

**Demande relative au projet d'intégration des trois
parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2013-01
au réseau de transport d'Hydro-Québec**

Table des matières

1	Introduction	5
2	Objectifs visés	7
3	Description et justification du projet en relation avec les objectifs visés	9
3.1	Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2013-01	10
3.2	Installations des parcs éoliens	11
3.3	Travaux d'intégration des parcs éoliens	12
3.3.1	Parc éolien Mont Sainte-Marguerite	12
3.3.2	Parc éolien Nicolas-Riou	13
3.3.3	Parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4)	14
3.4	Renforcement du réseau de transport régional Matapédia	15
3.5	Renforcement du réseau de transport principal	15
3.5.1	Banc de compensation série au futur poste de Manouane.....	16
3.5.2	Banc de compensation série au poste des Appalaches	16
4	Solutions envisagées	17
4.1	Raccordement des trois parcs éoliens	18
4.2	Renforcement du réseau de transport régional Matapédia	19
4.3	Renforcement du réseau de transport principal	19
4.3.1	Solution 1 – Ajout de bancs de compensation série	19
4.3.2	Solution 2 – Ajout de compensateurs statiques.....	20
4.4	Estimation des coûts des solutions envisagées	20
5	Coûts associés au Projet	22
5.1	Sommaire des coûts globaux	22
6	Impact tarifaire	26
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	27
8	Conclusion	28

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le Règlement	6
Tableau 2	Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2013-01	10
Tableau 3	Calendrier de réalisation	17
Tableau 4	Comparaison économique des solutions envisagées au renforcement du réseau de transport principal (en millions de dollars actualisés 2016)	21
Tableau 5	Coûts des travaux avant-projet et projet (en milliers de dollars de réalisation).....	23
Tableau 6	Taux d'inflation spécifiques.....	23

Liste des figures

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

Liste des annexes

- Annexe 1 Entente administrative entre le Distributeur et le Transporteur
- Annexe 2 Schémas de liaison (Pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 3 Liste des principales normes techniques
- Annexe 4 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
- Annexe 5 Analyse économique
- Annexe 6 Impact tarifaire

1 Introduction¹

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 construire les actifs requis pour l'intégration de parcs éoliens au réseau de transport et le
4 renforcement du réseau de transport (le « Projet ») et ce, afin de répondre à la demande de
5 raccordement de trois parcs éoliens, totalisant 446,4 MW, formulée par Hydro-Québec dans
6 ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») le 17 décembre 2014.

7 La demande de raccordement du Distributeur fait suite à l'appel d'offres A/O 2013-01 que
8 ce dernier a lancé le 18 décembre 2013 visant l'achat d'énergie éolienne devant être
9 produite au Québec conformément aux *décrets numéro 1149-2013 et autres*² adoptés par le
10 gouvernement du Québec le 6 novembre 2013.

11 Le Projet, qui s'inscrit dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la
12 clientèle », comprend à la fois les travaux liés au raccordement des parcs éoliens au réseau
13 de transport et les travaux de renforcement de ce réseau qui sont requis pour assurer
14 l'intégration de la production éolienne.

15 Pour l'essentiel, le Projet de raccordement de deux parcs éoliens requiert la réalisation de
16 deux courtes dérivations sur des lignes de transport à 120 kV et à 315 kV. Quant au
17 troisième parc éolien, il s'agit d'un agrandissement d'un parc éolien existant situé en
18 dérivation d'une ligne à 315 kV. Par ailleurs, le Projet prévoit un renforcement du réseau de
19 transport régional Matapédia, soit l'installation d'une inductance shunt de 150 Mvar à 315 kV
20 au poste de Rivière-du-Loup. Enfin, le Projet prévoit le renforcement du réseau de transport
21 principal par l'ajout de plateformes de compensation série sur deux lignes à 735 kV, soit la
22 ligne Chamouchouane - Duvernay (L7103) et la ligne Appalaches - des Cantons (L7095).

23 Le coût du Projet s'élève à 300,4 M\$. Ce coût inclut un montant de 137,0 M\$ pour le
24 remboursement des postes de départ et réseaux collecteurs des producteurs éoliens (dont
25 119,1 M\$ concernant le coût des équipements et 17,9 M\$ pour les frais d'exploitation et
26 d'entretien) ainsi qu'un montant de 6,8 M\$ pour les installations de télécommunications sur
27 le réseau de transport. Les mises en service des parcs éoliens sont prévues en
28 décembre 2016 et décembre 2017 alors que celles pour les travaux de renforcement de
29 réseau de transport sont prévues en décembre 2017 et novembre 2019.

¹ Le Transporteur indique que le Projet dans la présente demande d'autorisation vise 446,25 MW.

² Décrets numéros 1149-2013 et 1150-2013 du gouvernement du Québec concernant le *Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne*, le 6 novembre 2013.

1 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
 2 respecter l'échéancier des travaux et de mises en service, il doit entreprendre certaines
 3 activités de projets jugés nécessaires. En effet, il doit entreprendre dès à présent certaines
 4 activités d'ingénierie indispensables, notamment à la préparation des documents qui seront
 5 déposés au soutien des appels d'offres des équipements majeurs requis.

6 Le tableau 1 indique la concordance entre les pièces de la demande du Transporteur et les
 7 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
 8 *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°	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	Annexe 1
				HQT-1, Document 2.1	-
2	1	5°	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 et Annexe 5
2	1	6°	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 4
2	1	7°	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	6 et 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 leurs contributions financières	HQT-1, Document 1	Annexe 1

2 Objectifs visés

1 Le Projet vise à répondre à la demande de raccordement du Distributeur afin de permettre à
2 ce dernier de s'approvisionner auprès de producteurs éoliens en vue d'alimenter la charge
3 qu'il dessert.

4 Or, les analyses du Transporteur ont révélé que l'intégration au réseau de transport des
5 trois parcs de production éolienne reliée à l'appel d'offre A/O 2013-01 entraîne une
6 dégradation du niveau de fiabilité du réseau de transport principal. Le Transporteur
7 mentionne qu'il doit s'assurer de la stabilité de son réseau, notamment face à certains
8 événements sévères prévus aux critères de conception.

9 Par conséquent, outre le besoin de raccordement des parcs éoliens comme tel, le
10 Transporteur doit également maintenir le niveau de fiabilité du réseau de transport principal
11 en y ajoutant les équipements requis afin d'en assurer un comportement stable.

12 Pour le Transporteur, la solution de raccordement préconisée doit être réalisable aux plans
13 technique et économique, répondre aux critères de conception de son réseau de transport
14 et minimiser l'impact environnemental, le tout dans le respect de sa mission. À son avis, la
15 mise en œuvre des travaux présentés au présent dossier permet d'atteindre ces objectifs.

16 Le Transporteur doit également s'assurer qu'à chacune des étapes du Projet, tous les
17 travaux sous sa responsabilité soient complétés afin de respecter les dates prévues de mise
18 en service des parcs éoliens et de livraison de l'électricité produite qui ont été établies
19 conformément aux exigences du gouvernement du Québec.

20 *Mise en contexte – Appel d'offres A/O 2013-01*

21 Le 18 décembre 2013, le Distributeur a lancé un appel d'offres pour un approvisionnement
22 de 450 MW d'énergie éolienne conformément au *Règlement sur un bloc de 450 mégawatts*
23 *d'énergie éolienne*³, édicté par le décret 1149-2013 du 6 novembre 2013.

24 Le dépôt des soumissions des promoteurs a eu lieu le 5 novembre 2014. Le Transporteur a
25 réalisé des études sommaires, suivant la méthode d'évaluation des coûts prévus à l'appel
26 d'offres, afin de fournir au Distributeur des coûts paramétriques de raccordement type pour
27 chacune de ces propositions. Ces coûts furent utilisés par le Distributeur dans son analyse
28 des offres reçues en vue de sélectionner les meilleures propositions.

³ Voir supra note 2.

1 L'annonce des trois projets, totalisant 446,4 MW, retenus par le Distributeur a eu lieu le
2 16 décembre 2014. Suite à cette annonce, et conformément aux *Tarifs et conditions des*
3 *services de transport d'Hydro-Québec (les « Tarifs et conditions »)* en vigueur, le
4 Distributeur a déposé le 17 décembre 2014 une demande officielle au Transporteur pour le
5 raccordement au réseau des parcs éoliens retenus à l'appel d'offres A/O 2013-01.

6 Le 21 avril 2015, par sa décision D-2015-050, la Régie a approuvé les contrats
7 d'approvisionnement en électricité⁴ des trois parcs éoliens découlant de l'appel d'offres
8 A/O 2013-01 (dossier R-3920-2015 du Distributeur). Le Projet du Transporteur concerne le
9 raccordement des parcs éoliens reliés à ces contrats.

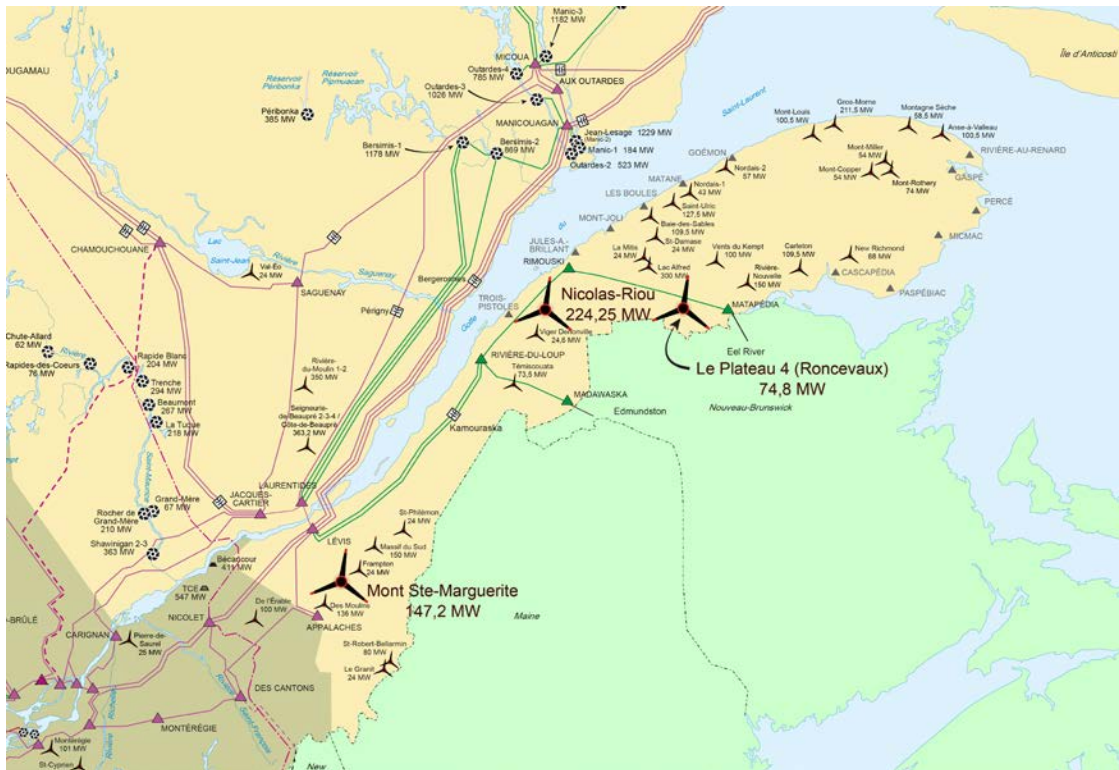
10 Selon les contrats d'approvisionnement en électricité, les dates de début des livraisons
11 s'échelonnent sur une période de deux ans. Ainsi, la date de livraison du premier parc
12 éolien est prévue pour le 1^{er} décembre 2016 alors que celle des deux autres parcs éoliens
13 pour le 1^{er} décembre 2017. Pour les travaux de renforcement de réseau de transport, leurs
14 mises en service sont prévues en décembre 2017 et novembre 2019.

15 Le Transporteur dépose à l'annexe 1 de la présente pièce, et ce conformément à l'article 3,
16 alinéa 1 du Règlement, l'entente administrative signée le 5 juillet 2016 entre le Distributeur
17 et le Transporteur intitulée *Entente administrative concernant le raccordement des parcs*
18 *éoliens retenus par le Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2013-01*.

19 Le Transporteur présente à la figure 1 suivante, l'emplacement géographique des trois
20 nouveaux parcs éoliens dans le cadre du présent Projet.

⁴ Les contrats d'approvisionnement en électricité, du 6 février 2015 pour le parc éolien Mont Sainte-Marguerite pour une puissance contractuelle de 147,2 MW, du 13 février 2015 pour le parc éolien Nicolas-Riou pour une puissance contractuelle de 224,4 MW et du 13 février 2015 pour le parc éolien Roncevaux pour une puissance contractuelle de 74,8 MW, sont disponibles aux adresses suivantes :
http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/297/DocPri/R-3920-2015-B-0007-Demande-Piece-2015_02_17.pdf
http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/297/DocPri/R-3920-2015-B-0006-Demande-Piece-2015_02_17.pdf
http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/297/DocPri/R-3920-2015-B-0005-Demande-Piece-2015_02_17.pdf

Figure 1
Emplacement géographique des parcs éoliens



- 1 La section 3 suivante présente la description des travaux et les équipements que le
- 2 Transporteur compte installer sur son réseau de transport afin d'atteindre les objectifs visés.

3 Description et justification du projet en relation avec les objectifs visés

- 3 Le choix des trois parcs éoliens retenus s'est effectué à l'intérieur d'un processus d'appel
- 4 d'offres pendant lequel leurs possibilités de raccordement ont été analysées. La solution
- 5 retenue a été optimisée et les solutions ou variantes techniques inadéquates, s'il y a lieu,
- 6 ont été éliminées.
- 7 Les caractéristiques de la solution retenue sont précisées au moment de la préparation du
- 8 cahier des charges et du mandat d'avant-projet. Les avant-projets viennent ensuite
- 9 confirmer la faisabilité de la solution retenue ainsi que l'identification des contraintes
- 10 techniques et l'aspect économique relié au Projet.
- 11 Les composantes du Projet tiennent compte des précisions apportées à l'étape de
- 12 l'avant-projet. Toutefois, compte tenu du fait que les travaux liés au Projet s'étalent jusqu'en
- 13 2019 (travaux de renforcement du réseau de transport principal), plusieurs activités

1 d'avant-projet ne sont pas complétées. Cependant, les estimations des coûts restent
2 valables puisqu'elles ont été établies à partir d'autres projets similaires.

3 Le Transporteur présente aux sections 3.1 à 3.5 suivantes la description complète des
4 travaux découlant de la solution retenue pour l'intégration des trois parcs éoliens.

3.1 Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2013-01

5 Le tableau 2 présente chacun des parcs éoliens retenus par le Distributeur dans le cadre de
6 l'appel d'offres A/O 2013-01 en y indiquant le nom du soumissionnaire, les MRC affectées,
7 le manufacturier d'éoliennes retenu, la date de début des livraisons (DDL) ainsi que la
8 puissance installée.

Tableau 2
Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2013-01

Parc éolien	Soumissionnaire / MRC	Manufacturier des éoliennes	DDL	Puissance (MW)
Parcs éoliens raccordés en dérivation de lignes du Transporteur				
Mont Sainte-Marguerite	Parc éolien Mont Sainte-Marguerite S.E.C. (RES Canada) MRC de Lotbinière MRC de Robert-Cliche MRC des Appalaches	Siemens	Déc. 2017	147,2
Nicolas-Riou	Parc éolien Nicolas-Riou S.E.C. (EDF) MRC des Basques MRC Rimouski-Neigette	Vestas	Déc. 2017	224,25 ⁵
Parc éolien raccordé à un parc éolien existant				
Roncevaux (Le Plateau 4)	Énergie éolienne Roncevaux S.E.C. (Invenergy) MRC Avignon	General Electric	Déc. 2016	74,8
Total				446,25

⁵ À la suite de la modification du modèle d'éoliennes par le Promoteur, la puissance installée initialement prévue de 224,4 MW du parc Nicolas-Riou est ramenée à 224,25 MW.

3.2 Installations des parcs éoliens

1 Le Transporteur précise que les installations de chacun de ces parcs éoliens comprennent
2 le poste de départ, le réseau collecteur et les éoliennes qui s'y raccordent.

3 Poste de départ

4 La nature de ce type de poste dépend du réseau auquel il se rattache. Pour un
5 raccordement au réseau à 120 kV du Transporteur, le poste de départ doit comporter
6 principalement un transformateur élévateur à 34,5 / 120 kV et un disjoncteur à 120 kV. La
7 section à 34,5 kV du poste de départ comprend également les disjoncteurs d'artères, un
8 transformateur de mise à la terre et tout l'appareillage de sectionnement nécessaire. Le
9 point de raccordement des parcs éoliens au réseau du Transporteur est situé à la barre
10 haute tension du transformateur du poste de départ.

11 Les parcs éoliens raccordés directement dans des parcs éoliens existants se raccordent au
12 réseau du Transporteur par le point de raccordement des parcs existants. Certaines
13 installations du poste de départ peuvent devenir ainsi communes aux parcs éoliens
14 nouveaux et existants (sectionneur de raccordement, disjoncteur, transformateur élévateur,
15 systèmes de protection, etc.). Ainsi, alors que le Distributeur sépare très précisément les
16 parcs par ses activités de mesurage de facturation, le Transporteur n'utilise qu'un seul point
17 de raccordement pour ces mêmes parcs.

18 Réseau collecteur

19 Ce type de réseau est composé d'un réseau de lignes aériennes et de câbles souterrains à
20 34,5 kV permettant de raccorder chacune des éoliennes du parc au poste de départ.

21 Manufacturiers d'éoliennes retenues

22 Le Transporteur mentionne que chacun des parcs éoliens du Projet est approvisionné par
23 un manufacturier d'éoliennes différent, soient General Electric pour le parc éolien
24 Roncevaux (Le Plateau 4), Vestas pour le parc éolien Nicolas-Riou et Siemens pour le parc
25 éolien Mont Ste-Marguerite.

26 Un transformateur élévateur permet de raccorder chaque éolienne au réseau collecteur à
27 34,5 kV.

3.3 Travaux d'intégration des parcs éoliens

1 Comme indiqué au tableau 2, les parcs éoliens Mont Ste-Marguerite et Nicolas-Riou seront
2 raccordés en dérivation sur des lignes existantes du réseau à 120 kV et à 315 kV du
3 Transporteur.

4 De façon générale, le mode de raccordement en dérivation est plus économique qu'une
5 nouvelle ligne radiale, et ce, pour les raisons suivantes :

- 6 • Les travaux consistent à raccorder un parc éolien sur la ligne existante la plus
7 rapprochée. Le tracé de ligne est choisi suivant le parcours le plus court entre le
8 parc et la ligne existante. Dans les cas actuels, il s'agit de dérivations de moins de
9 400 mètres de longueur ;
- 10 • La nouvelle dérivation de ligne se raccorde directement sur les conducteurs de la
11 ligne existante. Aucun départ de ligne n'est requis (disjoncteurs, sectionneurs, etc.)
12 dans le poste du Transporteur ;
- 13 • Un tracé de ligne court permet ainsi de minimiser les interventions sur le milieu (tel
14 le déboisement en forêt ou l'utilisation de terres agricoles), ce qui s'avère
15 avantageux du point de vue environnemental.

16 Le parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4) se raccorde dans le parc éolien existant
17 Le Plateau 1, 2 et 3. Il s'agit du raccordement le plus simple à réaliser. Il n'y a également
18 aucun impact environnemental relié aux travaux du Transporteur.

19 Les sections 3.3.1 à 3.3.3 suivantes décrivent plus en détail les travaux de raccordement de
20 chacun des trois parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2013-01 alors que les sections 3.4 et
21 3.5 décrivent les travaux de renforcement de réseau de transport.

3.3.1 Parc éolien Mont Sainte-Marguerite

22 Le parc éolien Mont Sainte-Marguerite est situé dans les municipalités de Saint-Séverin,
23 Saint-Sylvestre et de Sacré-Cœur dans les MRC de Lotbinière, de Robert-Cliche et des
24 Appalaches. Le parc comprend 46 éoliennes Siemens de type SWT 3,2 113.2A d'une
25 puissance de 3,2 MW chacune, totalisant 147,2 MW. Un transformateur à 120 / 34.5 kV
26 (étoile-triangle) de 99/132/165 MVA au poste de départ permet le raccordement au réseau à
27 120 kV du Transporteur. La date de mise en service du parc éolien est prévue pour
28 décembre 2017.

1 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau du
2 Transporteur afin de permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 3 • Construction d'une nouvelle section de ligne à 120 kV monoterne d'une longueur
4 d'environ 400 mètres en dérivation du circuit L1458 (Beauceville - East Broughton)
5 directement à la sortie du poste East-Broughton. Le conducteur retenu est le même
6 que celui de la ligne L1458, soit le Condor de 795 MCM ;
- 7 • Modifications des systèmes de protection au poste de Beauceville afin de réaliser la
8 protection de la ligne avec le parc éolien. Aussi, le télédéclenchement du parc
9 éolien à partir de ce poste est requis ;
- 10 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
11 de télécommunications existant ;
- 12 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
13 poste du parc éolien ;
- 14 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Mont Sainte-
15 Marguerite ;
- 16 • Rehaussement thermique du circuit L2375 Appalaches - Thetford de 49°C à 55°C
17 (MES novembre 2019).

18 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 2 de la présente
19 pièce, le schéma de liaison du parc éolien Mont Sainte-Marguerite.

3.3.2 Parc éolien Nicolas-Riou

20 Le parc éolien Nicolas-Riou est situé dans les MRC des Basques et de Rimouski-Neigette.
21 Le parc éolien comprend 65 éoliennes Vestas de type V117 d'une puissance de 3,45 MW
22 chacune, totalisant 224,25 MW. Deux transformateurs à 315 / 34.5 kV (étoile-triangle) de
23 85/110/140 MVA au poste de départ permettent le raccordement au réseau de transport
24 régional Matapédia. La date de mise en service du parc éolien est prévue pour
25 décembre 2017.

26 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau du
27 Transporteur afin de permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 28 • Construction d'une nouvelle section de ligne à 315 kV monoterne d'une longueur
29 d'environ 150 mètres avec des conducteurs Bersfort de calibre 1355 MCM en
30 faisceau de deux conducteurs, en dérivation du circuit L3083 (Rimouski - Rivière du
31 Loup) à environ 44 km du poste de Rimouski ;

- 1 • Modifications des systèmes de protection au poste de Rimouski et de Rivière-du-
2 Loup afin de réaliser la protection de la ligne avec le parc éolien. Aussi, le
3 télédéclenchement du parc éolien à partir de ces deux postes sources est requis.
4 Deux liens de télécommunications bidirectionnels indépendants sont nécessaires
5 entre ces trois installations pour la protection ;
- 6 • Installation de deux liaisons de télécommunications hertziennes indépendantes à
7 partir du parc éolien vers les sites de télécommunications de Bergeronnes et de
8 Tadoussac. Une antenne de télécommunications est requise au parc éolien ;
- 9 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
10 poste du parc éolien ;
- 11 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Nicolas-Riou.

12 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 2 de la présente
13 pièce, le schéma de liaison du parc éolien Nicolas-Riou.

3.3.3 Parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4)

14 Le parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4) est situé dans la MRC Avignon. Le parc comprend
15 34 éoliennes GE 2.2-107 d'une puissance de 2,2 MW chacune, totalisant 74,8 MW.

16 Chacune des éoliennes de GE peut produire une puissance réactive correspondant à un
17 facteur de puissance de $\pm 0,90$ permettant ainsi de répondre aux exigences de
18 raccordement du Transporteur quant au support réactif requis au point de raccordement
19 avec le réseau de transport. De plus, cette capacité en puissance réactive facilitera
20 l'intégration du parc éolien Le Plateau 4 aux trois autres phases du parc éolien Le Plateau
21 qui sont équipées d'éoliennes du fabricant Enercon. Il s'agit du premier parc éolien raccordé
22 au réseau du Transporteur qui intégrera des éoliennes de deux manufacturiers différents.
23 L'ensemble des quatre phases du parc éolien Le Plateau totalisera 259,4 MW.

24 Le parc éolien Le Plateau 4 sera raccordé au réseau à 315 kV du Transporteur via le parc
25 éolien Le Plateau 1 (appel d'offres A/O 2005-03) mis en service en 2011, qui est en
26 dérivation sur la ligne Rimouski-Matapédia (L3089). La date de mise en service du parc
27 éolien Le Plateau 4 est prévue pour décembre 2016.

28 Le parc éolien Le Plateau 4 comprend un transformateur 315 / 34,5 kV de 54/72/90 MVA
29 dont la barre à 315 kV est raccordée au jeu de barres du parc éolien Le Plateau 1 (entre
30 son disjoncteur et son transformateur à 315 kV) et non à la ligne à 315 kV du réseau du
31 Transporteur. Le point de raccordement sur la ligne L3089 n'est donc pas affecté et aucune
32 modification majeure des systèmes de protection de cette ligne aux postes de Rimouski et
33 de Matapédia n'est requise, excepté des modifications de réglages.

1 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
2 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 3 • Ajout de signaux sur les liaisons de télécommunications existantes ;
- 4 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
5 poste du parc éolien ;
- 6 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Le Plateau 4.

7 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 2 de la présente
8 pièce, le schéma de liaison du parc éolien Le Plateau 4 (Roncevaux).

3.4 Renforcement du réseau de transport régional Matapédia

9 Le Transporteur doit assurer une exploitation fiable et sécuritaire du réseau de transport
10 régional Matapédia en toutes conditions d'exploitation.

11 Le profil de tension à 315 kV entre les postes de Lévis et de Matapédia demeure
12 actuellement dans la plage normale d'exploitation lors de la perte d'une inductance de
13 150 Mvar au poste de Rimouski.

14 Toutefois, les parcs éoliens Nicolas-Riou et Roncevaux produiront de la puissance réactive
15 capacitive sur le réseau de transport régional Matapédia, entraînant ainsi une hausse de
16 tension au-delà des plages de tension normale pour certaines conditions de réseau,
17 notamment lors de la perte de l'inductance shunt de 150 Mvar au poste de Rimouski en
18 période estivale.

19 Pour ramener ces variations de tension dans les plages de tension normale, il est requis
20 d'ajouter une inductance shunt de 150 Mvar à 315 kV au poste de Rivière-du-Loup dont la
21 date de mise en service est prévue pour décembre 2017.

3.5 Renforcement du réseau de transport principal

22 L'intégration au réseau des 446,25 MW de production éolienne entraîne une augmentation
23 des transits sur le réseau de transport principal, qui se traduit par une dégradation du
24 niveau de fiabilité liée à une robustesse insuffisante de ce dernier. Or, le Transporteur doit
25 assurer la stabilité du réseau face aux événements les plus sévères prévus aux critères de
26 conception.

27 Lors d'événements causant la perte de lignes à 735 kV au sud du réseau, la puissance
28 produite par les trois nouveaux parcs éoliens accentue l'affaissement des tensions sous les

1 plages normales d'exploitation. Des travaux de renforcement s'avèrent donc nécessaires
2 pour, maintenir la fiabilité et la stabilité du réseau de transport principal.

3 Les travaux de renforcement consistent en l'ajout de compensation série sur deux lignes du
4 réseau à 735 kV soit la ligne Chamouchouane - Duvernay (L7103) et la ligne Appalaches -
5 Des Cantons (L7095). La mise en service de la compensation série est prévue pour
6 novembre 2019, soit près de deux ans suivant la mise en service des parcs éoliens Mont
7 Sainte-Marguerite et Nicolas-Riou, prévue en décembre 2017, ce qui nécessite la mise en
8 place de moyens de mitigation temporaires en exploitation. Les travaux de renforcement
9 sont présentés en détail aux sections 3.5.1 et 3.5.2 suivantes.

10 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 2 de la présente
11 pièce, le schéma de liaison des projets de renforcement du réseau de transport.

3.5.1 Banc de compensation série au futur poste de Manouane

12 Les travaux à réaliser au futur poste de Manouane⁶ consistent à ajouter une plateforme de
13 compensation série de 42 ohms, soit 33 % de l'impédance de la ligne L7103
14 (Chamouchouane-Duvernay).

3.5.2 Banc de compensation série au poste des Appalaches

15 Les travaux à réaliser au poste des Appalaches consistent à ajouter une plateforme de
16 compensation série de 16,5 ohms (50 % de l'impédance de la ligne) sur la ligne L7095
17 (Appalaches-Des Cantons) et les travaux connexes suivants :

- 18 • remplacement de deux disjoncteurs à 735 kV, ajout de parafoudres et modification
19 des protections au poste des Appalaches ;
- 20 • remplacement de deux disjoncteurs à 735 kV, ajout de parafoudres et modification
21 des protections au poste Des Cantons ;
- 22 • ajout de parafoudres et modification des protections au poste de Lévis.

23 Il est à noter que les disjoncteurs de la ligne L7095 n'ont pas les capacités suffisantes pour
24 manœuvrer une ligne compensée série en raison des tensions transitoires de
25 rétablissement élevées.

⁶ Le projet du nouveau poste de Manouane fera l'objet d'une demande d'autorisation distincte qui sera déposée ultérieurement à la Régie.

1 Le Transporteur rappelle que sa mission de base est notamment de maintenir un service de
2 transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la
3 qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de
4 transport. À son avis, le Projet est conforme à cette mission.

5 Le Transporteur présente, au tableau 3, le calendrier de réalisation des travaux reliés au
6 Projet.

Tableau 3
Calendrier de réalisation

Activité	Fin
Avant-projet	Décembre 2016
Autorisation par la Régie de l'énergie	Novembre 2016
Mises en service	
Intégration du parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4)	Décembre 2016
Intégration des parcs éoliens Mont Sainte-Marguerite et Nicolas-Riou	Décembre 2017
Renforcement du réseau de transport régional Matapédia – ajout d'une Inductance au poste de Rivière-du-Loup	Décembre 2017
Renforcement du réseau de transport principal – ajout de bancs de compensation série, au poste Manouane et au poste des Appalaches	Novembre 2019

7 Le Transporteur dépose à l'annexe 3 de la présente pièce, la liste des principales normes
8 techniques appliquées au Projet.

9 Enfin, il dépose à l'annexe 4 de la même pièce la liste des autorisations exigées en vertu
10 d'autres lois qui s'appliquent aussi au Projet.

4 Solutions envisagées

11 Le Transporteur tient à préciser que le présent dossier ne comporte pas de renseignements
12 sur d'autres solutions envisagées, sauf dans le cas du renforcement du réseau de transport
13 principal. Tel qu'il appert du tableau 1, ces renseignements sont requis le cas échéant. Or,
14 dans le cadre du Projet, les analyses du Transporteur ont démontré que seules les solutions
15 retenues décrites à la section 3 étaient optimales afin d'atteindre les objectifs visés par le
16 Projet.

1 Par ailleurs, le Transporteur soumet qu'il fournit dans sa preuve toutes les informations
2 pertinentes justifiant son choix quant à la solution optimale pour atteindre les objectifs du
3 Projet.

4.1 Raccordement des trois parcs éoliens

4 Dans le cadre de la réalisation du Projet et conformément au processus de planification du
5 réseau de transport, le Transporteur a identifié les solutions optimales afin d'atteindre les
6 objectifs visés.

7 Les analyses réalisées par le Transporteur ont permis de préciser les solutions dégagées
8 lors de l'appel d'offres. Le Transporteur rappelle que les trois parcs éoliens ont traversé un
9 processus d'appel d'offres et différentes possibilités de raccordement ont été analysées
10 dans le cadre de l'analyse des soumissions. Les solutions ou variantes techniques
11 inadéquates ont donc déjà été éliminées à cette étape.

12 Le mode de raccordement préconisé par le Transporteur consiste à raccorder les parcs en
13 dérivation sur la ligne de transport la plus proche. Ce mode de raccordement permet à la
14 fois d'éviter la construction de nouveaux départs de ligne au poste, de réduire la longueur
15 des lignes à construire, d'en réduire les coûts et les délais en plus de minimiser l'impact
16 environnemental. Ce mode de raccordement représente la solution optimale du point de vue
17 technique et demeure la plus économique par le mode de raccordement proposé. En
18 conséquence, aucune autre solution d'intégration n'a été envisagée.

19 La section 3.3 décrit les éléments probants justifiant l'usage de solutions uniques pour les
20 trois parcs éoliens raccordés au réseau du Transporteur. Ces solutions optimales sont
21 résumées aux points suivants :

- 22 • Les travaux consistent à raccorder les parcs éoliens Mont Sainte-Marguerite et
23 Nicolas Riou sur la ligne existante la plus rapprochée ;
- 24 • Le parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4) est raccordé au parc éolien existant
25 Le Plateau, par le fait que c'est un agrandissement de ce dernier.

26 Bref, le Transporteur présente les solutions de raccordement des parcs éoliens qu'il juge
27 optimales et qui sont avantageuses du point de vue technique, économique et
28 environnemental, tel que décrit à la section 3.3.

4.2 Renforcement du réseau de transport régional Matapédia

1 Le Transporteur ne présente qu'un seul scénario pour les travaux de renforcement du
2 réseau de transport régional Matapédia, soit une inductance shunt pour le contrôle de la
3 tension.

4 Par conséquent, le Transporteur présente uniquement la solution technique et économique
5 s'avérant optimale pour le renforcement du réseau de transport régional Matapédia, tel que
6 décrit à la section 3.4.

4.3 Renforcement du réseau de transport principal

7 Deux solutions ont été analysées pour déterminer les équipements requis pour le
8 renforcement du réseau de transport principal, conformément aux normes et critères de
9 conception applicables.

10 Les solutions envisagées sont les suivantes :

- 11 • Solution 1 – Ajout de bancs de compensation série
- 12 • Solution 2 – Ajout de compensateurs statiques

13 Ces deux solutions visent à rehausser les tensions au sud du réseau lors d'événements
14 causant la perte de lignes à 735 kV. Il est à noter que la puissance produite par les
15 nouveaux parcs éoliens accentue l'affaissement des tensions sous les plages normales
16 d'exploitation.

17 Le Transporteur présente aux sections 4.3.1 et 4.3.2 les solutions qu'il a envisagées afin de
18 renforcer le réseau de transport principal.

4.3.1 Solution 1 – Ajout de bancs de compensation série

19 La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur. Elle consiste à
20 compenser deux lignes à 735 kV, soit les lignes Chamouchouane – Duvernay (L7103) et
21 Appalaches – Des Cantons (L7095).

22 Une plateforme de compensation série sera installée sur la ligne L7103 à environ 100 km au
23 sud du poste de la Chamouchouane (près de Manouane). Cette plateforme sera
24 dimensionnée pour une compensation de 33 % de la ligne L7103.

25 Une seconde plateforme de compensation série sera installée au poste des Appalaches
26 avec un dimensionnement prévu pour une compensation de 50 % de la ligne L7095. L'ajout

1 de cette seconde plateforme nécessite le remplacement de deux disjoncteurs à 735 kV au
2 poste des Appalaches ainsi que deux disjoncteurs au poste Des Cantons en raison de
3 tensions transitoires de rétablissement élevées, l'ajout de parafoudres et des modifications
4 des protections de lignes à 735 kV aux postes Des Cantons, des Appalaches et de Lévis.

5 La solution 1 permet de soutenir dynamiquement les tensions au sud du réseau lors
6 d'événements causant la perte de lignes à 735 kV et de réduire légèrement les transits de
7 puissance sur les lignes Lévis-Nicolet (7005-7035), déjà fortement chargées.

4.3.2 Solution 2 – Ajout de compensateurs statiques

8 La solution 2 consiste à ajouter deux compensateurs statiques de ± 300 Mvar au poste de la
9 Nicolet à 735 kV.

10 Cette solution nécessite le prolongement du jeu de barres à 735 kV et le déplacement d'un
11 départ de ligne à 735 kV au poste de la Nicolet.

12 La solution 2 permet de soutenir que les tensions au sud du réseau lors d'événements
13 causant la perte de lignes à 735 kV. Le comportement dynamique du réseau est moindre
14 que celui de la solution 1.

15 La solution 2 implique des coûts globaux plus élevés que la solution 1.

16 Pour ces raisons, le Transporteur considère que la solution 2 doit être rejetée au profit de la
17 solution 1.

4.4 Estimation des coûts des solutions envisagées

18 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des
19 investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de
20 la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse
21 économique a été réalisée sur une période de 44 ans⁷ d'après les hypothèses suivantes :

- 22 • taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,021 % ;
- 23 • taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 24 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

⁷ Durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations du Projet, conformément à la décision D-2015-189 du 23 novembre 2015, page 26.

1 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
2 portion comprise entre la fin de la durée visée par l'analyse et la fin de la durée de vie
3 spécifique de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction
4 des catégories d'équipement établies par le Transporteur.

5 Par ailleurs, comme demandé par la Régie dans ses décisions D-2012-152⁸ et
6 D-2012-160⁹, le Transporteur a intégré les informations relatives à l'évaluation de la valeur
7 des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et en énergie, ainsi que les prix de
8 référence utilisés, dans ses tableaux présentés à l'annexe 5. Le Transporteur confirme
9 également que, conformément au souhait exprimé par la Régie dans sa décision
10 D-2012-160⁹, l'analyse économique réalisée dans le présent dossier ne tient compte des
11 pertes électriques différentielles qu'à partir de la mise en service.

12 Le tableau 4 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.
13 Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2016.

Tableau 4
Comparaison économique des solutions envisagées
au renforcement du réseau de transport principal
(en millions de dollars actualisés 2016)

	Solution 1 Compensation série Manouane Appalaches	Solution 2 Compensateurs statiques Nicolet
Investissements	115,0	120,6
Valeurs résiduelles	(2,1)	(2,7)
Taxes	7,1	7,5
Pertes électriques	0	29,8
Coûts globaux actualisés (CGA)	120,0	155,2

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

⁸ Dossier R-3819-2012, Demande relative au projet Saint-Césaire – Bedford, paragr. 64.

⁹ Dossier R-3816-2012, Demande du Transporteur visant les modifications relatives au remplacement des compensateurs statiques au poste de la Nemiscau, paragr. 42 et 43.

1 Par contre, le Transporteur se doit de considérer l'addition de la production éolienne dans
2 un cadre beaucoup plus large sans négliger l'évolution du réseau de transport principal, ou
3 du moins, l'évolution du réseau pouvant avoir un impact direct ou indirect sur le
4 raccordement des éoliennes.

5 Le Transporteur porte à l'attention de la Régie que des études sont en cours dans le cadre
6 de la planification du réseau. Celles-ci pourraient, à moyen terme, mener à un projet de
7 ligne de transport dans le sud du réseau. Si le projet de ligne était effectivement mis de
8 l'avant, la compensation série prévue dans le cadre du présent Projet ne serait plus requise.
9 Dans cette éventualité, le Transporteur en saisira la Régie.

10 Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il ne pourra apporter sans autorisation préalable
11 de la Régie aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon
12 appréciable la description technique ainsi que les coûts ou rentabilité y étant associés.

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts globaux

13 Le Transporteur rappelle que le coût total est de 300,4 M\$. Cette somme inclut un montant
14 de 163,4 M\$ pour les travaux de raccordement et un montant de 137,0 M\$ pour le
15 remboursement des postes de départ, des réseaux collecteurs et des frais d'entretien.

16 Le tableau 5 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet et
17 exclut le remboursement aux promoteurs.

Tableau 5
Coûts des travaux avant-projet et projet
(en milliers de dollars de réalisation)

		Total lignes, postes et télécommunica tions
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		4 034,4
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		142 393,7
Client		6 995,2
Frais financiers		9 989,2
Sous-total		159 378,1
TOTAL		163 412,5

- 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 version caviardée de cette pièce.
- 3 Les 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 6.

Tableau 6
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2016	2017	2018	2019
Lignes	3,7 %	2,3 %	2,5 %	n/a
Postes	2,2 %	2,0 %	2,2 %	2,3 %
Télécommunications	1,8 %	0,8 %	1,4 %.	n/a

- 7 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
- 8 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
- 9 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement et services partagés (« HQÉSP »)
- 10 en date du 1^{er} avril 2015.

1 Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2012-161¹⁰ quant à la
2 justification des taux d'inflation utilisés pour évaluer les coûts de travaux des divers projets
3 d'investissement qui lui sont soumis pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les
4 informations pertinentes à l'appui des taux d'inflation utilisés à ces fins.

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

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

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

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

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

- 25 • Coût de main-d'œuvre :
 - 26 ◦ ingénierie interne et externe ;
 - 27 ◦ gestion de projet et de chantier.

28

¹⁰ Décision D-2012-0161, par. 42, pour le dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi.

- 1 • Coûts reliés à la construction :
 - 2 ◦ main-d'œuvre de construction ;
 - 3 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 4 • Approvisionnement :
 - 5 ◦ Coût d'acquisition de l'acier de pylônes et de fondations ;
 - 6 ◦ Coût d'acquisition de la quincaillerie et des isolateurs ;
 - 7 ◦ Coût d'acquisition des conducteurs et du câble de garde à fibres optiques.

8 Le Transporteur souligne que c'est à la division HQÉSP que revient la responsabilité de
9 mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de lignes et de postes du
10 réseau de transport. HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la
11 production des plans et devis. L'approvisionnement est généralement réalisé par le biais
12 d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont réalisés
13 sous la responsabilité de HQÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément
14 aux directives corporatives d'acquisition de biens meubles et de services. Le respect des
15 directives en place en cette matière garantit à HQÉSP une gestion efficace, équitable et
16 transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients
17 du Transporteur.

18 Le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant autorisé par le Conseil
19 d'administration de plus de 25 M\$, auquel cas le Transporteur doit obtenir une nouvelle
20 autorisation de ce dernier. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps
21 opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de contenir les coûts du
22 Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

23 ***Suivi des coûts du Projet***

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

- 30 • le suivi des coûts réels du Projet selon le niveau de détail des coûts présentés au
31 tableau 5 de la pièce HQT-1, Document 1 ;

- 1 • le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous pli confidentiel, jusqu'à l'expiration
2 d'un délai d'un an de la mise en service finale du Projet ¹¹selon le niveau de détail
3 des coûts présentés au tableau 3 et au tableau 4, à la pièce HQT-1, Document 2.

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

6 Impact tarifaire

7 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans la catégorie d'investissement
8 « croissance des besoins de la clientèle ». Les mises en service sont prévues pour les mois
9 de décembre 2016, décembre 2017 et novembre 2019.

10 Les ajouts au réseau de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la
11 clientèle » sont de l'ordre de 300,4 M\$, donnant lieu à une contribution estimée¹² du
12 Distributeur de l'ordre de 16,1 M\$¹³. Cette contribution a été estimée en tenant compte du
13 coût du Projet, incluant les remboursements, avant les frais d'exploitation et d'entretien, des
14 postes de départ et des réseaux collecteurs des producteurs éoliens de 119,1 M\$¹⁴, du
15 montant maximal que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau de 597 \$/kW,
16 ainsi que de la puissance maximale à transporter pour le Projet. Le montant final de la
17 contribution sera déterminé en fonction des coûts réels après la mise en service du Projet.

18 L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les
19 coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au
20 financement, à la taxe sur les services publics, et aux frais d'exploitation et d'entretien

¹¹ Décisions D-2016-086, paragraphe 105 et D-2016-091, paragraphe 75.

¹² Comme la Régie a suspendu *sine die* l'étude de la phase 2 du dossier R-3888-2014 portant sur les modifications aux *Tarifs et conditions* couvrant, entre autres, l'établissement de la contribution requise du Distributeur pour les projets de croissance dans le cadre du service de transport pour l'alimentation de la charge locale, le Transporteur applique les modalités des *Tarifs et conditions* en vigueur à cet égard. Par ailleurs, les remboursements des postes de départ et des réseaux collecteurs des producteurs éoliens tiennent compte des contributions maximales indiquées aux contrats d'approvisionnement entre le Distributeur et les promoteurs.

¹³ La contribution est estimée en tenant compte des coûts de la catégorie « Croissance de besoins de la clientèle » de 300,4 M\$, moins les coûts d'exploitation et d'entretien de 15 %, soit 17,9 M\$, faisant partie du montant de 137,0 M\$ (présenté à la section 5.1) pour le remboursement des postes de départ et des réseaux collecteurs. La contribution estimée de 16,1 M\$ correspond ainsi à 300,4 M\$, moins 17,9 M\$ ci-dessus, moins le montant maximal de 266,4 M\$ (soit 597 \$/kW multipliés par 446,25 MW).

¹⁴ Le montant de 119,1 M\$, sans les frais d'exploitation et d'entretien de 15 %, comprend le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur tel qu'indiqué à l'annexe 2 de l'entente administrative qui tient compte des modalités des contrats d'approvisionnement entre le Distributeur et les producteurs éoliens, relatives au « Remboursement du coût du poste de départ » (section 17.2).

1 ainsi que de la puissance maximale à transporter relative au Projet qui évoluera jusqu'à
2 446,25 MW à la fin de 2017.

3 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans,
4 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Pour la période de 40 ans, les résultats
5 concernant le remboursement des postes de départ et des réseaux collecteurs sont
6 présentés sur 25 ans et ceux concernant les autres actifs sont présentés sur 40 ans. Par
7 ailleurs, les résultats pour la période de 40 ans sont plus comparables à la durée de vie utile
8 moyenne des immobilisations du Projet. Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne
9 génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport.

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

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

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

14 Le Transporteur doit s'assurer que la conception et l'exploitation de son réseau de transport
15 principal et de ses réseaux régionaux respectent ses critères de conception et
16 d'exploitation. De plus, toute exigence ou pratique que se donne l'entreprise, que ce soit
17 pour des raisons d'ordre économique ou environnemental, par exemple, doit prendre en
18 compte les critères du Northeast Power Coordinating Council, Inc. (le « NPCC »).

19 L'objectif visé par le Transporteur est d'intégrer des éoliennes plus performantes et à
20 moindre coût sur le réseau afin d'assurer le maintien de la fiabilité et de la robustesse du
21 réseau de transport, conformément aux critères de conception du Transporteur.

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

28 La réalisation du Projet et de l'ensemble des travaux permettant de répondre à la demande
29 du Distributeur n'aura pas d'impact négatif sur la robustesse et la fiabilité du réseau
30 principal et des réseaux régionaux. Le choix des équipements permettra de préserver la

- 1 stabilité des nouveaux parcs éoliens suivant une perturbation et garantira la cohérence dans
2 le comportement dynamique entre les réseaux régionaux et le réseau de transport principal.
- 3 Enfin, la réalisation du Projet permet de répondre aux engagements du Transporteur tout en
4 assurant un niveau de fiabilité adéquat, et ce, dans le respect des critères de conception et
5 d'exploitation du Transporteur et du NPCC.

8 Conclusion

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

11 De plus, le Transporteur a démontré que le Projet est conçu et sera réalisé selon les
12 pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il a également établi que cet
13 investissement est rendu nécessaire afin de répondre à la demande de raccordement de
14 trois parcs éoliens formulée par le Distributeur.

15 Le Transporteur soumet que la solution mise de l'avant est optimale et qu'elle respecte les
16 critères de conception appliqués par le Transporteur. Aussi, les investissements découlant
17 de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.