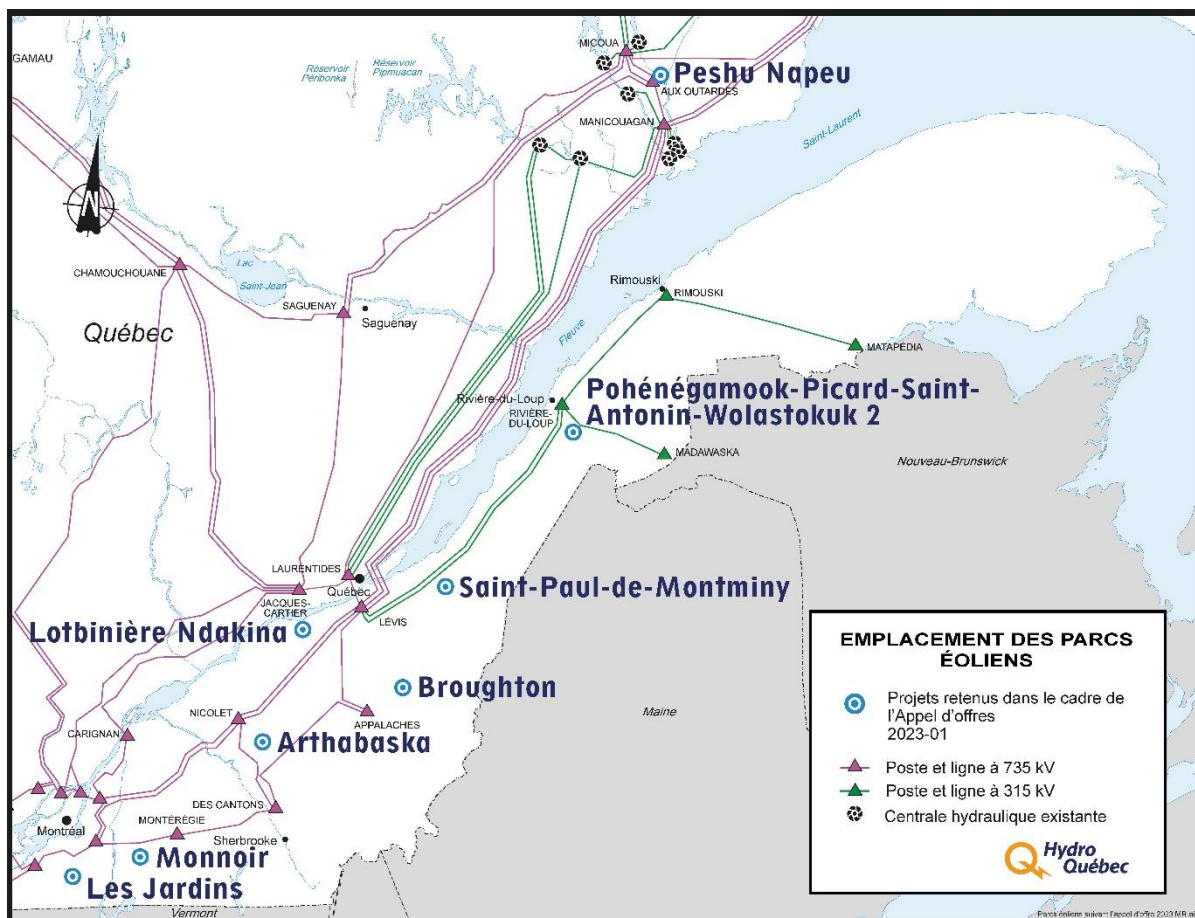
10 Le 26 janvier 2024, l'annonce des huit projets éoliens retenus par le Distributeur, totalisant
11 1 550 MW, a eu lieu.

12 Le 19 août 2024, par sa décision [D-2024-087](#), la Régie a approuvé les contrats
13 d'approvisionnement en électricité² des huit parcs éoliens découlant de l'Appel d'offres. Le
14 Projet consiste au raccordement des parcs éoliens faisant l'objet de ces contrats. Selon ces
15 contrats d'approvisionnement en électricité, les dates garanties de début des livraisons auront
16 lieu en décembre 2027, décembre 2028 et décembre 2029.

17 Le Transporteur présente à la figure suivante, l'emplacement géographique des huit parcs
18 éoliens à raccorder dans le cadre du Projet.

² Les contrats d'approvisionnement en électricité, du 11 avril 2024 pour Parc Éolien Arthabaska S.E.C. (265,2 MW) et Parc Éolien Monnoir S.E.C. (100,0 MW), du 12 avril 2024 pour Parc Éolien Broughton S.E.C. (150,0 MW), Parc Éolien Lotbinière Ndakina S.E.C. (100,0 MW), Énergie éolienne PPAW 2 S.E.C. (291,4 MW) et Kruger Énergie Saint-Paul-de-Montminy S.E.C. (196,0 MW), du 17 avril 2024 pour Kruger Énergie Les Jardins S.E.C. (147,0 MW) et du 17 mai 2024 pour Société pour le développement du Parc Éolien Peshu Napeu S.E.C. (300,0 MW) sont disponibles aux pièces [B-0006](#), [B-0007](#), [B-0008](#), [B-0009](#), [B-0010](#), [B-0011](#), [B-0012](#) et [B-0013](#) du dossier R-4264-2024.

Figure 1
Emplacement géographique des parcs éoliens



2.1 Ententes de raccordement

1 Dans le cadre de la présente, le Transporteur informe la Régie qu'il dépose aux annexes 7
2 à 11, à l'appui de sa demande, cinq (5) ententes de raccordement sous plis confidentiels
3 relatives aux parcs éoliens visés par l'Appel d'offres A/O 2023-01 signées. Ces annexes sont
4 également déposées en version caviardée aux annexes 7.1 à 11.1 de la présente.

5 L'entente de raccordement pour le parc éolien Peshu Napeu (Manicouagan) a été transmise
6 aux producteurs concernés, pour signature, alors que les projets d'ententes de raccordement
7 pour les parcs éoliens Monnoir et Les Jardins ont été transmis aux producteurs éoliens
8 concernés. Le Transporteur prévoit déposer les ententes à la Régie, dès leur signature.

9 Les producteurs éoliens ayant conclu des contrats d'approvisionnement en électricité avec le
10 Distributeur, lesquels ont été approuvés par la Régie, sont tenus de respecter leurs

1 engagements contractuels, notamment en ce qui a trait aux modalités de raccordement des
2 parcs éoliens au réseau de transport.

3 Par ailleurs, afin de gérer les risques associés à ces raccordements, le Transporteur a obtenu
4 des garanties financières au moyen des conventions d'avant-projet et des ententes de
5 raccordement conclues avec les producteurs éoliens. De plus, comme indiqué dans les *Tarifs*
6 *et conditions*, article 12A.1, la signature d'une entente de raccordement est requise
7 préalablement à tout raccordement de centrale au réseau de transport. Conséquemment, les
8 travaux de raccordement des parcs éoliens seront entrepris par le Transporteur qu'une fois
9 les ententes de raccordement signées.

10 Enfin, le Transporteur présente à l'annexe 12 les différences entre l'Entente-type de
11 raccordement et les ententes de raccordement faisant l'objet du présent dossier³.

3 Objectifs

12 Le Projet a comme objectif le raccordement des huit parcs éoliens retenus dans le cadre de
13 l'Appel d'offres au réseau de transport d'Hydro-Québec. De plus, le Transporteur prévoit
14 effectuer certains travaux visant à assurer la pérennité des installations impactées par
15 le Projet.

4 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

16 Le Transporteur présente aux sections suivantes les travaux pour le raccordement des huit
17 parcs éoliens au réseau de transport.

4.1 Parcs éoliens de l'Appel d'offres

18 Le tableau 2 présente chacun des parcs éoliens retenus par le Distributeur dans le cadre de
19 l'Appel d'offres.

³ [D-2020-146](#), par. 250.

Tableau 2
Parcs éoliens de l'Appel d'offres

Parc éolien	Soumissionnaire	DDL	Puissance contractuelle (MW)
Arthabaska	Boralex Développement Canada Inc.	2029-12-01	265,2
Broughton	Pattern Renewable Holdings Canada 2 ULC	2029-12-01	150,0
Les Jardins	Kruger Énergie Les Jardins S.E.C.	2028-12-01	147,0
Lotbinière Ndakina (MRC Lotbinière)	Innergex énergie renouvelable Inc.	2028-12-01	100,0
Monnoir	Boralex Développement Canada Inc.	2028-12-01	100,0
Peshu Napeu (Manicouagan)	Innergex énergie renouvelable Inc.	2029-12-01	300,0
Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-Wolastokuk 2 (PPAW 2)	Énergies Renouvelables Invenenergy Canada ULC	2029-12-01	291,4
Saint-Paul-de-Montminy	Kruger Énergie Saint-Paul-de-Montminy S.E.C.	2027-12-01	196,0
Total			1 549,6

4.2 Installations des parcs éoliens

- 1 Le Transporteur précise que les installations des parcs éoliens comprennent le poste de
- 2 départ, le réseau collecteur et les éoliennes qui s'y raccordent. Les emplacements retenus
- 3 par les promoteurs et proposés à l'étape de l'avant-projet étaient à la convenance
- 4 du Transporteur⁴.

4.3 Description des travaux

- 5 Les sections suivantes décrivent en détail les travaux de raccordement de chacun des huit
- 6 parcs éoliens de l'Appel d'offres.

⁴ [D-2023-57](#), par. 89.

4.3.1 Parc éolien Arthabaska

Le parc éolien Arthabaska est situé dans la MRC d'Arthabaska. Le parc éolien comprend 39 éoliennes Nordex N163-6.X (Type III) de 6,8 MW chacune totalisant 265,2 MW de puissance installée. Deux transformateurs à 230/34,5 kV de 166 MVA chacun localisés au poste de départ permettent le raccordement du parc éolien au réseau de transport à 230 kV. Le poste de départ est raccordé en dérivation du circuit 2376. La nouvelle ligne de dérivation se raccorde à la ligne existante à environ 18 km du poste de la Nicolet.

Les modifications devant être apportées au réseau de transport afin de permettre le raccordement du parc éolien sont présentées ci-dessous :

- Construction d'une ligne monoterne à 230 kV d'une longueur de 96 mètres reliant le poste de départ du parc éolien au point de dérivation sur le circuit 2376 ;
- Ajout d'un pylône de dérivation à la ligne biterne 2376-2377 pour relier le circuit 2376 au portique du poste de départ du parc éolien. La construction d'un contournement temporaire est requise pour assurer la continuité du circuit 2377 pendant les travaux ;
- Remplacement des protections du circuit 2376 au poste de Kingsey ;
- Ajout de relais de téléprotection aux postes de Kingsey et de la Nicolet ;
- Ajout d'une nouvelle liaison de télécommunication entre le poste de départ du parc éolien et le poste de Kingsey ;
- Ajout des équipements de mesurage pour la facturation au poste du parc éolien.

La date de mise en service du parc éolien Arthabaska est prévue en décembre 2029.

À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 de la présente, le schéma de liaison du projet de raccordement du parc éolien Arthabaska.

4.3.2 Parc éolien Broughton

Le parc éolien Broughton est situé dans la MRC des Appalaches. Le parc éolien comprend 21 éoliennes Vestas V162 (Type IV) de 7,2 MW chacune totalisant 151,2 MW de puissance installée. Un transformateur à 230/34,5 kV de 167 MVA localisé au poste de départ permet le raccordement du parc éolien au réseau de transport à 230 kV. Le poste de départ est raccordé en dérivation du circuit 2374. La nouvelle ligne de dérivation se raccorde à la ligne existante à environ 11 km du poste Antoine-Lemieux et à environ 34 km du poste de Beauceville.

Les modifications devant être apportées au réseau de transport afin de permettre le raccordement du parc éolien sont présentées ci-dessous :

- 1 • Construction d'une ligne monoterne à 230 kV d'une longueur de 3,9 kilomètres reliant le
- 2 poste de départ du parc éolien au point de dérivation sur le circuit 2374 ;
- 3 • Ajout d'un pylône de dérivation à la ligne monoterne 2374 pour relier le circuit 2374 au
- 4 portique du poste du parc éolien. La construction d'un contournement temporaire est
- 5 requise pour assurer la continuité du circuit 2374 pendant les travaux ;
- 6 • Ajout de relais de téléprotection aux postes de Thetford, Antoine-Lemieux, de Beauceville,
- 7 de Sainte-Germaine, de Sainte-Marie, de Lévis et de la Chaudière ;
- 8 • Ajout d'une nouvelle liaison de télécommunication entre le poste de départ du parc éolien
- 9 et le poste Antoine-Lemieux ;
- 10 • Ajout des équipements de mesurage pour la facturation au poste du parc éolien.

11 La date de mise en service du parc éolien Broughton est prévue en décembre 2029.

12 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 de la présente, le

13 schéma de liaison du projet de raccordement du parc éolien Broughton.

4.3.3 Parc éolien Les Jardins

14 Le parc éolien Les Jardins est situé dans la MRC des Jardins-de-Napierville. Le parc éolien

15 comprend 21 éoliennes Nordex N163-6.X (Type III) de 7,0 MW chacune totalisant 147,0 MW

16 de puissance installée. Un transformateur à 120/34,5 kV de 175 MVA localisé au poste de

17 départ permet le raccordement du parc éolien au réseau de transport à 120 kV. Le poste de

18 départ est raccordé en dérivation du circuit 1270. La nouvelle ligne de dérivation se raccorde

19 à la ligne existante à environ 38 km du poste de Saint-Louis.

20 Les modifications devant être apportées au réseau de transport afin de permettre le

21 raccordement du parc éolien sont présentées ci-dessous :

- 22 • Construction d'une ligne monoterne à 120 kV d'une longueur de 25 mètres reliant le poste
- 23 de départ du parc éolien au point de dérivation sur le circuit 1270 ;
- 24 • Remplacement des protections des circuits 1436, 1437 et 1438 au poste de Lery et des
- 25 circuits 1437 et 1438 au poste de la centrale de Beauharnois ;
- 26 • Ajout de relais de protection pour le conditionnement à l'absence de tension du
- 27 réenclencheur des circuits 1207, 1208, 1436, 1437 et 1438 au poste de Lery et du circuit
- 28 1270 au poste de Saint-Louis ;
- 29 • Ajout de relais de téléprotection au poste de Saint-Louis et remplacement de relais de
- 30 téléprotection aux postes de Lery et de la centrale de Beauharnois ;

- 1 • Ajout d'une nouvelle liaison de télécommunication entre le poste de départ du parc éolien
2 et le poste de Saint-Louis ;
- 3 • Ajout des équipements de mesurage pour la facturation au poste du parc éolien.
- 4 La date de mise en service du parc éolien Les Jardins est prévue en décembre 2028.
- 5 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 de la présente, le
6 schéma de liaison du projet de raccordement du parc éolien Les Jardins.

4.3.4 Parc éolien Lotbinière Ndakina (MRC Lotbinière)

7 Le parc éolien Lotbinière Ndakina est situé dans la MRC de Lotbinière. Le parc éolien
8 comprend 18 éoliennes Nordex N163-5.X (Type III) de 5,7 MW chacune totalisant 102,6 MW
9 de puissance installée. Un transformateur à 120/34,5 kV de 125 MVA localisé au poste de
10 départ permettra le raccordement du parc éolien au réseau de transport à 120 kV. Le poste
11 de départ est raccordé en dérivation du circuit 1588. La nouvelle ligne de dérivation se
12 raccorde à la ligne existante à environ 25 km du poste de Saint-Agapit.

13 Les modifications devant être apportées au réseau de transport afin de permettre le
14 raccordement du parc éolien sont présentées ci-dessous :

- 15 • Construction d'une ligne monoterne à 120 kV d'une longueur de 110 mètres reliant le
16 poste de départ du parc éolien au point de dérivation sur le circuit 1588 ;
- 17 • Ajout de relais de téléprotection au poste de Saint-Agapit ;
- 18 • Ajout d'un automatisme de détection de perte de l'alimentation 230 kV au poste de la
19 Chaudière, lequel nécessite l'ajout d'un relais de téléprotection ;
- 20 • Ajout d'une nouvelle liaison de télécommunication entre le poste de départ du parc éolien
21 et le poste de Saint-Agapit ;
- 22 • Ajout des équipements de mesurage pour la facturation au poste du parc éolien.

23 La date de mise en service du parc éolien est prévue en décembre 2028.

24 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 de la présente, le
25 schéma de liaison du projet de raccordement du parc éolien Lotbinière Ndakina.

4.3.5 Parc éolien Monnoir

26 Le parc éolien Monnoir est situé dans la MRC du Haut-Richelieu. Le parc éolien comprend
27 16 éoliennes Nordex N163-6.X (Type III) de 6,8 MW chacune totalisant 108,8 MW de
28 puissance installée. Un transformateur à 120/34,5 kV de 125 MVA localisé au poste de départ
29 permet le raccordement du parc éolien au réseau de transport à 120 kV. Le poste de départ

est raccordé en dérivation du circuit 1424. La nouvelle ligne de dérivation se raccorde à la ligne existante à environ 13 km du poste de Saint-Césaire.

Les modifications devant être apportées au réseau de transport afin de permettre le raccordement du parc éolien sont présentées ci-dessous :

- Construction d'une ligne monoterne à 120 kV d'une longueur de 80 mètres reliant le poste de départ du parc éolien au point de dérivation sur le circuit 1424 ;
- Ajout d'un pylône de dérivation à la ligne biterne 1424-1425 pour relier le circuit 1424 au portique du poste de départ du parc éolien. La construction d'un contournement temporaire est requise pour assurer la continuité du circuit 1425 pendant les travaux ;
- Remplacement des protections des circuits 1424 et 1425 au poste de Saint-Césaire et ajout des protections du circuit 1424 au poste d'Iberville ;
- Ajout de relais de protection pour le conditionnement à l'absence de tension du réenclencheur du circuit 1424 au poste de Saint-Césaire ;
- Ajout de relais de téléprotection au poste de Saint-Césaire ;
- Ajout d'une nouvelle liaison de télécommunication entre le parc éolien et le poste de départ du parc éolien ;
- Ajout des équipements de mesurage pour la facturation au poste du parc éolien.

La date de mise en service du parc éolien Monnoir est prévue en décembre 2028.

À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 de la présente, le schéma de liaison du projet de raccordement du parc éolien Monnoir.

4.3.6 Parc éolien Peshu Napeu (Manicouagan)

Le parc éolien Peshu Napeu est situé dans la MRC de Manicouagan. Le parc éolien comprend 53 éoliennes Nordex N163-5.X (Type III) de 5,7 MW chacune totalisant 302,1 MW de puissance installée. Deux transformateurs à 315/34,5 kV de 238 MVA chacun localisés au poste de départ permettent le raccordement du parc éolien au réseau de transport à 315 kV. Le poste de départ est raccordé par un circuit à 315 kV directement au poste aux Outardes sur un nouveau départ de ligne à 315 kV.

Les modifications devant être apportées au réseau de transport afin de permettre le raccordement du parc éolien sont présentées ci-dessous :

- Construction d'une ligne biterne à 315 kV d'une longueur de deux kilomètres reliant le poste de départ du parc éolien au poste aux Outardes ;

- 1 • Ajout de transformation 735/315 kV, soit [REDACTED] MVA au
2 poste aux Outardes avec la commande et les protections associées ;
 - 3 ○ Afin de le raccorder à la section à 735 kV, l'appareillage à 735 kV suivant doit être
4 ajouté :
 - 5 ○ Trois disjoncteurs ;
 - 6 ○ Neuf transformateurs de courant ;
 - 7 ○ Deux sectionneurs triphasés ;
 - 8 ○ Trois parafoudres ;
 - 9 ○ Jeux de barres ;
 - 10 ○ Afin de le raccorder à la section à 315 kV et pour l'ajout d'un départ de ligne
11 supplémentaire, l'appareillage à 315 kV suivant doit être ajouté :
 - 12 ○ Trois disjoncteurs ;
 - 13 ○ Trois transformateurs de tension ;
 - 14 ○ Huit sectionneurs triphasés ;
 - 15 ○ Trois parafoudres
 - 16 ○ Jeux de barres ;
- 17 • Ajout d'une nouvelle liaison de télécommunication entre le poste de départ du parc éolien
18 et le poste aux Outardes ;
- 19 • Ajout des équipements de mesurage pour la facturation au poste du parc éolien.

20 La date de mise en service du parc éolien est prévue en décembre 2029.

21 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 de la présente, le
22 schéma de liaison du projet de raccordement du parc éolien Peshu Napeu.

4.3.7 Parc éolien Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-Wolastokuk 2

23 Le parc éolien Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-Wolastokuk 2 (ci-après « PPAW 2 ») est
24 situé dans les MRC de Rivière-du-Loup et de Témiscouata. [REDACTED]

25 [REDACTED]
26 [REDACTED] Deux transformateurs à 315/34,5 kV de 200 MVA chacun
27 localisés au poste de départ permettent le raccordement du poste de départ au réseau de
28 transport à 315 kV.

29 Le poste de départ du parc éolien PPAW 2 a la particularité d'être raccordé au réseau de
30 transport via le poste de départ du parc éolien Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-

1 Wolastokuk (ci-après « PPAW ») de l'A/O 2021-01, lequel sera raccordé au réseau de
2 transport et mis en service en décembre 2026.

3 Les modifications devant être apportées au réseau de transport afin de permettre le
4 raccordement du parc éolien sont présentées ci-dessous :

- 5 • Ajout d'une liaison de télécommunication entre les bâtiments des postes de départ des
6 parcs éoliens PPAW et PPAW 2 ;
- 7 • Ajout des équipements de mesurage pour la facturation au poste du parc éolien.

8 La date de mise en service du parc éolien PPAW 2 est prévue en décembre 2029.

9 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 de la présente, le
10 schéma de liaison du projet de raccordement du parc éolien PPAW 2.

4.3.8 Parc éolien Saint-Paul-de-Montminy

11 Le parc éolien Saint-Paul-de-Montminy est situé dans la MRC de Montmagny. Le parc éolien
12 comprend 28 éoliennes Nordex N163-6.X (Type III) de 7,0 MW chacune totalisant 196,0 MW
13 de puissance installée. Un transformateur à 230/34,5 kV de 220 MVA au poste de départ
14 permet le raccordement du parc éolien au réseau de transport à 230 kV. Le poste de départ
15 est raccordé en dérivation du circuit 2410. La nouvelle ligne de dérivation se raccorde à la
16 ligne existante à environ sept km du poste de Montmagny.

17 Les modifications devant être apportées au réseau de transport afin de permettre le
18 raccordement du parc éolien sont présentées ci-dessous :

- 19 • Construction d'une ligne monoterne à 230 kV d'une longueur de 1,1 kilomètre reliant le
20 poste de départ du parc éolien au point de dérivation sur le circuit 2410 ;
- 21 • Ajout de relais de téléprotection au poste de Montmagny ;
- 22 • Ajout d'une nouvelle liaison de télécommunication entre le poste de départ du parc éolien
23 et le poste de Montmagny ;
- 24 • Ajout des équipements de mesurage pour la facturation au poste du parc éolien.

25 La date de mise en service du parc éolien Saint-Paul-de-Montminy est prévue en décembre
26 2027.

27 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 1 de la présente, le
28 schéma de liaison du projet de raccordement du parc éolien Saint-Paul-de-Montminy.

4.4 Renforcement du réseau de transport

1 Les analyses techniques visant à déterminer les renforcements requis du réseau de transport
2 principal pour l'intégration des parcs éoliens de l'Appel d'offres, en considération du
3 programme de renforcement de l'axe Vallée-du-Saint-Laurent, sont en cours et devraient se
4 terminer au courant de l'année 2027.

5 Ainsi, le Transporteur n'est pas en mesure de confirmer et de présenter pour autorisation à la
6 Régie la solution de renforcement applicable à l'intégration des parcs éoliens de l'Appel
7 d'offres. Sous toutes réserves, une demande d'autorisation relatives aux renforcements sera
8 déposée à la Régie dès que les informations requises seront disponibles, possiblement à la
9 fin de l'année 2027.

10 Le Transporteur précise que les solutions qui seront retenues pour les renforcements requis
11 au réseau de transport n'ont pas d'impact sur l'examen du Projet ni sur ses paramètres. Ainsi,
12 le Projet, tel qu'il est présenté à la Régie, demeurera inchangé au terme des analyses de
13 renforcement du réseau de transport.

4.5 Justification du Projet en relation avec les objectifs

4.5.1 Croissance des besoins de la clientèle

14 Les coûts du Projet sont tous directement liés aux travaux de raccordement des huit parcs
15 éoliens de l'Appel d'offres au réseau de transport. La totalité de ceux-ci sont attribués à la
16 catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » (764,6 M\$), à l'exception des
17 remplacements d'actifs attribués à la catégorie « Maintien des actifs » (5,7 M\$), décrits à la
18 section suivante.

4.5.2 Maintien des actifs

19 Des travaux requis pour le raccordement des parcs éoliens de l'Appel d'offres au réseau de
20 transport consistent au remplacement d'actifs existants, plus précisément des relais de
21 protection de ligne à 120 kV ou à 230 kV ou des relais de téléprotection dans différents postes
22 d'Hydro-Québec. Ces équipements étant ciblés par la Stratégie de gestion de la pérennité
23 des actifs du Transporteur en raison de leur cote de probabilité de défaillance qui est égale
24 ou supérieure à 5, leur remplacement est catégorisé en « Maintien des actifs ».

Tableau 3
Critères d'intervention sur les équipements classifiés en Maintien des actifs

Équipements		Critères d'intervention				
		Évaluation du risque			Diagnostic	Autres
		A	B	C		
Systèmes d'automatismes	Relais de protection (16)	-	-	X	-	-
Systèmes d'automatismes	Relais de téléprotection (8)	-	-	X	-	-

4.6 Échéancier

- 1 Le Transporteur présente au tableau 4 le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet.

Tableau 4
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Avril 2024	Janvier 2026
Autorisation de la Régie de l'énergie	Mai 2026	Octobre 2026
Projet	Mai 2026	Décembre 2029
Mise en service des parcs éoliens	Décembre 2027	Décembre 2029

- 2 Le Transporteur précise que pour le raccordement du parc éolien Saint-Paul-de-Montminy,
- 3 l'ingénierie de détail est prévue débuter en mai 2026. De plus, des travaux de déboisement
- 4 sont prévus dès novembre 2026, afin de respecter la date de début des livraisons prévue en
- 5 décembre 2027.
- 6 En outre, les principaux facteurs de risques⁵ identifiés pour Projet sont les suivants :
- 7
 - Enjeux d'approvisionnement en lien avec certaines catégories d'actifs, notamment :

⁵ Décision D-2025-027, par. 41.

- 1 ○ Acier ;
- 2 ○ Matériels majeurs et mineurs, tels les automatismes.
- 3 • Enjeux sur la capacité de réalisation / disponibilité de la main d'œuvre
- 4 ○ Plusieurs projets de Lignes et de Poste sont prévus à la même période de
- 5 réalisation (2027-2029). La main-d'œuvre et les entrepreneurs qualifié sont de
- 6 plus en plus en demande auprès des grands donneurs d'ouvrage.
- 7 • Mises hors tension refusées ou écourtées
- 8 ○ Certains travaux préalables aux mises sous-tensions initiales des postes
- 9 promoteurs nécessitent des mises hors tension dans un contexte où le réseau
- 10 est fortement sollicité.

11 Par ailleurs, le Transporteur dépose la liste des principales normes techniques appliquées au
12 Projet à l'annexe 2 de la présente sous pli confidentiel, la liste des autorisations exigées en
13 vertu d'autres lois à l'annexe 3 et à la liste des activités d'information et de consultation
14 relatives au Projet à l'annexe 4.

5 Solutions envisagées

15 Les solutions retenues et décrites à la section 4 sont optimales pour atteindre les objectifs
16 visés par le Projet. Le Transporteur ne présente pas de solution alternative pour les raisons
17 mentionnées ci-après. Cependant, il fournit ci-dessous toutes les informations pertinentes
18 justifiant son choix quant aux solutions retenues.

5.1 L'Appel d'offres et les zones d'intégration admissibles

19 Pour être admissible à participer à l'Appel d'offres, l'emplacement retenu pour le poste de
20 départ d'un parc éolien devait permettre son raccordement à une installation de transport
21 définie comme une infrastructure ciblée d'une des dix zones d'intégration admissibles. Le
22 poste de départ devait se situer à une distance maximale d'une infrastructure ciblée, distance
23 qui varie entre dix et vingt kilomètres selon le niveau de tension de celle-ci. De plus, le projet
24 de parc éolien devait respecter la capacité maximale d'intégration de la zone d'intégration
25 admissible ciblée.

5.2 Solutions retenues pour le raccordement des huit parcs éoliens

26 Les huit parcs éoliens retenus ont suivi un processus d'appel d'offres dans lequel tous les
27 soumissionnaires respectaient l'ensemble des conditions énumérées à la sous-section
28 précédente, notamment celle relative à la localisation du poste de départ du parc éolien à
29 proximité d'une infrastructure ciblée d'une zone d'intégration admissible.

1 De façon générale, le choix du mode de raccordement retenu vise à minimiser les coûts
2 globaux associés au Projet, de même que les impacts sur le milieu, en favorisant le
3 raccordement du poste de départ du parc éolien à l'installation de transport localisée la plus
4 près. Dans le contexte de l'Appel d'offres, cette approche se traduit par un raccordement à
5 l'infrastructure ciblée localisée la plus près.

6 Lorsque techniquement réalisable, le raccordement en dérivation d'une ligne de transport
7 existante est privilégié. Ce mode de raccordement est généralement plus économique qu'un
8 raccordement par une nouvelle ligne de transport radiale à partir d'un poste du Transporteur,
9 puisqu'il permet de connecter la nouvelle ligne directement aux conducteurs de la ligne
10 existante et d'éviter l'ajout d'un nouveau départ de ligne dans un poste du Transporteur.

11 Les solutions optimales et avantageuses du point de vue technique, économique et
12 environnemental retenues par le Transporteur sont brièvement décrites ci-dessous :

- 13 • Les travaux consistent à raccorder les postes de départ des parcs éoliens Arthabaska,
14 Broughton, Les Jardins, Monnoir, Lotbinière Ndakina et Saint-Paul-de-Montminy en
15 dérivation de la ligne existante localisée la plus près ;
- 16 • Le parc éolien Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-Wolastokuk 2 est intégré via les
17 installations du parc éolien existant Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-Wolastokuk ;
- 18 • Le parc éolien Peshu Napeu est raccordé directement au poste aux Outardes par une
19 ligne radiale puisqu'aucune ligne à proximité ne permet de le raccorder en dérivation.

20 Ainsi, les contraintes précisées dans l'Appel d'offres et le choix de raccorder les postes de
21 départ des parcs éoliens aux infrastructures ciblées les plus près justifient les solutions
22 applicables à chacun des raccordements des différents parcs éolien et décrites à la section
23 4.3⁶. Pour ces mêmes raisons, aucune étude d'intégration relative aux raccordements des
24 postes de départs au réseau de transport n'a été réalisée puisque les solutions de
25 raccordement étaient encadrées par l'Appel d'offres et ses conditions.

⁶ [R-4272-2025](#), par. 84.

6 Coûts associés au Projet

6.1 Sommaire des coûts

- 1 Le Transporteur rappelle que le coût total du Projet est de 770,3 M\$. Le tableau 5 présente
- 2 une synthèse des coûts globaux et inclut le remboursement des postes de départ et des
- 3 réseaux collecteurs (513,9 M\$) aux producteurs éoliens⁷.

⁷ Selon les ententes de raccordement, les contributions maximales utilisées pour le calcul du remboursement du poste de départ et du réseau collecteur sont tirées des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* pour l'année 2026, appendice J, section B, dans la version du 11 mars 2026, à la pièce [B-0129](#), du dossier R-4306-2025.

Tableau 5⁸
Synthèse des coûts globaux
(en million de dollars)

Coût du Projet	770,3
Coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle »	764,6
○ Travaux d'intégration	250,7
○ Remboursement ⁹	
	Poste de départ* Réseau collecteur**
Arthabaska (265,2 MW, 230 kV)	26,3 50,9
Broughton (150,0 MW, 230 kV)	36,0 28,8
Les Jardins (147,0 MW, 120 kV)	20,6 28,2
Lotbinière Ndakina (100,0 MW, 120 kV)	14,0 19,2
Monnoir (100,0 MW, 120 kV)	14,0 19,2
Peshu Napeu (300,0 MW, 315 kV)	29,7 57,6
PPAW 2 (291,4 MW, 315 kV)	28,8 56,0
Saint-Paul-de-Montminy (196,0 MW, 230 kV)	47,0 37,6
	216,4 297,5
Coûts de la catégorie « Maintien des actifs » ¹⁰	513,9
Coûts de la catégorie « Maintien des actifs » ¹⁰	5,7
Estimation de la contribution du Distributeur	
Puissance maximale à transporter (MW)	1 549,6 MW
Coûts à considérer (travaux d'intégration + remboursement sans CEE)	682,6
Allocation maximale	s. o.
Montant maximal	s. o.
Contribution	682,6
Coûts d'exploitation et d'entretien	129,7
Contribution totale	812,3

* Contribution maximale pour le poste de départ : 140 \$/kW pour centrales de moins de 250 MW et de 120 kV, 240 \$/kW pour centrales de moins de 250 MW et plus de 120 kV, ainsi que 99 \$/kW pour centrales de plus de 250 MW et plus de 120 kV, selon les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* en vigueur à la date de signature des ententes de raccordement.

** Contribution maximale pour le réseau collecteur : 192 \$/kW.

⁸ Suivi de la décision [D-2017-025](#), par. 73.

⁹ Incluant les coûts d'exploitation et d'entretien (CEE) de 19 %.

¹⁰ En suivi de la décision [D-2024-068](#), par. 154, le Transporteur indique que la valeur de retrait d'actifs est de 14,4 k\$.

- 1 Le tableau 6 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet et exclut
- 2 le remboursement aux promoteurs.

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

		Total Lignes, Postes et Télécommunications
Coûts de l'avant-projet		
	<i>Sous-total</i>	5,4
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		216,8
Client		17,4
Frais financiers		16,9
	<i>Sous-total</i>	251,0
	TOTAL	256,4

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

* Excluant : Remboursement Poste de départ & CEE (Coûts d'exploitation et d'entretien)

- 3 Les coûts détaillés sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2 et dans sa version révisée,
- 4 déposée sous pli confidentiel. La pièce HQT-1, Document 2.1 et dans sa version révisée
- 5 constitue la version caviardée de cette pièce. Les coûts annuels sont présentés à la pièce
- 6 HQT-1, Document 2, annexe 1, également déposée sous pli confidentiel.
- 7 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
- 8 tableau 7. Les taux d'inflation spécifiques, ventilés par composantes, sont déposés sous
- 9 pli confidentiel à l'annexe 5¹¹, dont la version caviardée est déposée à l'annexe 5.1.

¹¹ [D-2022-003](#), par. 166.

Tableau 7
Taux d'inflation spécifiques

	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ligne	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Poste	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Télécom	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet proviennent des prévisions d'Hydro-Québec en date de mai 2025.

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

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

- Coût de main-d'œuvre :
 - Ingénierie interne et externe ;
 - Gestion de projet et de chantier.
- Coûts reliés à la construction :
 - Main-d'œuvre de construction ;
 - Équipement et matériaux de construction.
 - Mise en route
- Approvisionnement :
 - Fondations préfabriquées, charpentes et supports d'acier ;
 - Caniveaux ;
 - Murs coupe-feu ;

- 1 ◦ Transformateurs de puissance ;
- 2 ◦ Transformateurs de service auxiliaire ;
- 3 ◦ Transformateurs de mesure ;
- 4 ◦ Disjoncteurs, sectionneurs ;
- 5 ◦ Parafoudres ;
- 6 ◦ Jeux de barre ;
- 7 ◦ Mise à la terre ;
- 8 ◦ Coffrets de sectionnement ;
- 9 ◦ Câbles de puissance, câbles de commande et d'alimentation ;
- 10 ◦ Unités de commande & protection ;
- 11 ◦ Panneaux de service auxiliaire, etc.

12 La liste des principales composantes pour la rubrique « Lignes » 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 et pylônes ;
 - 21 ◦ Servitudes ;
 - 22 ◦ Conducteurs et accessoires ;
 - 23 ◦ Isolateurs ;

- 1 ◦ Câbles et accessoires ;
- 2 ◦ Mise à la terre, etc.

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

9 Par ailleurs, tout dépassement du coût total du Projet approuvé par le Conseil d'administration
10 d'Hydro-Québec de plus de 15 % est assujéti à l'obligation pour le Transporteur d'obtenir une
11 nouvelle autorisation du Conseil d'administration d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il
12 s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera
13 de s'efforcer de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

6.2 Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

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

16 Le Transporteur indique qu'il est en mesure de valoriser objectivement le coût à associer à
17 chacun des objectifs visés par le Projet, puisque ses composantes et ses équipements
18 contribuent distinctement à ne satisfaire qu'un seul objectif. Ainsi, le Transporteur peut
19 attribuer directement les coûts aux catégories concernées comme décrit ci-après¹².

20 Les coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle », de l'ordre de 764,6 M\$,
21 permettent l'intégration des huit parcs éoliens au réseau de transport d'Hydro-Québec selon
22 les travaux décrits à la section 4.3. De plus, ces coûts incluent les remboursements des
23 postes de départ et des réseaux collecteurs ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien
24 des parcs éoliens au montant de 513,9 M\$.

25 Les coûts de la catégorie « Maintien des actifs », de l'ordre de 5,7 M\$, sont requis pour
26 assurer la pérennité de relais de protection de ligne à 120 kV ou à 230 kV ou de relais de
27 téléprotection dans différents postes d'Hydro-Québec tel que décrit à la section 4.5.2.

¹² Voir R-4167-2021, [B-0068](#), HQT-6, Document 1 révisé, section 5, p.19, conformément à la décision [D-2022-139](#), par. 74.

6.3 Suivi des coûts du Projet

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

- Le suivi des coûts réels du Projet, selon le niveau de détails des coûts présentés au tableau 6 ;
- Le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous pli confidentiel, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la mise en service finale du Projet, selon le niveau de détails des coûts présentés au tableau 1, à la pièce HQT-1, Document 2 et dans sa version révisée¹³.

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

7 Impact tarifaire

Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Les mises en service sont prévues pour les mois de décembre 2027, décembre 2028 et décembre 2029.

Les coûts attribués à la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » sont de l'ordre de 764,6 M\$ donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur pour l'ensemble des coûts. Comme il s'agit d'un Projet en amont des postes satellites, aucun montant maximal n'est octroyé, conformément aux *Tarifs et conditions*. À la suite de la mise en service du Projet, la contribution sera mise à jour comme applicable, selon les modalités des *Tarifs et conditions*, appendice J, section C, quant aux ajouts pour répondre aux besoins de croissance de la charge locale.

Les coûts attribués à la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » sont de l'ordre de 5,7 M\$. Les travaux liés à cette catégorie permettent de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué¹⁴ qu'il est équitable que tous les

¹³ [D-2016-086](#), par. 105 et [D-2016-091](#), par. 75.

¹⁴ [D-2002-95](#), p. 297.

1 clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau.

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

5 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 55 ans¹⁵. Par
6 ailleurs, les résultats pour la période de 55 ans sont plus comparables à la durée de vie utile
7 moyenne des immobilisations du Projet.

8 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 0,4 M\$ sur une période
9 de 20 ans et de 0,3 M\$ sur une période de 55 ans, ce qui représente un faible impact à la
10 marge sur les mêmes périodes par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour
11 l'année 2026.

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

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

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

16 Dans le cadre du Projet, le Transporteur doit s'assurer que la conception et l'exploitation de
17 son réseau de transport respectent ses critères de conception et les normes en vigueur.
18 De plus, toute exigence ou pratique que se donne l'entreprise doit être compatible avec les
19 critères du *Northeast Power Coordinating Council, Inc.* (« NPCC ») et les normes de fiabilité
20 de la *North American Electric Reliability Corporation* (« NERC »). L'application de critères de

¹⁵ [D-2003-68](#), p. 27.

1 conception vise à assurer au réseau de transport une fiabilité adéquate qui réponde de façon
2 cohérente aux besoins internes du Québec et aux exigences du NPCC et de la NERC.

3 Les critères de conception utilisés pour déterminer le contenu du présent Projet visent à
4 assurer que le réseau de transport principal ainsi que les réseaux régionaux disposent de
5 suffisamment de souplesse et de robustesse dans leur conception pour être en mesure de
6 satisfaire les besoins de manière fiable et sécuritaire et ce, malgré les nombreuses variations
7 dans leurs conditions de fonctionnement et en dépit des défauts et des indisponibilités
8 normales d'équipement avec lesquels ils doivent composer.

9 Le Transporteur estime que la réalisation du Projet n'aura pas d'impact négatif sur la
10 robustesse et la fiabilité du réseau de transport régional. L'Appel d'offres, incluant les zones
11 admissibles, a été défini de façon à éviter des investissements relatifs à des renforcements
12 régionaux. En d'autres mots, les réseaux régionaux demeurent exploités dans les limites de
13 fiabilité malgré les raccordements faisant l'objet du Projet.

14 Quant au réseau de transport principal, la fiabilité de ce dernier sera assurée par
15 l'établissement de mesures transitoires, essentiellement l'application de limites de transit,
16 dans l'attente des renforcements à venir, le cas échéant.

17 Enfin, la réalisation du Projet permet de répondre aux engagements du Transporteur tout en
18 assurant un niveau de fiabilité adéquat, et ce, dans le respect des critères de conception et
19 d'exploitation du Transporteur et du NPCC.

Conformité aux Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec

20 L'ensemble des parcs éoliens de l'Appel d'offres doivent se conformer aux « *Exigences*
21 *techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec*
22 *(Juillet 2022)* » (les « ETRC »). De plus, des exigences techniques complémentaires (les
23 « ETC »), conformes aux ETRC, ont été émises pour chacun des parcs éoliens. Les ETC
24 précisent les exigences additionnelles et propres à chacun des parcs éoliens pour les
25 systèmes de protection, les automatismes, l'appareillage et les équipements de
26 télécommunications des postes de départ.

27 L'ensemble des huit parcs éoliens de l'Appel d'offres sont tous équipés d'éoliennes de type
28 III ou IV, lesquels sont assujettis aux ETRC. De plus, tel que précisé à la section *Domaine*
29 *d'application* des ETRC, un parc éolien est désigné comme une centrale utilisant des sources
30 d'énergie raccordée au moyen d'onduleurs (les « SERMO »). À cet effet, des exigences

- 1 spécifiques propres aux centrales utilisant des SERMO sont présentées au chapitre 12 et
2 sont applicables aux parcs éoliens de la présente¹⁶.

9 Conclusion

3 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
4 Celui-ci comporte toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, la
5 preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des
6 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
7 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la Loi et du Règlement, comme
8 indiqué au tableau 1.

9 De plus, le Transporteur a démontré que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques
10 usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il a également établi que cet investissement est rendu
11 nécessaire afin de répondre aux demandes de raccordement de huit parcs éoliens formulées
12 par le Distributeur.

13 Le Transporteur soumet que les solutions mises de l'avant sont optimales et qu'elles
14 respectent les critères de conception appliqués par le Transporteur. Aussi, les
15 investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable
16 du réseau de transport.

¹⁶ [D-2023-057](#), p. 87.