

**DEMANDE RELATIVE AU PROJET D'INTÉGRATION
DES PARCS ÉOLIENS DE L'APPEL D'OFFRES
AIO 2005-03 AU RÉSEAU DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC**

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	9
2.	OBJECTIFS VISÉS	11
3.	DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS	14
3.1	PARCS ÉOLIENS DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2005-03	15
3.2	MANUFACTURIERS D'ÉOLIENNES RETENUS	17
3.2.1	Manufacturier RePower	18
3.2.2	Manufacturier Enercon	18
3.3	TRAVAUX D'INTÉGRATION DES PARCS ÉOLIENS	19
3.3.1	Parc éolien De l'Érable (100 MW)	21
3.3.2	Parc éolien Des Moulins (156 MW)	22
3.3.3	Parc éolien Le Plateau (138,6 MW)	23
3.3.4	Parc éolien St-Robert-Bellarmin (80 MW)	24
3.3.5	Parc éolien Lac Alfred (300 MW)	25
3.3.6	Parc éolien New Richmond (66 MW)	26
3.3.7	Parc éolien Massif du Sud (150 MW)	27
3.3.8	Parc éolien Montérégie (100 MW)	28
3.3.9	Parc éolien St-Valentin (50 MW)	29
3.3.10	Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 et Clermont	29
3.3.11	Parc éolien Vents-du-Kempt (100 MW)	34
3.3.12	Parc éolien Rivière-du-Moulin (350 MW)	35
3.4	RENFORCEMENT DU RÉSEAU RÉGIONAL MATAPÉDIA	36
3.4.1	Rehaussement thermique des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup–Rimouski	38
3.4.2	Rehaussement thermique du circuit L1601 Goémon-Copper Mountain	39
3.4.3	Remplacement du transformateur T12 au poste Goémon	39
3.4.4	Addition d'une inductance au poste Matapédia	40
3.4.5	Implantation d'un automate sur le réseau régional Matapédia	41
3.5	RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL	41
3.5.1	Banc de compensation série au poste Chénier	43
3.5.2	Banc de compensation série au poste Grand-Brûlé	43
3.5.3	Banc de compensation série au poste Duvernay	44
3.5.4	Compensateurs statiques aux postes Jacques-Cartier et Bout-de-l'île	44
3.5.5	Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation série aux postes La Vérendrye Nord, Abitibi Nord et Duvernay	44
3.5.6	Rehaussement thermique des circuits à 735 kV Nicolet-Lévis (L7005-L7035)	45
3.5.7	Modifications des systèmes de protection	46
3.5.8	Travaux requis en télécommunication	46

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES	47
4.1 PARC ÉOLIEN DE L'ÉRABLE : TROIS SCÉNARIOS ÉTUDIÉS.....	50
4.1.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien au poste Plessisville	50
4.1.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien bouclé au poste Bois-Francis	50
4.1.3 Scénario 3. – Raccordement du parc éolien directement au poste Bois-Francis	51
4.1.4 Estimation du coût des solutions envisagées	51
4.1.5 Choix de la solution retenue.....	52
4.2 PARC ÉOLIEN DES MOULINS : QUATRE SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	52
4.2.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur L2373 Antoine-Lemieux–Thetford	53
4.2.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur L2374 Antoine-Lemieux–Beauceville	53
4.2.3 Scénario 3. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur L2329 Appalaches–Thetford	54
4.2.4 Scénario 4. – Raccordement du parc éolien au poste Appalaches à 230 kV	54
4.2.5 Estimation du coût des solutions envisagées	55
4.2.6 Choix de la solution retenue.....	55
4.3 PARC ÉOLIEN LE PLATEAU : UN SEUL SCÉNARIO ÉTUDIÉ	56
4.4 PARC ÉOLIEN ST-ROBERT-BELLARMIN : DEUX SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	57
4.4.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien au poste Bolduc	57
4.4.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste Mégantic	58
4.4.3 Estimation du coût des solutions envisagées	58
4.4.4 Choix de la solution retenue.....	59
4.5 PARC ÉOLIEN LAC ALFRED : UN SEUL SCÉNARIO RETENU.....	60
4.6 PARC ÉOLIEN NEW RICHMOND : DEUX SCÉNARIOS ÉTUDIÉS.....	60
4.6.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur la ligne à 230 kV L2397 Cascapédia-Matapédia	60
4.6.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste Cascapédia	61
4.6.3 Estimation du coût des solutions envisagées	62
4.6.4 Choix de la solution retenue.....	62
4.7 PARC ÉOLIEN MASSIF DU SUD : DEUX SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	63
4.7.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien sur la ligne L1462 à 120 kV Beauceville–Ste-Germaine–Daaquam.....	63
4.7.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste Ste-Germaine....	64
4.7.3 Estimation du coût des solutions envisagées	64
4.7.4 Choix de la solution retenue.....	65
4.8 PARC ÉOLIEN MONTÉRÉGIE : DEUX SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	66

4.8.1	Scénario 1. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur la ligne à 120 kV L1206 De Léry–St-Rémi.....	66
4.8.2	Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste St-Rémi	67
4.8.3	Estimation du coût des solutions envisagées.....	67
4.8.4	Choix de la solution retenue	68
4.9	PARC ÉOLIEN ST-VALENTIN : DEUX SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	68
4.9.1	Scénario 1. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur la ligne à 120 kV L1239 St-Rémi–Napierville.....	69
4.9.2	Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste Napierville.....	69
4.9.3	Estimation du coût des solutions envisagées.....	70
4.9.4	Choix de la solution retenue	70
4.10	PARCS ÉOLIENS SEIGNEURIE-DE-BEAUPRÉ 2-3 ET CLERMONT : TROIS SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	71
4.10.1	Scénario 1. – Raccordement des parcs éoliens en dérivation sur les lignes à 315 kV L3001 et L3002 Laurentides-Bersimis 1	71
4.10.2	Scénario 2. – Raccordement des trois parcs éoliens sur la ligne L3001 avec bouclage des lignes L3001 et L3002	72
4.10.3	Scénario 3. – Raccordement des trois parcs éoliens sur la ligne L3011 avec bouclage des lignes L3011 et L3020	73
4.10.3	Estimation du coût des solutions envisagées.....	75
4.10.3 a)	Avantage économique du scénario 3 considérant les coûts évités.....	76
4.10.3 b)	Évaluation des coûts attribuables au volet « maintien et amélioration de la qualité du service »	77
4.10.4	Choix de la solution retenue	78
4.11	PARC ÉOLIEN VENTS-DU-KEMPT : DEUX SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	79
4.11.1	Scénario 1. – Raccordement du parc éolien au poste Causapscal	79
4.11.2	Scénario 2. – Raccordement en dérivation sur la ligne L1450 Amqui-Causapscal.....	79
4.11.3	Estimation du coût des solutions envisagées.....	80
4.11.4	Choix de la solution retenue	80
4.12	PARC ÉOLIEN RIVIÈRE-DU-MOULIN : DEUX SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	81
4.12.1	Scénario 1. – Raccordement du parc éolien au poste Saguenay à 161 kV.....	81
4.12.2	Scénario 2. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur la ligne L3095 Laurentides-Delisle	82
4.12.3	Estimation du coût des solutions envisagées.....	83
4.12.4	Choix de la solution retenue	83
4.13	RENFORCEMENT DU RÉSEAU RÉGIONAL MATAPÉDIA : UN SEUL SCÉNARIO ÉTUDIÉ	84
4.14	RENFORCEMENT DU RÉSEAU PRINCIPAL : DEUX SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	85
4.14.1	Scénario 1. – Ajout de trois bancs de condensateurs série et de deux compensateurs statiques.....	85

4.14.2	Scénario 2. – Ajout de cinq bancs de condensateurs série et d'un compensateur statique	87
4.14.3	Estimation du coût des solutions envisagées	88
4.14.4	Choix de la solution retenue.....	88
5.	COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	90
5.1	SOMMAIRE DES COÛTS GLOBAUX	90
5.2	COÛTS DES TRAVAUX DE TRANSPORT.....	91
5.2.1	Principales composantes du coût des travaux.....	93
5.3	COÛTS DE TÉLÉCOMMUNICATION	98
6.	TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS	100
7.	IMPACT TARIFAIRE	100
8.	IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ.....	102
9.	CONCLUSION	103

TABLEAUX

Tableau 1 Concordance entre les sections de la demande et le Règlement.....	11
Tableau 2 Parcs éolien de l'appel d'offres A/O 2005-03	16
Tableau 3 Travaux de raccordement des parcs éoliens	20
Tableau 4 Liste des parcs éoliens sur la péninsule gaspésienne	37
Tableau 5 Liste des postes nécessitant des modifications aux systèmes de protection de lignes.....	46
Tableau 6 Calendrier de réalisation.....	47
Tableau 7 Scénarios envisagés	48
Tableau 8 Parc éolien De l'Érable Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	51
Tableau 9 Parc éolien Des Moulins Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	55
Tableau 10 Parc éolien St-Robert-Bellarmin Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	58
Tableau 11 Parc éolien New Richmond Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	62
Tableau 12 Parc éolien Massif du Sud Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	65
Tableau 13 Parc éolien Montérégie Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	67
Tableau 14 Parc éolien St-Valentin Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	70
Tableau 15 Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2-3 et Clermont Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2009)	75
Tableau 16 Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2-3 et Clermont Comparaison économique des solutions considérant les coûts évités (k\$ actualisés 2009).....	77
Tableau 17 Parc éolien Vents-du-Kempt Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	80
Tableau 18 Parc éolien Rivière-du-Moulin Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	83
Tableau 19 Renforcement du réseau principal Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010).....	88
Tableau 20 Coûts totaux par champ d'activité	90
Tableau 21 Coûts par année d'investissement (en milliers de dollars).....	91
Tableau 22 Coût annuel des divers travaux de postes et de lignes(en milliers de dollars)	92
Tableau 23 Taux d'inflation spécifiques	93
Tableau 24 Coûts du « Client »(en milliers de dollars).....	96
Tableau 25 Coûts des travaux de télécommunication par projet (en milliers de dollars).....	99

FIGURES

Figure 1 Emplacement géographique des parcs éoliens..... 14
Figure 2 Répartition des coûts d'HQÉ pour la phase projet..... 94
Figure 3 Répartition des coûts du Projet en %..... 94
Figure 4 Répartition des coûts de télécommunication par activité..... 99

ANNEXES

Annexe 1 Demande de raccordement du Distributeur
Annexe 2 Entente administrative entre le Distributeur et le Transporteur
Annexe 3 Schémas d'intégration et de liaison des parcs éoliens et leurs emplacements
Annexe 4 Schémas unifilaires d'un poste de départ type et des parcs éoliens
Annexe 5 Écoulements de puissance du réseau de transport principal
Annexe 6 Liste des principales normes techniques
Annexe 7 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
Annexe 8 Schémas de liaison des solutions étudiées
Annexe 9 Coûts annuels
Annexe 10 Impacts tarifaires
Annexe 11 Analyses économiques

1 **1. INTRODUCTION**

2 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
3 (le « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la
4 « Régie ») afin de construire les immeubles et les actifs requis pour l'intégration
5 d'éoliennes au réseau de transport d'Hydro-Québec (le « Projet ») et ce, afin de
6 répondre à la demande de raccordement de quatorze parcs éoliens formulée par
7 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») le
8 6 juin 2008.

9 La demande de raccordement du Distributeur fait suite à un appel d'offres
10 (A/O 2005-03) que ce dernier a lancé le 31 octobre 2005 visant l'achat d'énergie
11 éolienne devant être produite au Québec conformément au *décret numéro 926-2005*¹
12 adopté par le gouvernement du Québec le 12 octobre 2005.

13 Le Projet, qui s'inscrit dans les catégories d'investissements « croissance des
14 besoins de la clientèle » et « maintien et amélioration de la qualité du service »,
15 comprend à la fois les travaux liés au raccordement des parcs éoliens au réseau de
16 transport et les travaux de renforcement de ce réseau qui sont requis pour assurer
17 l'intégration de la production éolienne.

18 Pour l'essentiel, le Projet vise à construire près de 185 km de lignes de transport, à
19 en modifier près de 690 km et à intervenir dans plusieurs postes du réseau de
20 transport. Par ailleurs, il prévoit l'installation de disjoncteurs dans différents postes en
21 plus de la réalisation de certains travaux de modification des protections devenus
22 requis par l'addition des nouvelles lignes de transport et des nouveaux équipements
23 de poste sur le réseau. Enfin, le Projet prévoit l'augmentation de capacité et l'ajout de
24 condensateurs série, l'ajout de compensateurs statiques ainsi que l'ajout d'une
25 inductance shunt sur le réseau de transport.

26 Le coût des travaux associés au Projet s'élève à 1 466,3 M\$. Cette somme inclut un
27 montant de 558,3 M\$ pour le remboursement des postes de départ des producteurs

¹ Décret numéro 926-2005 du gouvernement du Québec *concernant le Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne*, 12 octobre 2005. Modifié par le Décret numéro 548-2007 du gouvernement du Québec *concernant le règlement modifiant le Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne*.

1 privés ainsi qu'un montant de 44,3 M\$ pour les installations de télécommunication sur
2 le réseau. Les mises en service des parcs éoliens s'échelonnent de 2011 à 2015.

3 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin
4 de respecter l'échéancier des travaux et de mises en service, l'entreprise se doit
5 d'entreprendre certaines activités d'avant-projets jugés nécessaires. En effet, il doit
6 entreprendre dès à présent certaines activités d'ingénierie indispensables,
7 notamment à la préparation des documents qui seront déposés au soutien des futurs
8 appels d'offres. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités
9 similaires à celles d'avant-projets, mais se veulent plus détaillées.

10 Le tableau 1 suivant indique la concordance entre les pièces de la demande du
11 Transporteur et les renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les*
12 *cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

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

Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie				Pièce	Section
Article	Alinéa	Paragraphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	2
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	3
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1	5 et Annexe 9
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 et 7
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 7
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	7 et Annexe 10
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	8
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	4
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	Annexe 6
3	1	3 ^o	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	HQT-1, Document 1	Annexe 2

1 2. OBJECTIFS VISÉS

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

1 Or, les analyses du Transporteur ont révélé que le réseau de transport principal ne
2 serait pas en mesure d'intégrer de façon fiable, efficace et sécuritaire les 2000 MW
3 de production éolienne additionnelle reliée à l'appel d'offre A/O 2005-03. Cette perte
4 anticipée de fiabilité du réseau est reliée à une robustesse insuffisante du réseau
5 actuel. En effet, le Transporteur mentionne qu'il doit s'assurer de la stabilité de son
6 réseau, notamment face à certains événements sévères prévus aux critères
7 de conception.

8 Par conséquent, outre le besoin de raccordement des parcs éoliens, le Transporteur
9 doit également ajouter au réseau les équipements requis pour assurer un
10 comportement stable du réseau de transport principal, et ce, dans le respect des
11 critères de conception appliqués par le Transporteur.

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

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

21 *Mise en contexte - Appel d'offres A/O 2005-03*

22 Le Distributeur, a lancé, le 31 octobre 2005, un appel d'offres pour un
23 approvisionnement de 2 000 MW d'énergie éolienne conformément au *Règlement sur*
24 *le second bloc d'énergie éolienne*², édicté par le décret 926-2005 du 12 octobre 2005
25 et par la suite modifié le 27 juin 2007 par le décret 548-2007 concernant le
26 *Règlement modifiant le Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne*³. Ce
27 règlement comportait l'obligation pour le Distributeur de lancer un appel d'offres au

² (2005) 137 G.O. II 5859B

³ (2007) 139 G.O. II 2755

1 plus tard le 31 octobre 2005 et prévoyait que ce second bloc d'énergie devait être
2 produit au Québec à partir d'une capacité installée de 2 000 MW.

3 Le dépôt des soumissions a eu lieu en septembre 2007. Le Transporteur a réalisé
4 des études préliminaires afin de fournir au Distributeur des coûts paramétriques de
5 raccordement type pour chacune de ces propositions. Ces coûts furent utilisés par le
6 Distributeur dans son analyse des offres reçues en vue de sélectionner les
7 meilleures propositions.

8 Le 6 juin 2008, le Distributeur a annoncé la signature des quinze contrats d'achat
9 d'électricité pour une durée de vingt ans avec les huit soumissionnaires retenus⁴.

10 À compter de cette dernière date, le Transporteur a été en mesure de prendre
11 connaissance de la combinaison des parcs de production éolienne retenue et
12 d'amorcer les études de réseaux requises pour établir le scénario de raccordement
13 spécifique à chaque parc éolien.

14 Le 17 octobre 2008, par sa décision D-2008-132, la Régie a approuvé les contrats
15 d'approvisionnements en électricité découlant de l'appel d'offres. Le Projet du
16 Transporteur concerne le raccordement des parcs éoliens reliés à ces contrats.

17 Les dates de début des livraisons selon les contrats d'approvisionnement en
18 électricité s'échelonnent sur une période d'environ cinq ans. La première date de
19 livraison est prévue pour le 1^{er} décembre 2011 et la dernière est prévue pour
20 décembre 2015.

21 Conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*
22 (*les « Tarifs et conditions »*) en vigueur, le Distributeur a déposé le 6 juin 2008 une
23 demande officielle au Transporteur pour le raccordement au réseau des
24 parcs éoliens.

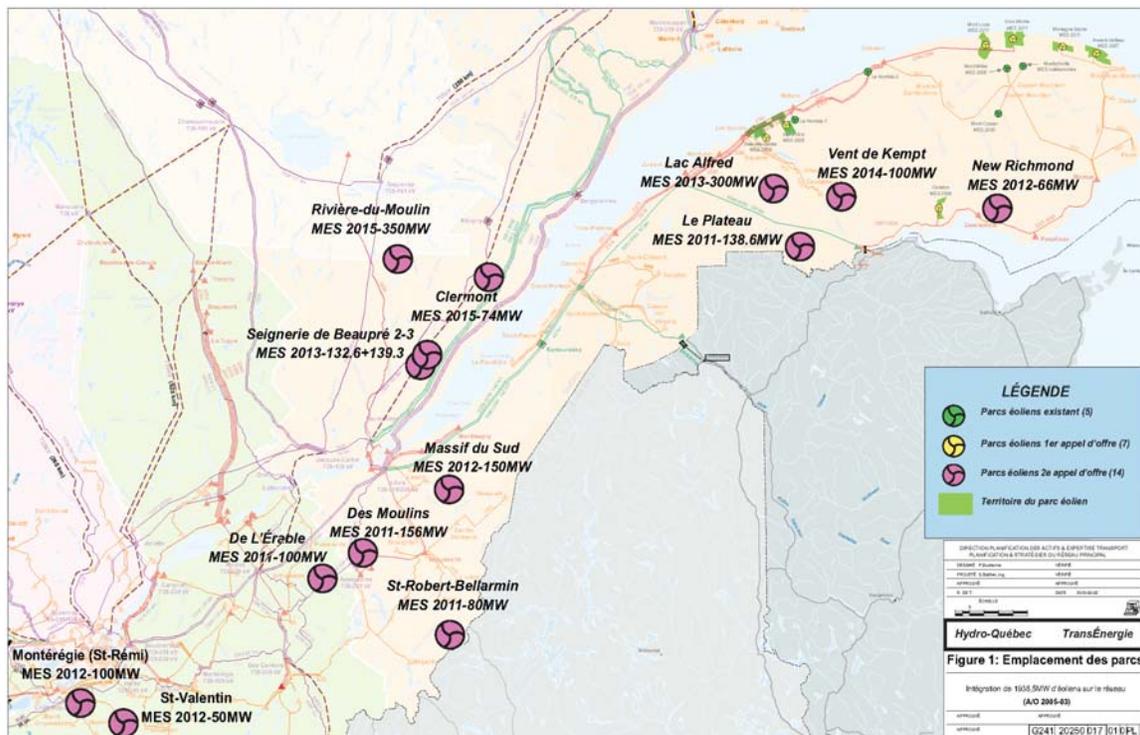
25 À titre informatif, le Transporteur dépose à l'annexe 1 de la présente pièce, la
26 demande de raccordement du Distributeur datée du 6 juin 2008. De plus,

⁴ A noter que le parc éolien du soumissionnaire Kruger Énergie Inc. nommé « Parc éolien Bas-St-Laurent » situé à Ste-Luce d'une capacité de 68 MW a été abandonné ramenant ainsi la production totale à 1936,5 MW pour quatorze parcs éoliens.

1 conformément à l'article 3, alinéa 1 du Règlement, il dépose également à l'annexe 2
 2 de la présente pièce, l'entente administrative signée le 28 mai 2010 entre le
 3 Distributeur et le Transporteur intitulée *Entente administrative concernant le*
 4 *raccordement des parcs éoliens retenus par le Distributeur dans le cadre de l'appel*
 5 *d'offres A/O 2005-03.*

6 Le Transporteur présente à la figure 1 suivante, l'emplacement géographique des
 7 parcs éoliens reliés au présent Projet.

Figure 1
Emplacement géographique des parcs éoliens



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

11 **3. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES**
 12 **OBJECTIFS VISÉS**

13 La solution retenue a été optimisée à l'étape de la réalisation de l'étude de
 14 planification sur le réseau de transport. Les caractéristiques de cette solution sont

1 précisées au moment de la préparation du cahier des charges et du mandat
2 d'avant-projet. Les avant-projets viennent ensuite confirmer la faisabilité de la solution
3 retenue ainsi que l'identification des contraintes techniques et l'aspect économique
4 relié au Projet.

5 Les composantes du Projet tiennent compte des précisions apportées à l'étape de
6 l'avant-projet. Toutefois, compte tenu du fait que les travaux liés au Projet s'étalent
7 jusqu'en 2016, plusieurs activités d'avant-projet ne sont pas complétées. Néanmoins,
8 les estimations des coûts restent précises puisqu'elles ont été établies à partir
9 d'autres projets similaires dont les activités d'avant-projet (incluant l'évaluation des
10 coûts) sont présentement complétées.

11 Le Transporteur présente aux sections 3.1 à 3.5 suivantes la description complète
12 des travaux découlant de la solution retenue pour l'intégration des quatorze
13 parcs éoliens.

14 **3.1 Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03**

15 Le Transporteur présente à la section 3.1, les parcs éoliens qui furent retenus par le
16 Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03.

17 À titre informatif, le Transporteur dépose au soutien des présentes sous pli
18 confidentiel, les schémas d'intégration et de liaison de chacun des quatorze parcs
19 éoliens retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03 ainsi que leurs
20 emplacements comme figures 1 à 28 de l'annexe 3 du présent document. Comme
21 illustré à la figure 1 de l'annexe 3, les quatorze parcs sont répartis sur le territoire en
22 quatre regroupements géographiques distincts.

23 Par ailleurs, le tableau 2 suivant présente chacun des parcs éoliens en indiquant le
24 nom du promoteur, le manufacturier d'éoliennes retenu, la date de mise en service
25 ainsi que la puissance installée. Les parcs y sont aussi regroupés par
26 régions respectives.

Tableau 2
Parcs éolien de l'appel d'offres A/O 2005-03

Parc éolien	Promoteur	Manufacturier	Mise en service	Puissance (MW)
Bas-St-Laurent et Gaspésie				
Lac Alfred	St-Laurent Énergies	RePower	2012 2013	150 150
Le Plateau	Invenergy Wind	Enercon	2011	138,6
New Richmond	Venterre	Enercon	2012	66
Vents du Kempt	B&B VDK Holdings	Enercon	2014	100
Capitale Nationale et Saguenay				
Seigneurie de Beaupré 2	Consortium Boralex	Enercon	2013	132,6
Seigneurie de Beaupré 3	Consortium Boralex	Enercon	2013	139,3
Clermont	St-Laurent Énergies	RePower	2015	74
Rivière-du-Moulin	St-Laurent Énergies	RePower	2014 2015	150 200
Chaudières-Appalaches et Centre du Québec				
Des Moulins	3CI inc.	Enercon	2011	156
De l'Érable	Enerfin Sociedad	Enercon	2011	100
Massif du Sud	St-Laurent Énergies	RePower	2012	150
St-Robert-Bellarmin ⁽¹⁾	St-Laurent Énergies	RePower	2012	80
Montérégie				
St-Valentin	Venterre NRG	Enercon	2012	50
Montérégie ⁽²⁾	Kruger Énergie inc.	Enercon	2012	100

(1): En remplacement d'Aganish.

(2): Le nom St-Rémi a été revu pour Montérégie.

1 Le Transporteur précise que deux modifications furent apportées aux soumissions
 2 retenues à l'appel d'offres, soit:

- 3 • Le parc éolien Aganish de 80 MW initialement prévu sur la Côte-Nord a été
 4 remplacé par le parc St-Robert-Bellarmin qui sera situé en Beauce dans la
 5 région Chaudière-Appalaches ;
- 6 • Le parc éolien Bas-St-Laurent de 68 MW (initialement appelé Ste-Luce) a été
 7 officiellement abandonné par le promoteur le 13 juillet 2009.

1 Le Transporteur précise que les installations de chacun de ces parcs éoliens
2 comprennent le poste de départ et les éoliennes qui s'y raccordent. Le poste de
3 départ comprend les équipements principaux suivants :

4 *Poste de transformation*

5 Ce type de poste permet de hausser la tension d'exploitation du parc éolien au
6 niveau de la tension au point de raccordement avec le réseau. Cela permet d'intégrer
7 l'ensemble de la production des éoliennes sur le réseau de transport.

8 *Réseau collecteur*

9 Ce type de réseau est composé d'un réseau de lignes aériennes et de câbles
10 sous-terrains à 34,5 kV permettant de raccorder chacune des éoliennes du parc au
11 poste de transformation.

12 *Transformateurs 34,5 kV/600 V - 34,5 kV/400 V*

13 Ce type de transformateurs comprend un transformateur élévateur permettant de
14 raccorder une éolienne au réseau collecteur à 34,5 kV.

15 Par ailleurs, le Transporteur souligne que le point de raccordement des parcs éoliens
16 au réseau de transport est situé à la barre haute tension du transformateur du poste
17 de départ.

18 Le Transporteur dépose au soutien de la présente sous pli confidentiel, les schémas
19 unifilaires d'un poste de départ type d'un parc éolien et de l'ensemble des parcs
20 éoliens comme annexe 4 du présent document. La figure 1 de l'annexe 4 représente
21 le schéma unifilaire d'un poste de départ type d'un parc éolien.

22 **3.2 Manufacturiers d'éoliennes retenus**

23 Le Transporteur mentionne que l'ensemble des éoliennes du Projet sont fournies par
24 les deux manufacturiers allemands Enercon et RePower. Ceux-ci se partagent
25 relativement également la puissance installée prévue totalisant 1936,5 MW. Le
26 manufacturier Enercon fournira 982,5 MW d'éoliennes et RePower en fournira
27 954 MW.

1 **3.2.1 *Manufacturier RePower***

2 Les éoliennes du manufacturier RePower sont munies de génératrices asynchrones
3 d'une puissance de 2,0 MW chacune et utilisent la technologie de type double
4 alimentation. Deux modèles d'éoliennes ont été retenus pour le Projet, soit les
5 modèles MM82 et MM92. Ces deux modèles diffèrent l'un de l'autre par le diamètre
6 de leur rotor seulement (diamètre de 82 et 92 mètres respectivement).

7 La puissance réactive limitée que peut produire une éolienne RePower ne permettrait
8 pas de fournir le support réactif exigé par le Transporteur au point de raccordement
9 avec le réseau. Pour cette raison, le support en puissance réactive que doit fournir un
10 parc éolien sera produit entièrement par un équipement de compensation réactive
11 dynamique additionnel, tel qu'un appareil STATCOM ou un DVAR. Les éoliennes
12 seront plutôt exploitées en contrôle de facteur de puissance (« FP ») unitaire
13 en permanence.

14 De plus, l'utilisation de bancs de condensateurs additionnels est aussi envisagée par
15 les promoteurs afin de pouvoir compenser les pertes réactives associées au
16 transformateur de puissance et au réseau collecteur à 34,5 kV en condition la plus
17 exigeante soit en production élevée du parc éolien. Ces bancs de condensateurs
18 viendraient ainsi s'ajouter aux équipements de compensation réactive
19 dynamique prévus.

20 **3.2.2 *Manufacturier Enercon***

21 Les éoliennes du manufacturier Enercon sont munies d'une génératrice asynchrone
22 couplée à un convertisseur à courant continu. Deux modèles d'éoliennes ont été
23 retenus par le manufacturier pour ce Projet, soit les modèles E82 et E70. Ces deux
24 modèles diffèrent l'un de l'autre par le diamètre de leur rotor (diamètre de 82 et
25 70 mètres respectivement) et de leur capacité en puissance. Le modèle E82 a une
26 capacité de 2 MW (2,20 MVA) alors que le modèle E70 a une capacité de 2,3 MW
27 (2,46 MVA).

28 Chacune des éoliennes peut produire une puissance réactive correspondant à un FP
29 de 0,91 en surexcitation et de 0,93 en sous-excitation. Cette capacité en puissance
30 réactive des éoliennes devrait permettre au promoteur de répondre aux exigences de

1 raccordement du Transporteur quant au support réactif requis au point de
2 raccordement avec le réseau. Par ailleurs, malgré un FP plus restreint à l'éolienne en
3 sous-excitation (0,93), la puissance réactive absorbée naturellement par le
4 transformateur de puissance et le réseau collecteur à 34,5 kV devrait permettre de
5 compenser le manque à gagner.

6 L'utilisation de bancs de condensateurs est aussi envisagée par les promoteurs. Les
7 condensateurs seraient utilisés uniquement pour compenser les pertes réactives
8 associées au transformateur de puissance et au réseau collecteur à 34,5 kV en
9 condition de production élevée du parc éolien. Les promoteurs y voient une façon
10 d'optimiser la conception des équipements de compensation réactive dynamique
11 des éoliennes.

12 **3.3 Travaux d'intégration des parcs éoliens**

13 Le Transporteur présente au tableau 3 suivant une vue d'ensemble des travaux de
14 lignes prévus permettant le raccordement de chacun des quatorze parcs éoliens au
15 réseau local.

16 Les travaux sont ordonnés selon la date prévue de mise en service des parcs. On y
17 présente le nom du promoteur, la date prévue de mise en service, la puissance
18 installée ainsi que la description des travaux de lignes prévus pour le raccordement
19 du parc.

Tableau 3
Travaux de raccordement des parcs éoliens

Nom	Mise en service	Puissance (MW)	Description
De l'Érable	2011	100,0	Radial vers le poste Bois-Francis. Monoterne 120 kV <i>Bois-Francis–De l'Érable</i> de 14,5 km (L-1530).
Des Moulins	2011	156,0	En dérivation sur circuit 230 kV <i>Thetford–Antoine-Lemieux</i> (L-2373). Monoterne de 3,1 km.
Le Plateau	2011	138,6	En dérivation sur circuit 315 kV <i>Rimouski – Matapédia</i> (L-3089). Monoterne de 100 m.
St-Robert-Bellarmin	2012	80,0	Radial vers le poste Bolduc. Monoterne 120 kV <i>Bolduc–St-Robert-Bellarmin</i> de 33 km.
Lac Alfred	2012 2013	150,0 150,0	En dérivation sur circuit 315 kV <i>Rimouski – Matapédia</i> (L-3090). Monoterne de 30 km.
New Richmond	2012	66,0	Radial vers le poste Cascapédia. Monoterne 230 kV <i>Cascapédia – New Richmond</i> de 8 km.
Massif du Sud	2012	150,0	Radial vers le poste Ste-Germaine. Monoterne 120 kV <i>Ste-Germain–Massif du Sud</i> de 21 km.
Montérégie	2012	100,0	En dérivation sur circuit 120 kV <i>De Léry–St-Rémi</i> (L-1206). Monoterne de 0,4 km.
St-Valentin	2012	50,0	En dérivation sur circuit 120 kV <i>St-Rémi–Napierville</i> (L-1239). Monoterne de 6,5 km.
Seigneurie de Beaupré 2 et 3	2013	132,6 139,3	En dérivation sur circuit 315 kV <i>Laurentides – Charlevoix</i> (L-3011). Monoterne de 23 km. Travaux <u>connexes</u> : Biterne à 315 kV de 3,6 km pour le bouclage du poste Charlevoix.
Vents du Kempt	2014	100,0	En dérivation sur circuit 120 kV <i>Amqui-Causapscal</i> (L-1450). Monoterne de 9 km.
Rivière-du-Moulin	2014- 2015	150,0 200,0	En dérivation sur circuit 345 kV <i>Laurentides-Delisle</i> (L-3095). Monoterne de 23 km.
Clermont	2015	74,0	En dérivation sur circuit 315 kV <i>Charlevoix-Bersimis</i> (L-3011). Monoterne de 13 km.

1 Comme indiqué au tableau 3 précédent, dix des quatorze parcs éoliens seront
2 raccordés en dérivation sur une ligne existante, alors que quatre d'entre eux seront
3 raccordés de façon radiale sur un poste.

4 De façon générale, le mode de raccordement en dérivation demeure une solution
5 économique 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
8 le parc et la ligne existante ;

- 1 • La nouvelle ligne se raccorde directement sur les conducteurs de la ligne
2 existante. Aucun départ de ligne n'est requis (disjoncteurs, sectionneurs, etc.).

3 Un tracé de ligne court permet aussi de minimiser les interventions sur le milieu (tel le
4 déboisement en forêt ou l'utilisation de terres agricoles), ce qui s'avère avantageux
5 du point de vue environnemental.

6 Une vue d'ensemble des travaux de raccordement des quatorze parcs éoliens
7 retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03 est déposée au soutien de la
8 présente demande comme figure 2 de l'annexe 3 du présent document. À titre
9 informatif, la figure 2 présente également le raccordement des parcs éoliens du
10 premier appel d'offres (A/O 2003-05) ainsi que des parcs présentement raccordés sur
11 le réseau de transport tels que: Mont-Copper, Mont-Miller, Nordais I, Nordais II (et le
12 futur parc Murdochville). On y présente également l'étendue géographique
13 qu'occupent les éoliennes de chacun des parcs éoliens de la présente demande
14 (fond de couleur verte).

15 Les sections 3.3.1 à 3.3.12 suivantes décrivent plus en détail les projets de
16 raccordement de chacun des quatorze parcs éoliens.

17 **3.3.1 *Parc éolien De l'Érable (100 MW)***

18 Le parc éolien De l'Érable est situé dans les municipalités de Ste-Sophie d'Halifax, de
19 St-Pierre-Baptiste et St-Ferdinand dans la région Centre du Québec. Les travaux
20 sont reliés à cinquante éoliennes Enercon E82 de 2 MW chacune, totalisant 100 MW.
21 La date de mise en service du parc De l'Érable est prévue pour décembre 2011.

22 Le parc éolien De l'Érable sera raccordé électriquement au poste Bois-Francs. Une
23 nouvelle section de ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 14,5 km sera construite à
24 cette fin. Cette nouvelle section de ligne raccordera le parc éolien en dérivation sur la
25 ligne L1159 Bois-Francs – Plessisville, dont l'extrémité à Plessisville sera maintenue
26 en condition normale électriquement ouverte. Un nouveau départ de ligne à 120 kV
27 sera ajouté au poste Bois-Francs. Ce départ sera dédié à l'alimentation du
28 parc éolien.

29 Un schéma d'intégration ainsi qu'un schéma de liaison sont déposés au soutien de la
30 présente demande comme figures 3 et 4 de l'annexe 3 du présent document.

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

3 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV monoterne sur portiques d'acier
4 avec des conducteurs de calibre 795 MCM d'une longueur d'environ 14,5 km.
5 Cette ligne raccordera le poste du parc éolien De l'Érable jusqu'au
6 poste Bois-Francis ;

7 • Ajout de deux disjoncteurs à 120 kV (nouveau départ de ligne 120 kV) au
8 poste Bois-Francis incluant l'ajout de ses nouvelles protections. Un schéma
9 unifilaire du poste Bois-Francis est déposé comme figure 2 de l'annexe 4 du
10 présent document ;

11 • Modifications des protections au poste Kingsey ;

12 • Nouvelle liaison de télécommunication (câble à fibres optiques) entre le poste
13 du parc éolien et Bois-Francis. Modifications au réseau de liaisons hertziennes
14 entre le poste du parc éolien et Kingsey ;

15 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;

16 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien De l'Érable.

17 **3.3.2 Parc éolien Des Moulins (156 MW)**

18 Le parc éolien Des Moulins est situé près des villes de Kinnebar's Mills,
19 St-Jean de Brébeuf et Thetford Mines dans la région de Chaudière-Appalaches. Les
20 travaux sont reliés au parc de soixante-dix-huit éoliennes Enercon E82 de 2 MW
21 chacune, totalisant 156 MW. La date de mise en service du parc Des Moulins est
22 prévue pour décembre 2011.

23 Le parc éolien Des Moulins sera raccordé au réseau via une nouvelle ligne à 230 kV
24 en dérivation sur le circuit L2373 entre les postes Antoine-Lemieux et Thetford. Un
25 schéma d'intégration ainsi qu'un schéma de liaison sont déposés au soutien de la
26 présente demande comme figures 5 et 6 de l'annexe 3 du présent document.

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

- 1 • Construction d'une nouvelle ligne à 230 kV monoterne sur portiques d'acier
2 avec des conducteurs de calibre 795 MCM d'une longueur d'environ 3,1 km.
3 Cette ligne raccordera le poste du parc éolien Des Moulins jusqu'au point de
4 dérivation du circuit L2373 situé à environ trois km du poste Antoine-Lemieux ;
- 5 • Modifications des protections de la ligne L2373 aux postes Thetford et
6 Antoine-Lemieux ;
- 7 • Remplacement des protections de la ligne L2374 au poste Antoine-Lemieux.
8 La protection de type surintensité actuelle ne permet pas d'assurer une
9 couverture de protection suffisamment rapide sur la ligne, non plus que l'ajout
10 d'un système ALCID pour tenir compte du raccordement du parc éolien ;
- 11 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
12 poste du parc éolien ;
- 13 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 14 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Des Moulins.

15 **3.3.3 *Parc éolien Le Plateau (138,6 MW)***

16 Le parc éolien Le Plateau est situé dans la municipalité régionale de comté
17 (« MRC ») Avignon. Les travaux sont reliés au parc de soixante éoliennes Enercon
18 E70 de 2,3 MW chacune, totalisant 138,6 MW. La date de mise en service du parc
19 St-Robert-Bellarmin est prévue pour décembre 2011.

20 Le parc éolien Le Plateau sera raccordé au réseau en dérivation sur le circuit L3089
21 entre les postes Rimouski et Matapédia. Un schéma d'intégration ainsi qu'un schéma
22 de liaison sont déposés au soutien de la présente demande comme figures 7 et 8 de
23 l'annexe 3 du présent document.

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

- 26 • Construction d'une portée de ligne à 315 kV monoterne sur portiques d'acier
27 avec des conducteurs de calibre 2093 MCM d'une longueur d'environ
28 100 mètres. Cette portée de ligne raccordera le poste du parc éolien Le

- 1 Plateau jusqu'au point de dérivation du circuit L3089 situé à environ 42 km du
2 poste Matapédia et à 88 km du poste Rimouski ;
- 3 • Modifications des protections de la ligne L3089 aux postes Rimouski
4 et Matapédia ;
- 5 • Nouvelle liaison de télécommunication entre les postes du parc éolien,
6 Rimouski et Matapédia ;
- 7 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 8 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Le Plateau.

9 **3.3.4 Parc éolien St-Robert-Bellarmin (80 MW)**

10 Le parc éolien St-Robert-Bellarmin est situé dans la MRC Du Granit dans la région de
11 Chaudière-Appalaches. Les travaux sont reliés au parc de quarante éoliennes
12 RePower de 2 MW chacune, totalisant 80 MW. La date de mise en service du parc
13 St-Robert-Bellarmin est prévue pour décembre 2012.

14 Le parc éolien St-Robert-Bellarmin sera raccordé directement au poste Bolduc via
15 une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 33 km. Un nouveau départ de
16 ligne à 120 kV sera ajouté au poste Bolduc. Ce départ sera dédié à la nouvelle ligne
17 qui raccordera le parc éolien. Un schéma d'intégration ainsi qu'un schéma de liaison
18 sont déposés au soutien de la présente demande comme figures 9 et 10 de
19 l'annexe 3 du présent document.

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

- 22 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV monoterne sur portiques de bois
23 avec des conducteurs de calibre 556 MCM d'une longueur d'environ 33 km.
24 Cette ligne raccordera le poste du parc éolien St-Robert-Bellarmin jusqu'au
25 poste Bolduc ;
- 26 • Ajout d'un nouveau départ de ligne au poste Bolduc incluant l'ajout de
27 nouvelles protections de ligne. Un schéma unifilaire du poste Bolduc est
28 déposé comme figure 3 de l'annexe 4 du présent document. De plus, l'ajout

- 1 d'un système ALCID pour tenir compte du raccordement du parc éolien
2 est prévu ;
- 3 • Remplacement des protections de la ligne L1457 au poste St-Georges
4 (incluant l'ajout d'une protection de télédéclenchement vers le poste Bolduc)
5 et l'ajout d'un système ALCID pour tenir compte du raccordement du
6 parc éolien ;
- 7 • Nouvelle liaison de télécommunication entre les postes du parc éolien, Bolduc
8 et St-Georges ;
- 9 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 10 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien
11 St-Robert-Bellarmin.

12 **3.3.5 Parc éolien Lac Alfred (300 MW)**

13 Le parc éolien Lac Alfred est situé dans les municipalités de Ste-Irène, St-Cléophas
14 et St-Zénon-du-Lac-Humqui dans la MRC de la Matapédia. Les travaux sont reliés au
15 parc de cent cinquante éoliennes RePower de 2,0 MW chacune, totalisant 300 MW.
16 Les dates de mises en service du parc Lac Alfred sont est prévue pour
17 décembre 2012 et 2013.

18 Le parc éolien Lac Alfred sera raccordé au réseau via une nouvelle ligne à 315 kV de
19 30 km en dérivation sur le circuit L3090 entre les postes Rimouski et Matapédia. Un
20 schéma d'intégration ainsi qu'un schéma de liaison sont déposés au soutien de la
21 présente demande comme figures 11 et 12 de l'annexe 3 du présent document.

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

- 24 • Construction d'une ligne à 315 kV monoterne sur portiques d'acier avec des
25 conducteurs de calibre 2093 MCM d'une longueur d'environ 30 km. Cette
26 ligne raccordera le poste du parc éolien Lac Alfred jusqu'au point de
27 dérivation du circuit L3090 situé à environ 87 km du poste Matapédia et à
28 42 km du poste Rimouski ;

- 1 • Modifications des protections de la ligne L3090 aux postes Rimouski
2 et Matapédia ;
- 3 • Nouvelle liaison de télécommunication entre les postes du parc éolien,
4 Rimouski et Matapédia ;
- 5 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 6 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Lac Alfred.

7 **3.3.6 Parc éolien New Richmond (66 MW)**

8 Le parc éolien New Richmond est situé dans les municipalités de New Richmond,
9 Caplan et St-Alphonse-de-Caplan dans la MRC de Bonaventure. Les travaux sont
10 reliés au parc de trente-trois éoliennes Enercon E82 de 2 MW chacune, totalisant
11 66 MW. La date de mise en service du parc New Richmond est prévue pour
12 décembre 2012.

13 Le parc éolien New Richmond sera raccordé directement au poste Cascapédia via
14 une nouvelle ligne à 230 kV d'une longueur d'environ 8 km. Un ancien départ de ligne
15 à 230 kV disponible au poste Cascapédia sera réutilisé et il sera dédié à la nouvelle
16 ligne qui alimentera le parc éolien. Un schéma d'intégration ainsi qu'un schéma de
17 liaison sont déposés au soutien de la présente demande comme figures 13 et 14 de
18 l'annexe 3 du présent document.

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

- 21 • Construction d'une nouvelle ligne à 230 kV monoterne sur portiques d'acier
22 avec des conducteurs de calibre 1033 MCM d'une longueur d'environ 8 km.
23 Cette ligne raccordera le poste du parc éolien New Richmond jusqu'au
24 poste Cascapédia ;
- 25 • Réfection d'un départ de ligne existant au poste Cascapédia. Les travaux
26 comprennent l'ajout d'un disjoncteur, des sectionneurs et des appareils de
27 mesure. Ils incluent aussi l'ajout de nouvelles protections de ligne ainsi qu'une
28 nouvelle protection de défaillance de disjoncteur pour le nouveau disjoncteur.

1 Un schéma unifilaire du poste Cascapédia est déposé comme figure 4 de
2 l'annexe 4 du présent document ;

- 3 • Nouvelle liaison de télécommunication entre le poste du parc éolien et le
4 poste Cascapédia ;
- 5 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 6 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien New Richmond.

7 **3.3.7 Parc éolien Massif du Sud (150 MW)**

8 Le parc éolien Massif du Sud est situé dans les MRC des Etchemins et de
9 Bellechasse dans la région de Chaudière-Appalaches. Les travaux sont reliés au
10 parc de soixante-quinze éoliennes RePower de 2 MW chacune, totalisant 150 MW.
11 La date de mise en service du parc Massif du Sud est prévue pour décembre 2012.

12 Le parc éolien Massif du Sud sera raccordé directement au poste Ste-Germaine via
13 une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 21 km. Deux nouveaux départs
14 de ligne à 120 kV seront ajoutés au poste Ste-Germaine. L'un des départs sera dédié
15 à la nouvelle ligne qui alimentera le parc éolien, alors que l'autre départ sera dédié à
16 la section de la ligne L1462 vers le poste Daaquam. Un schéma d'intégration ainsi
17 qu'un schéma de liaison sont déposés au soutien de la présente demande comme
18 figures 15 et 16 de l'annexe 3 du présent document.

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

- 21 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV monoterne sur portiques de bois
22 avec des conducteurs de calibre 795 MCM d'une longueur d'environ 21 km.
23 Cette ligne raccordera le poste du parc éolien Massif du Sud jusqu'au poste
24 Ste-Germaine ;
- 25 • Ajout de deux nouveaux départs de ligne à Ste-Germaine incluant l'ajout de
26 nouvelles protections de ligne. Un sectionneur de contournement sera
27 également ajouté afin de couvrir la portion de la ligne L1462 entre les postes
28 Ste-Germaine et Daaquam. Un schéma unifilaire du poste Ste-Germaine est
29 déposé comme figure 5 de l'annexe 4 du présent document ;

- 1 • Modification des protections de la ligne L1462 au poste Beauceville et ajout
- 2 d'une protection de télédéclenchement ;
- 3 • Nouvelle liaison de télécommunication entre les postes Beauceville,
- 4 Ste-Germaine et le parc éolien Massif du Sud ;
- 5 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 6 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Massif du Sud.

7 **3.3.8 *Parc éolien Montérégie (100 MW)***

8 Le parc éolien Montérégie est situé à l'intérieur des MRC de Roussillon et les
9 Jardins-de-Napierville dans la région de Montérégie. Les travaux sont reliés au parc
10 de cinquante éoliennes Enercon E82 de 2 MW chacune, totalisant 100 MW. La date
11 de mise en service du parc Montérégie est prévue pour décembre 2012.

12 Le parc éolien Montérégie sera raccordé au réseau via une nouvelle ligne à 120 kV
13 en dérivation sur le circuit L1206 entre les postes De Léry et St-Rémi. Un schéma
14 d'intégration ainsi qu'un schéma de liaison sont déposés au soutien de la présente
15 demande comme figures 17 et 18 de l'annexe 3 du présent document.

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

- 18 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV monoterne sur pylônes d'acier
- 19 avec des conducteurs de calibre 795 MCM d'une longueur d'environ 400
- 20 mètres. Cette ligne raccordera le poste du parc éolien Montérégie jusqu'au
- 21 point de dérivation du circuit L1206 situé à environ 6 km du poste St-Rémi ;
- 22 • Modifications des protections de la ligne L1206 aux postes De Léry et
- 23 St-Rémi ;
- 24 • Nouvelle liaison de télécommunication à fibres optiques pour relier le poste du
- 25 parc éolien au poste De Léry pour les besoins de télédéclenchement ;
- 26 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 27 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Montérégie.

1 **3.3.9 Parc éolien St-Valentin (50 MW)**

2 Le parc éolien St-Valentin est situé à l'intérieur de la MRC Le Haut-Richelieu dans la
3 région de Montérégie. Les travaux sont reliés au parc de vingt-cinq éoliennes
4 Enercon E82 de 2 MW chacune, totalisant 50 MW. La date de mise en service du
5 parc St-Valentin est prévue pour décembre 2012.

6 Le parc éolien St-Valentin sera raccordé au réseau via une nouvelle ligne à 120 kV
7 en dérivation sur le circuit L1239 entre les postes St-Rémi et Napierville. Un schéma
8 d'intégration ainsi qu'un schéma de liaison sont déposés au soutien de la présente
9 demande comme figures 19 et 20 de l'annexe 3 du présent document.

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

- 12 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV monoterne sur portiques de bois
13 avec des conducteurs de calibre 795 MCM d'une longueur d'environ 6,5 km.
14 Cette ligne raccordera le poste du parc éolien St-Valentin jusqu'au point de
15 dérivation du circuit L1239 situé à environ 400 m du poste Napierville ;
- 16 • Modifications des protections de la ligne L1205 aux postes De Léry ;
- 17 • Nouvelle liaison de télécommunication à fibres optiques pour relier le poste du
18 parc éolien St-Valentin au poste De Léry pour les besoins
19 de télédéclenchement ;
- 20 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 21 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien St-Valentin.

22 **3.3.10 Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 et Clermont**

23 Les trois parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 et Clermont seront intégrés
24 dans le sous-réseau à 315 kV Bersimis-Laurentides. Ce sous-réseau, d'une longueur
25 variant de 345 km à 384 km, fait face à des enjeux et difficultés récurrentes
26 d'exploitation reliés notamment à des conditions de surtension aux différents postes
27 de charge raccordés en dérivation.

1 *Maintien et amélioration de la qualité du service*

2 Pour le Transporteur, les travaux d'intégration de ces trois parcs éoliens représentent
3 une occasion de développer une solution intégrée tenant compte de ces
4 préoccupations, attribuables au volet « maintien et amélioration de la qualité du
5 service » du Projet. À cet effet, la présente section traitera conjointement des travaux
6 d'intégration de ces trois parcs éoliens.

7 Par ailleurs, la solution de raccordement proposée dans la présente section ne
8 permet pas d'identifier précisément l'ensemble des travaux de raccordement
9 attribuables strictement au volet « maintien et amélioration de la qualité du service ».
10 En effet, le Transporteur présente une solution globale pour laquelle l'ensemble des
11 travaux proposés permettra à la fois le raccordement des trois parcs éoliens en plus
12 d'offrir une solution aux éléments de surtension auxquels le réseau 315 kV
13 est exposé.

14 Les investissements prévus au volet « maintien et amélioration de la qualité du
15 service » ont donc été évalués en déterminant le coût différentiel avec un scénario de
16 raccordement de référence obtenu en ne considérant strictement que le volet
17 « croissance des besoins de la clientèle » sans soucis d'une optimisation globale de
18 la solution qui tiendrait compte des préoccupations attribuables au volet « maintien et
19 amélioration de la qualité du service ». Ainsi, la fraction du coût attribuable à ce
20 dernier volet est évaluée à 18,8 M\$.

21 Le détail des calculs afférent au coût attribuable au volet « maintien et amélioration
22 de la qualité du service » est présenté à la section 4.10 suivante.

23 *Parcs éoliens*

24 Les deux parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 sont situés dans la MRC
25 Côte-de-Beaupré, qui se trouve dans la région de la Capitale Nationale. Le parc
26 Seigneurie-de-Beaupré 2 comprend soixante-trois éoliennes Enercon, dont certaines
27 de type E82 (de 2,0 MW) et de type E70 de (2,3 MW), totalisant 132,6 MW. De son
28 côté, le parc Seigneurie-de-Beaupré 3 comprend soixante-huit éoliennes Enercon,
29 composées aussi des types E82 et E70, totalisant 139,3 MW. La date de mise en
30 service des deux parcs éoliens est prévue pour décembre 2013.

1 Vu leur proximité, les deux réseaux collecteurs à 34,5 kV des parcs éoliens
2 Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 seront raccordés à un unique poste de transformation
3 à 315-34,5 kV.

4 Le troisième parc éolien, soit le parc Clermont, est situé plus au nord-est des deux
5 autres dans la MRC de Charlevoix-Est qui se trouve aussi dans la région de la
6 Capitale Nationale. Les travaux sont reliés au parc de trente-sept éoliennes RePower
7 de 2 MW chacune, totalisant 74 MW. La date de mise en service du parc éolien est
8 prévue pour décembre 2015.

9 *Raccordement au sous-réseau à 315 kV*

10 La solution proposée consiste à rapatrier les trois parcs éoliens ainsi que les postes
11 de charges actuellement raccordés sur le sous-réseau à 315 kV
12 Laurentides-Bersimis sur les circuits L3011 et L3020 (ligne biterne). Cette solution
13 prévoit aussi le fractionnement de ces mêmes circuits en plusieurs sections de lignes,
14 ce qui permettra de contrer les conditions de surtensions sévères qui affectent
15 actuellement les différents postes de charge raccordés en dérivation.

16 Par conséquent, les deux postes de charge Beaupré et Charlevoix, actuellement
17 raccordés en dérivation sur ces circuits, seront bouclés. Ainsi, une configuration en
18 simple boucle sur la ligne L3011 est prévue au poste Beaupré, alors qu'une
19 configuration en double boucle sur les lignes L3011 et L3020 est prévue au poste
20 Charlevoix. Ces travaux de bouclage conduiront ainsi à un fractionnement de chacun
21 des deux circuits en plusieurs sections de lignes.

22 De plus, un réaménagement des lignes vers le poste Beauport permettra de déplacer
23 ce dernier, actuellement raccordé en dérivation sur les circuits L3003-04, vers les
24 circuits L3011 et L3020.

25 Un schéma d'intégration ainsi qu'un schéma de liaison sont déposés au soutien de la
26 présente demande comme figures 21 et 22 de l'annexe 3 du présent document.

27 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin
28 de permettre le raccordement des trois parcs éoliens est présentée ci-dessous :

1 *Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3*

- 2 • Construction d'une ligne à 315 kV monoterne sur portiques d'acier avec des
3 conducteurs de calibre 2093 MCM d'une longueur d'environ 23 km. Cette
4 nouvelle ligne raccordera le poste des parcs éoliens
5 Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 jusqu'au point de dérivation du circuit L3011
6 situé à environ 16 km du poste Beaupré et à 75 km du poste Charlevoix.

7 *Parc éolien Clermont*

- 8 • Construction d'une ligne à 315 kV monoterne sur portiques d'acier avec des
9 conducteurs de calibre 2093 MCM d'une longueur d'environ 13 km. Cette
10 nouvelle ligne raccordera le poste du parc éolien Clermont jusqu'au point de
11 dérivation du circuit L3011 situé à environ 6 km du poste Charlevoix et à
12 103 km du poste Les Basques.

13 *Poste Charlevoix*

- 14 • Construction d'une section de ligne à 315 kV biterne sur portiques d'acier avec
15 des faisceaux de deux conducteurs de calibre 1354,8 MCM d'une longueur
16 d'environ 3,6 km. Cette nouvelle section de ligne raccordera le poste
17 Charlevoix jusqu'au point de raccordement des circuits L3011 et L3020. Cette
18 section de ligne est requise afin de permettre le bouclage du poste Charlevoix
19 sur les sections de ligne L3011 et L3020 ;
- 20 • Addition de trois disjoncteurs à 315 kV au poste Charlevoix requis pour le
21 bouclage du poste, incluant l'ajout d'un système ALCID et d'un nouveau
22 bâtiment de commande. Un schéma unifilaire du poste Charlevoix est déposé
23 comme figure 6 de l'annexe 4 du présent document.

24 *Poste Beaupré*

- 25 • Addition d'un disjoncteur à 315 kV au poste Beaupré requis pour le bouclage
26 du poste sur le circuit L3011, incluant l'ajout d'un système ALCID. Un schéma
27 unifilaire du poste Beaupré est déposé comme figure 7 de l'annexe 4 du
28 présent document ;
- 29 • Réaménagement des lignes au poste.

1 *Poste Beauport*

- 2 • Réaménagement des sections de lignes vers le poste Beauport afin de
3 raccorder le poste sur les circuits L3011 et L3020 (initialement raccordé sur
4 L3003 et L3004).

5 *Rehaussements thermiques*

- 6 • Rehaussement thermique des lignes L3011 et L3020 Laurentides-Bersimis
7 sur toute la longueur. La valeur des rehaussements thermiques varie entre
8 55OC et 75OC dépendant de la section de ligne considérée ;
- 9 • Rehaussement thermique à 55OC des lignes L3009 Bersimis 1-Bersimis 2 et
10 L3012 Bersimis 2-Les Basques.

11 *Protections*

12 L'ajout et le réaménagement de lignes sur le sous-réseau à 315 kV ainsi que les
13 travaux de bouclage des postes Beauport et Charlevoix nécessiteront le
14 remplacement et la modification des systèmes de protection de plusieurs postes. Les
15 postes nécessitant des interventions à leurs systèmes de protection sont présentés
16 ci-dessous :

- 17 • Bersimis 1 (Protections L3009, 3003 et 3004) ;
- 18 • Bersimis 2 (Protections L3009 et L3011) ;
- 19 • Laurentides (Protections L3003, L3004, L3011 et L3020) ;
- 20 • Charlevoix (Protections L3011 et L3020) ;
- 21 • Les Basques (Protections L3020) ;
- 22 • Beauport (Protections L3003 et L3004) ;
- 23 • Beauport (Protections L3011 et L3020) ;
- 24 • Nouvelle liaison de télécommunication à fibres optiques entre le poste
25 St-Joachim et le poste des parcs éoliens Seigneurie-de-Beauport 2 et 3
26 (environ 45 km) ;

- 1 • Nouvelle liaison de télécommunication à fibres optiques entre le poste
2 Charlevoix et le poste du parc éolien Clermont (environ 30 km) ;
- 3 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste des parcs éoliens
4 Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 ainsi qu'au poste du parc éolien Clermont ;
- 5 • Travaux de mise sous tension initiale au poste des parcs éoliens
6 Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 ainsi qu'au poste du parc éolien Clermont.

7 **3.3.11 Parc éolien Vents-du-Kempt (100 MW)**

8 Le parc éolien Vents-du-Kempt est situé dans la MRC de la Matapédia. Les travaux
9 sont reliés au parc de cinquante éoliennes Enercon E82 de 2,0 MW chacune,
10 totalisant 100 MW. La date de mise en service du parc Vents-du-Kempt est prévue
11 pour décembre 2014.

12 Le parc éolien Vents-du-Kempt sera raccordé au réseau via une nouvelle ligne à
13 120 kV de 9 km qui sera raccordée en dérivation sur le circuit L1450
14 Amqui-Causapscal à proximité du poste Causapscal. Un schéma d'intégration ainsi
15 qu'un schéma de liaison sont déposés au soutien de la présente demande comme
16 figures 23 et 24 de l'annexe 3 du présent document.

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

- 19 • Construction d'une section de ligne à 120 kV monoterne sur portiques de bois
20 avec des conducteurs de calibre 795 MCM d'une longueur d'environ 9 km.
21 Cette ligne raccordera le poste du parc éolien Vents-du-Kempt jusqu'au point
22 de dérivation du circuit L1450 situé à environ 100 mètres du
23 poste Causapscal ;
- 24 • Modifications et additions des systèmes de protection de ligne et de
25 téléprotections aux postes Amqui et Causapscal ;
- 26 • Nouvelle liaison de télécommunication entre les postes du parc éolien, Amqui
27 et Causapscal ;
- 28 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;

- 1 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien
2 Vents-du-Kempt.

3 **3.3.12 Parc éolien Rivière-du-Moulin (350 MW)**

4 Le parc éolien Rivière-du-Moulin est situé dans les MRC de Charlevoix et du Fjord du
5 Saguenay qui se trouvent dans les régions de la Capitale Nationale et du Saguenay.
6 Les travaux sont reliés, pour la phase 1, à soixante-quinze éoliennes RePower de
7 2 MW chacune, totalisant 150 MW. Quant à elle, la phase 2 est composée de cent
8 éoliennes RePower de 2 MW chacune, totalisant 200 MW. La date de mise en
9 service de la phase 1 est prévue pour décembre 2014, alors que celle de la phase 2
10 est prévue pour décembre 2015.

11 Le parc éolien Rivière-du-Moulin sera raccordé au réseau via une nouvelle ligne à
12 345 kV d'environ 23 km en dérivation sur la ligne d'interconnexion L3095
13 Laurentides-Delisle. Un schéma d'intégration ainsi qu'un schéma de liaison sont
14 déposés au soutien de la présente demande comme figures 25 et 26 de l'annexe 3
15 du présent document.

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

- 18 • Construction d'une ligne à 345 kV monoterne sur portiques d'acier avec des
19 conducteurs de calibre 2093 MCM d'une longueur d'environ 23 km. Cette
20 nouvelle ligne raccordera le poste du parc éolien Rivière-du-Moulin jusqu'au
21 point de dérivation du circuit L3095 situé à environ 123 km du poste
22 Laurentides et à 90 km du poste Delisle ;
- 23 • Rehaussement de 16oC (soit de 49oC à 65oC) de la température
24 d'exploitation de la section de ligne L3095 comprise entre le point de
25 raccordement et le poste Laurentides (123 km) ;
- 26 • Approvisionnement d'un transformateur 345/315 kV de 400 MVA en relève au
27 poste Laurentides ;
- 28 • Remplacement des protections de la ligne L3095 aux postes Laurentides et
29 Delisle, afin de tenir compte de la dérivation vers le parc éolien ;

- 1 • Remplacement des protections de la ligne à 230 kV L2337 aux postes
2 Laurentides et Québec-2 ;
- 3 • Nouvelle liaison de télécommunication requise sur 15 km à partir du
4 poste Laurentides ;
- 5 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien ;
- 6 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien
7 Rivière-du-Moulin.

8 **3.4 Renforcement du réseau régional Matapédia**

9 Le Transporteur mentionne que parmi les quatorze parcs éoliens retenus par le
10 Distributeur, quatre d'entre eux sont localisés sur la péninsule gaspésienne. La mise
11 en service de ces parcs est prévue à partir de 2011 et s'échelonne jusqu'en 2014,
12 pour une puissance installée totale de 604,6 MW. Cette puissance vient s'ajouter aux
13 1063,5 MW de puissance éolienne déjà prévue d'ici 2012 découlant principalement
14 de l'appel d'offres A/O 2003-02. La puissance installée totale d'électricité de source
15 éolienne sur le réseau régional Matapédia situé dans la péninsule gaspésienne sera
16 donc de à 1 668,1 MW.

17 Le tableau 4 suivant présente la liste de l'ensemble des parcs éoliens prévus sur le
18 réseau de transport de la péninsule gaspésienne. Cela inclut les quatre parcs de la
19 présente demande ainsi que ceux déjà prévus d'ici 2012.

Tableau 4
Liste des parcs éoliens sur la péninsule gaspésienne

Parcs éoliens	Puissance (MW)	Année de MES
Le Nordais I et II	84	1999
Mont-Copper / Mont-Miller	2 x 54	2005
3e parc Murcochville	54	indéterminé
Premier appel d'offres (A/O 2003-02)		
Baie-des-Sables	109,5	2006
Anse-à-Valleau	100,5	2007
Carleton	109,5	2008
St-Ulric / St-Léandre	127,5	2009
Mont-Louis	100,5	2011
Gros Morne	211,5	2011
Montagne Sèche	58,5	2011
Deuxième appel d'offres (A/O 2005-03)		
Le Plateau	138,6	2011
Lac Alfred (phase 1)	150	2012
New Richmond	66	2012
Lac Alfred (phase 2)	150	2013
Vents-du-Kempt	100	2014
Total	1668,1	

1 Le Transporteur présente ci-après les travaux de renforcement requis permettant
 2 l'intégration fiable et sécuritaire des quatre parcs éoliens au réseau régional
 3 Matapédia. Ces travaux sont décrits plus en détail aux sections 3.4.1 à
 4 3.4.5 suivantes.

- 5 • Rehaussement des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup–Rimouski ;
- 6 • Rehaussement du circuit L1601 Goémon Copper Mountain ;

- 1 • Remplacement du transformateur T12 à Goémon ;
- 2 • Addition d'une inductance au poste Matapédia ;
- 3 • Implantation d'un automatisme sur le réseau régional Matapédia.

4 Ces travaux de renforcement élaborés par le Transporteur apportent les solutions
5 aux contraintes associées à la capacité en puissance de certains équipements, à la
6 régulation de tension ainsi qu'à la stabilité du réseau régional Matapédia. Ces travaux
7 excluent toutefois ceux reliés au raccordement local de chacun des quatre parcs
8 éoliens, ceux-ci ayant déjà été décrits à la section 3.3 précédente.

9 Un schéma du réseau régional Matapédia illustrant les travaux de renforcement est
10 déposé au soutien de la présente demande comme figure 27 de l'annexe 3 du
11 présent document.

12 **3.4.1 Rehaussement thermique des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup–** 13 **Rimouski**

14 Un rehaussement thermique à 55 C° est requis sur les circuits à 230 kV L2313-14.
15 Ces circuits relient les postes Rivière-du-Loup et Rimouski sur une longueur de
16 100 km. Le conducteur est de type LES BOULES de calibre 864,9 MCM et est
17 présentement conçu pour être exploité à une température de 49 C°. Le Transporteur
18 précise que le rehaussement thermique permettra d'augmenter la capacité des
19 circuits de 207 MVA à 255 MVA.

20 Par ailleurs, le Transporteur mentionne que les risques de surcharge des
21 circuits L2313-14 surviendront lorsque la charge globale à alimenter en Gaspésie
22 sera faible et que tous les parcs éoliens raccordés sur le réseau régional Matapédia
23 seront exploités à puissance nominale. Cette condition de réseau fait en sorte que
24 l'excédent de la production éolienne sera transporté vers le réseau principal,
25 soumettant ainsi le tronçon Rivière-du-Loup–Rimouski à un fort écoulement de
26 puissance. Une surcharge des circuits L2313-14 surviendrait alors suivant la perte
27 d'une ligne adjacente.

28 Le Transporteur précise que le rehaussement thermique est requis pour
29 décembre 2012 suite à la mise en service des trois parcs éoliens Le Plateau,

1 Lac Alfred (phase 1) et New Richmond prévue aussi en décembre de la
2 même année.

3 **3.4.2 Rehaussement thermique du circuit L1601 Goémon-Copper Mountain**

4 Un rehaussement thermique à 65 C° est requis sur le circuit L1601 à 161 kV. Ce
5 circuit relie les postes Goémon et Copper Mountain sur une longueur de 126 km. Le
6 conducteur est de type HAWK de calibre 477 MCM et est présentement conçu pour
7 être exploité à une température de 49 C°. Le Transporteur précise que le
8 rehaussement thermique permettra d'augmenter la capacité des circuits de 104 MVA
9 à 158 MVA.

10 Par ailleurs, le Transporteur mentionne que les risques de surcharges du
11 circuit L1601 surviendront lorsque la charge globale à alimenter en Gaspésie sera
12 faible, que les parcs éoliens raccordés sur l'axe nord du réseau à 230 kV seront
13 exploités à faible puissance (par vent faible par exemple) et que les parcs raccordés
14 sur l'axe sud du réseau à 230 kV seront exploités à puissance nominale. Il appert que
15 cette condition soumet l'axe sud à un fort écoulement de puissance et soulage du
16 même coup l'axe nord. La puissance provenant du poste Copper Mountain tend donc
17 à se diriger vers l'axe nord en empruntant le circuit L1601. Une surcharge du
18 circuit L1601 surviendrait alors suivant la perte d'une ligne.

19 Le Transporteur précise que le rehaussement thermique est requis pour décembre
20 2012 suite à la mise en service des trois parcs éoliens Le Plateau, Lac Alfred
21 (phase 1) et New Richmond prévue en décembre de la même année.

22 **3.4.3 Remplacement du transformateur T12 au poste Goémon**

23 Le circuit L1601 à 161 kV Goémon-Copper Mountain est raccordé au poste Goémon
24 via l'unique transformateur T12 à 220/169 kV. Telles que décrites à la section 3.4.2
25 précédente, les conditions de réseau qui conduisent à la surcharge du circuit L1601
26 d'une capacité de 104 MVA, conduisent également à la surcharge du
27 transformateur T12 qui lui possède une capacité de 93 MVA. Un nouveau
28 transformateur à 230/161 kV d'une puissance de 140 MVA est donc prévu en
29 remplacement du transformateur existant T12.

1 Le Transporteur précise que le remplacement du transformateur est requis pour
2 décembre 2011 suite à la mise en service du premier parc éolien Le Plateau
3 (138,6 MW).

4 Le schéma unifilaire du poste Goémon incluant le remplacement du
5 transformateur T12 est déposé au soutien de la présente demande comme figure 8
6 de l'annexe 4 de la présente pièce.

7 **3.4.4 Addition d'une inductance au poste Matapédia**

8 Dans le cadre du premier appel d'offres éolien (A/O 2003-02), une première
9 inductance de 65 Mvar a été recommandée au poste Matapédia à 230 kV (mise en
10 service prévue en 2011) afin de restreindre les surtensions à l'intérieur des plages
11 d'exploitation normales. En effet, le Transporteur mentionne que les surtensions étant
12 principalement causées par l'ajout de plusieurs nouvelles lignes à 230 kV et à 161 kV
13 sur le réseau gaspésien, cela amène une contribution additionnelle en puissance
14 réactive (capacitive) en condition de faible charge.

15 Par ailleurs, les analyses effectuées par le Transporteur avaient démontré qu'une
16 deuxième inductance au poste Matapédia serait aussi requise pour maintenir les
17 tensions à l'intérieur des plages permises. Néanmoins, il fut recommandé de n'ajouter
18 qu'une seule inductance et de considérer plutôt la possibilité d'utiliser un des deux
19 compensateurs synchrones à Eel River (Énergie Nouveau-Brunswick) pour apporter
20 le support réactif nécessaire au réseau.

21 Dans le cadre de l'analyse des combinaisons du deuxième appel d'offres
22 (A/O 2005-03), le Transporteur a décidé de ne pas compter sur le support réactif
23 provenant des compensateurs synchrones d'Eel River pour le contrôle de tension de
24 son réseau. Le Transporteur considère qu'il ne pourrait s'assurer d'une disponibilité et
25 d'une fiabilité suffisante. Par conséquent, il recommande qu'une deuxième
26 inductance à 230 kV de 65 Mvar soit ajoutée au poste Matapédia. La mise en service
27 de l'inductance est prévue pour décembre 2012.

28 Le schéma unifilaire du poste Matapédia illustrant l'ajout de l'inductance est déposé
29 au soutien de la présente demande comme figure 9 de l'annexe 4 de la
30 présente pièce.

1 **3.4.5 *Implantation d'un automatisme sur le réseau régional Matapédia***

2 Le Transporteur se doit d'assurer une exploitation fiable et sécuritaire du réseau
3 Matapédia en toutes conditions d'exploitation. Ainsi, certains automatismes déjà
4 existants protègent les équipements et assure une continuité de service pour des
5 conditions dégradées d'exploitation. Dans ce contexte et dans le cadre du Projet, le
6 Transporteur considère qu'il devient nécessaire de mettre à jour les automatismes
7 existants du réseau Matapédia.

8 Des analyses sont présentement en cours et les buts visés par le Transporteur sont
9 les suivants :

- 10 • Automatisation de protection de surcharge des transformateurs au poste Lévis :
11 la perte de deux des trois transformateurs à 735/315 kV est possible lors d'un
12 défaut de disjoncteur à 735 kV ou lors d'un défaut en simple contingence en
13 période d'entretien d'équipement. Un automatisme basé sur la détection de
14 courant prend les actions nécessaires pour éviter toute surcharge sur le
15 transformateur demeurant en service. Les actions et les réglages de cet
16 automatisme doivent être révisés ;
- 17 • Automatisation de manœuvre des batteries de condensateurs et d'inductances
18 shunt : cet automatisme doit être modifié afin d'améliorer le contrôle de la
19 tension du réseau Matapédia ;
- 20 • Automatisation de protection de surtension des lignes à 315 kV : cet
21 automatisme doit être modifié afin d'améliorer le contrôle de la tension du
22 réseau Matapédia ;
- 23 • Automatisation de protection en cas de débouclage : cet automatisme doit être
24 révisé afin d'assurer la protection des équipements lors d'une séparation du
25 réseau Matapédia suite au déclenchement d'une seule ligne à 161 kV (L-1601
26 ou L-1602).

27 **3.5 Renforcement du réseau de transport principal**

28 Dans la présente section, le Transporteur décrit les travaux prévus sur le réseau de
29 transport principal qui permettront l'intégration de la production de l'ensemble des

1 parcs éoliens visés par la présente demande. Ces travaux sont requis afin de
2 préserver le maintien de la fiabilité et de la robustesse du réseau de transport
3 principal en considérant l'augmentation de transit sur le réseau de transport.

4 L'intégration au réseau des 1936,5 MW de production éolienne amène une
5 augmentation des transits sur le réseau de transport principal. Cette augmentation a
6 comme conséquence une perte substantielle de fiabilité du réseau de transport
7 principal qui elle-même découle du non respect de certains critères de conception. La
8 perte de fiabilité du réseau est reliée à une robustesse insuffisante du réseau pour lui
9 permettre d'assurer sa stabilité face aux événements les plus sévères prévus aux
10 critères de conception.

11 Afin d'illustrer la croissance des transits sur le réseau de transport principal, le
12 Transporteur dépose aux fins des présentes et sous pli confidentiel, les écoulements
13 de puissance du réseau de transport principal comme figures 1 et 2 de l'annexe 5 du
14 présent document.

15 La figure 1 de l'annexe 5 présente le réseau à 735 kV de référence. Ce dernier
16 correspond à l'écoulement de puissance 2012 incluant les projets ayant été planifiés
17 avant le projet d'intégration des parcs éoliens visés par la présente demande. La
18 figure 2 de l'annexe 5 correspond à l'écoulement de puissance de référence auquel la
19 nouvelle production éolienne (1936,5 MW) et les travaux de renforcement connexes
20 ont été ajoutés.

21 Par conséquent, le Transporteur présente ci-après les travaux de renforcement
22 considérés comme étant la solution optimale au maintien de la stabilité et de la
23 robustesse du réseau de transport. Ces travaux sont présentés plus en détail aux
24 sections 3.5.1 à 3.5.8 suivantes:

- 25 • Ajout d'un banc de compensation série au poste Chénier ;
- 26 • Ajout d'un banc de compensation série au poste Grand-Brûlé ;
- 27 • Ajout d'un banc de compensation série au poste Duvernay ;
- 28 • Ajout d'un compensateur statique à chacun des postes Jacques-Cartier et
29 Bout-de-l'île (futur poste) ;

- 1 • Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation série aux
2 postes La Vérendrye Nord, Abitibi Nord et Duvernay ;
- 3 • Rehaussement thermique des lignes à 735 kV L7005-L7035 Nicolet-Lévis
4 ○ Section de ligne de 2,5 km à partir du poste Nicolet ;
- 5 • Modifications des protections de lignes à 735 kV aux postes Chénier,
6 Grand-Brûlé, Duvernay, Boucherville, Carignan, Châteauguay, Hertel,
7 Jacques-Cartier, Montérégie et Nicolet ;
- 8 • Travaux requis en télécommunication.

9 Le schéma de raccordement du réseau de transport à 735 kV illustrant l'ensemble
10 des travaux de renforcement présentés plus avant est déposé au soutien de la
11 présente demande comme figure 28 de l'annexe 3 de la présente pièce.

12 ***3.5.1 Banc de compensation série au poste Chénier***

13 Les travaux à réaliser au poste Chénier consistent à ajouter trois plates-formes de
14 compensation série de 25 ohms d'une capacité de 3600 ampères sur la ligne L7044
15 en provenance du poste La Vérendrye. Cette addition nécessite le remplacement de
16 deux disjoncteurs à 735 kV, le remplacement des systèmes de protection des
17 lignes L7042, L7046 et L7047, ainsi que l'ajout de trois pylônes permettant le
18 réaménagement de la ligne L7044.

19 À titre informatif, le Transporteur dépose au soutien de la présente demande comme
20 figure 10 de l'annexe 4, le schéma unifilaire du poste Chénier.

21 ***3.5.2 Banc de compensation série au poste Grand-Brûlé***

22 Les travaux à réaliser au poste Grand-Brûlé consistent à ajouter trois plates-formes
23 de compensation série de 20 ohms d'une capacité de 3600 ampères sur la
24 ligne L7045 en provenance du poste La Vérendrye. Cette addition nécessite le
25 remplacement de deux disjoncteurs à 735 kV, le remplacement des systèmes de
26 protection de la ligne L7047, ainsi que l'ajout de trois pylônes permettant le
27 réaménagement de la ligne L7045.

1 À titre informatif, le Transporteur dépose au soutien de la présente demande comme
2 figure 11 de l'annexe 4, le schéma unifilaire du poste Grand-Brûlé.

3 **3.5.3 Banc de compensation série au poste Duvernay**

4 Les travaux à réaliser au poste Duvernay consistent à ajouter trois plates-formes de
5 compensation série de 25 ohms d'une capacité de 3600 ampères sur la ligne L7016
6 en provenance du poste La Vérendrye. Cette addition nécessite le remplacement de
7 deux disjoncteurs à 735 kV, le remplacement des systèmes de protection des
8 lignes L7017, L7046 et L7009, ainsi que l'ajout de trois pylônes permettant le
9 réaménagement de la ligne L7016.

10 À titre informatif, le Transporteur dépose au soutien de la présente demande comme
11 figure 12 de l'annexe 4, le schéma unifilaire du poste Duvernay.

12 **3.5.4 Compensateurs statiques aux postes Jacques-Cartier et Bout-de-l'île**

13 Les travaux à réaliser consistent à ajouter un compensateur statique d'une capacité
14 de -100 à +300 Mvar au poste Jacques-Cartier ainsi qu'au futur poste Bout-de-l'île.

15 À titre informatif, le Transporteur dépose au soutien de la présente demande comme
16 figures 13 et 14 de l'annexe 4, les schémas unifilaires des postes Jacques-Cartier
17 et Bout-de-l'île.

18 **3.5.5 Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation
19 série aux postes La Vérendrye Nord, Abitibi Nord et Duvernay**

20 L'accroissement des transits sur le corridor Baie-James Ouest causé par l'ajout de
21 compensation série aux postes Chénier, Grand-Brûlé et Duvernay nécessite
22 l'augmentation de la capacité de la compensation série au poste Duvernay ainsi
23 qu'au nord des postes La Vérendrye et Abitibi.

24 Au poste La Vérendrye, les travaux consistent à augmenter la capacité en courant de
25 la compensation série des lignes L7092, L7093 et L7094 en provenance du poste
26 Abitibi, et ce, de 2854 A à 3300 A.

27 Au poste Abitibi, les travaux consistent à augmenter la capacité en courant de la
28 compensation série des lignes L7080, L7081 et L7082 en provenance du poste
29 Nemiscau de 2314 A à 2600 A.

1 Au poste Duvernay, les travaux consistent à augmenter la capacité en courant de la
2 compensation série prévue sur la ligne L7017 en provenance du poste
3 Jacques-Cartier de 2200 A à 3500 A. Les travaux requièrent également l'ajout d'un
4 segment supplémentaire au banc de compensation afin d'augmenter la compensation
5 réactive de 14 ohms à 25 ohms.

6 Le Transporteur réfère à la figure 28 de l'annexe 3, illustrant entre autres les travaux
7 de rehaussement de la capacité en courant des bancs de compensation série aux
8 trois postes La Vérendrye, Abitibi et Duvernay.

9 **3.5.6 Rehaussement thermique des circuits à 735 kV Nicolet-Lévis**
10 **(L7005-L7035)**

11 Un rehaussement thermique à 53 C° est requis sur une section de 2,5 km des circuits
12 L7005 et L7035 à 735 kV. Ces circuits relient les postes Nicolet et Lévis sur une
13 longueur de 109,5 km. Le conducteur est de type Carillon (de calibre 1028,5 MCM)
14 sur les premiers 2,5 km à partir de Nicolet et de type Bersimis (de calibre
15 1360,7 MCM) sur les 107 km restant. Les conducteurs sont présentement conçus
16 pour être exploités à une température de 49 C°. Le rehaussement thermique est
17 requis uniquement sur la section de 2,5 km à partir du poste Nicolet afin d'augmenter
18 la capacité des conducteurs de 2 285 A à 2 640 A. La section de 107 km dispose
19 déjà, quant à elle, d'une capacité de 2 640 A.

20 Les risques de surcharges sur la section de 2,5 km des circuits L7005 et L7035
21 surviendront suite à l'intégration de la production des deux parcs éoliens Le Plateau
22 (138,6 MW) et Lac Alfred (phase 1 à 150 MW) lorsque la charge globale à alimenter
23 en Gaspésie sera faible (en été par exemple). Cette condition de réseau fait en sorte
24 que l'excédant de la production éolienne sera transporté vers le réseau principal,
25 soumettant ainsi le tronçon Lévis-Nicolet à un écoulement de puissance plus élevé.
26 Une surcharge des circuits L7005 et L7035 surviendrait alors suivant l'événement le
27 plus contraignant parmi ceux prévus aux critères de conception.

28 Le Transporteur précise que le rehaussement thermique est requis pour
29 décembre 2012 suite à la mise en service prévue des deux parcs éoliens Le Plateau
30 et Lac Alfred (phase 1).

1 **3.5.7 Modifications des systèmes de protection**

2 L'ajout des trois bancs de compensation série prévus aux postes Chénier,
3 Grand-Brûlé et Duvernay ainsi que l'ajout des deux compensateurs statiques prévus
4 aux postes Jacques-Cartier et Bout-de-l'île nécessiteront la modification des
5 systèmes de protection à plusieurs postes du réseau de transport principal.

6 Le tableau 5 suivant présente les postes auxquels des modifications doivent être
7 apportées aux systèmes de protection de lignes.

Tableau 5
Liste des postes nécessitant des modifications
aux systèmes de protection de lignes

Postes	Lignes	Protections
Chénier	L7042	A et B
	L7046	A et B
	L7047	B
Grand-Brûlé	L7047	B
Duvernay	L7017	A et B
	L7046	A et B
	L7009	A et B
Jacques-Cartier	L7017	A et B
Carignan	L7014	A et B
Nicolet	L7006	A et B
	L7034	A et B
Châteauguay	L7042	A et B
	L7038	A et B
Boucherville	L7009	A et B
Hertel	L7036	A et B
	L7049	A et B
Montérégie	L7049	A et B

8 **3.5.8 Travaux requis en télécommunication**

9 Les modifications requises aux systèmes de protection de plusieurs postes du réseau
10 principal (tel que spécifiés à la section 3.5.7) requièrent également des modifications
11 aux systèmes de télécommunication existants.

12 Les modifications consistent d'une part à installer dans les postes de nouvelles
13 composantes permettant l'accès directement au réseau de télécommunication
14 (réseau à fibre optique ou hertzienne). Ces nouveaux équipements sont requis pour
15 chacune des protections A et B des lignes à 735 kV reliés au Projet.

1 De plus, des modifications sont prévues à l'intérieur d'un même poste, soit les travaux
2 de déploiement de câbles de fibres optiques dans les caniveaux entre les bâtiments
3 abritant les salles de relais et de téléprotections et les salles de télécommunication.

4 Ces modifications sont requises à chacun des postes mentionnés au
5 tableau 5 précédent.

6 Le Transporteur précise qu'il n'est toutefois pas requis d'intervenir sur les
7 infrastructures principales du réseau de télécommunication existantes (salles de
8 télécommunication, pylônes, caniveaux, etc.).

9 *Calendrier de réalisation*

10 Les dates de début et de fin de chacune des étapes du processus de réalisation du
11 Projet sont présentées au tableau 6 suivant:

Tableau 6
Calendrier de réalisation

Activité	Date début	Date fin
Études de planification	Juin 2008	Décembre 2009
Avant-projet	Novembre 2008	Août 2013
Autorisation par la Régie de l'énergie	Août 2010	Décembre 2010
Projet et mise en service	Juin 2009	Décembre 2016

12 Par ailleurs, le Transporteur dépose à l'annexe 6 de la présente pièce la liste des
13 principales normes techniques appliquées au Projet. De plus, il dépose à l'annexe 7
14 de la même pièce la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois et qui
15 s'appliquent aussi au Projet.

16 **4. SOLUTIONS ENVISAGÉES**

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

20 D'une part, les analyses réalisées par le Transporteur ont permis de dégager un
21 ensemble de solutions possibles permettant le raccordement de chacun des quatorze

1 parcs éoliens au réseau de transport et de déterminer pour chacun de ces
 2 raccordements la solution optimale. D'autre part, les mêmes analyses ont également
 3 permis de dégager un ensemble de solutions possibles relatives au renforcement du
 4 réseau de transport principal ainsi que du réseau régional Matapédia permettant
 5 d'assurer une fiabilité adéquate du réseau dans le respect des critères de conception
 6 appliqués par le Transporteur.

7 Le Transporteur souligne que les aspects techniques, environnementaux et
 8 économiques ont été pris en compte pour orienter le choix de la meilleure solution, et
 9 ce, dans le respect de sa mission de base.

10 Le Transporteur présente au tableau 7 suivant le nombre de scénarios envisagés
 11 pour chacun des travaux majeurs faisant partie de la présente demande. Comme
 12 indiqué au tableau 7, le Transporteur a considéré d'un à quatre scénarios pour
 13 chacun des travaux majeurs du Projet pour un total de vingt-neuf scénarios.

**Tableau 7
 Scénarios envisagés**

No	Travaux majeurs	Scénarios
1	De l'Érable	3
2	Des Moulins	4
3	Le Plateau	1
4	St-Robert-Bellarmin	2
5	Lac Alfred	1
6	New Richmond	2
7	Massif du Sud	2
8	Montérégie	2
9	St-Valentin	2
10	Seigneurie-de-Beaupré et Clermont	3
11	Vents-du-Kempt	2
12	Rivière-du-Moulin	2
13	Renforcement réseau Matapédia	1
14	Renforcement réseau principal	2
	Total =	29

14 Les sections 4.1 à 4.14 suivantes présentent la description de chacun des scénarios
 15 étudiés de même que l'évaluation des différents aspects qui ont mené au choix de la
 16 solution retenue.

1 Les analyses économiques réalisées par le Transporteur permettent de comparer les
2 coûts des différentes solutions envisagées et tiennent compte des investissements
3 requis pour la construction, des valeurs résiduelles, des taxes sur les services publics
4 et des pertes électriques.

5 Le Transporteur souligne que les analyses économiques réalisées spécifiquement
6 pour les raccordements des parcs éoliens ont été réalisées sur une période variant
7 de 22 à 26 ans. Cette période tient compte de la durée prévue de 20 ans des contrats
8 avec les producteurs éoliens, à laquelle s'ajoutent les années de construction qui
9 précèdent la mise en service des parcs éoliens.

10 Les analyses économiques réalisées pour les travaux de renforcement du réseau
11 principal ont toutefois été réalisées sur une période de 40 ans.

12 Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique sont les suivantes :

- 13 • Taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,685 % ;
- 14 • Taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 15 • Taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

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

20 Par ailleurs, le Transporteur précise que certains travaux sont requis
21 systématiquement à chacun des scénarios étudiés. Ces travaux sont les suivants :

- 22 • L'ajout des équipements de mesurage au poste des parcs éoliens ;
- 23 • Travaux de mise sous tension initiale au poste des parcs éoliens.

24 Considérant que ces travaux n'auront aucun impact sur le choix des scénarios
25 retenus, ceux-ci n'ont donc pas été répétés dans aucun des scénarios présentés aux
26 sections 4.1 à 4.12 suivantes. Ils ont toutefois été considérés dans les études
27 économiques du Transporteur.

1 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, les schémas de liaison
2 des scénarios étudiés comme figures 1 à 10 de l'annexe 8 de la présente pièce.

3 **4.1 Parc éolien De l'Érable : trois scénarios étudiés**

4 Le Transporteur a identifié trois scénarios de raccordement du parc éolien
5 De l'Érable, compte tenu de la proximité de celui-ci avec deux autres postes
6 (Bois-Franc et Plessisville). Le schéma de liaison de chacun des trois scénarios est
7 déposé au soutien de la présente demande comme figure 1 de l'annexe 8.

8 **4.1.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien au poste Plessisville**

9 Ce premier scénario consisterait à raccorder le parc éolien directement au poste
10 Plessisville sur un nouveau départ de ligne à 120 kV. Le Transporteur présente ci-
11 après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 12 • Ajout d'un départ de ligne à 120 kV au poste Plessisville (incluant ses
13 équipements de protections) ;
- 14 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur de 15 km entre le
15 poste du parc éolien et le poste Plessisville.

16 **4.1.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien bouclé au poste** 17 **Bois-Francs**

18 Ce deuxième scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il
19 consiste à raccorder électriquement le parc éolien au poste Bois-Francs à 120 kV sur
20 un nouveau départ de ligne à deux disjoncteurs. Ce scénario propose ainsi un mode
21 de raccordement bouclé au poste Bois-Francs. Le Transporteur présente ci-après les
22 travaux de raccordement requis :

- 23 • Ajout de deux disjoncteurs à la section 120 kV du poste Bois-Francs (incluant
24 ses équipements de protections). Les disjoncteurs seraient installés aux
25 emplacements libres qui avaient été prévus à la conception du poste ;
- 26 • Construction d'une nouvelle section de ligne à 120 kV d'une longueur de
27 12 km entre le poste du parc éolien et le point de dérivation le plus rapproché
28 de la ligne L1159 qui relie le poste Bois-Francs.

1 **4.1.3 Scénario 3. – Raccordement du parc éolien directement au poste**
2 **Bois-Francis**

3 Ce troisième scénario consisterait à raccorder électriquement le parc éolien au poste
4 Bois-Francis à 120 kV sur un nouveau départ de ligne à l'aide d'un seul disjoncteur.
5 Ce scénario propose ainsi un raccordement sur un départ de ligne dédié au poste
6 Bois-Francis. Le Transporteur présente ci-après les travaux de raccordement qui
7 seraient requis :

- 8 • Ajout d'un départ de ligne à 120 kV dédié au poste Bois-Francis (incluant ses
9 équipements de protections). Le Transporteur mentionne qu'un
10 agrandissement de poste serait alors nécessaire afin de permettre
11 l'aménagement du nouveau départ de ligne ;
- 12 • Construction d'une nouvelle section de ligne à 120 kV d'une longueur estimée
13 de 12 km entre le poste du parc éolien et le point de dérivation le plus
14 rapproché de la ligne L1159 qui relie le poste Bois-Francis.

15 **4.1.4 Estimation du coût des solutions envisagées**

16 Le tableau 8 suivant présente la comparaison économique des trois solutions
17 décrites précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de
18 dollars actualisés de l'année 2010.

Tableau 8
Parc éolien De l'Érable
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	<u>Scénario 1</u> Radial sur Plessisville	<u>Scénario 2</u> Bouclé sur Bois-Francis	<u>Scénario 3</u> Radial sur Bois-Francis
Investissements	21 024	16 036	16 598
Valeur résiduelle	4 781	3 780	3 918
Taxes	1 134	873	903
Pertes électriques	2 718	5 754	5 754
Coût global actualisé (CGA)	20 095	18 883	19 337
Écart	1 212	référence	454

19 La comparaison économique présentée au tableau 8 démontre un avantage
20 économique en faveur du scénario 2 qui correspond à la solution retenue par
21 le Transporteur.

1 **4.1.5 *Choix de la solution retenue***

2 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
3 techniques, économiques et environnementaux.

4 *Aspect technique*

5 Le mode de raccordement bouclé au poste Bois-Francs proposé au scénario 2
6 procure une flexibilité d'exploitation nettement supérieure aux deux autres scénarios,
7 spécifiquement lors de retrait d'équipement (planifié ou non).

8 *Aspect économique*

9 Comme mentionné à la section 4.1.4 précédente, la solution retenue (scénario 2)
10 démontre un avantage économique par rapport aux autres scénarios (valeurs CGA).
11 Les investissements requis au scénario 2 s'avèrent également légèrement inférieurs
12 aux deux autres scénarios.

13 *Aspect environnemental*

14 Le scénario 1 requiert de prolonger la nouvelle ligne jusqu'au poste Plessisville plutôt
15 que de se raccorder en dérivation au point le plus rapproché sur la ligne L1530
16 existante comme proposé au scénario 2. Ceci impliquerait la construction de près de
17 3 km de ligne supplémentaire dans la région, ce qui aurait nécessairement un impact
18 sur le milieu.

19 Le scénario 3 requiert l'agrandissement du poste Bois-Francs afin d'y loger le
20 nouveau départ de ligne à 120 kV, contrairement au scénario 2 où les disjoncteurs
21 seront installés à des emplacements prévus à cet effet à l'intérieur du poste, ce qui
22 permet de minimiser les impacts environnementaux.

23 Par conséquent, le scénario 2 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
24 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

25 **4.2 *Parc éolien Des Moulins : quatre scénarios étudiés***

26 Le Transporteur a identifié quatre scénarios de raccordement du parc éolien
27 Des Moulins, compte tenu de la proximité de deux autres postes (Appalaches et
28 Antoine-Lemieux) et de plusieurs lignes de transport avoisinantes (L2373, L2374 et

1 L2329). Le schéma de liaison de chacun des quatre scénarios est déposé au soutien
2 de la présente demande comme figure 2 de l'annexe 8.

3 **4.2.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur L2373**
4 **Antoine-Lemieux–Thetford**

5 Ce premier scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il consiste
6 à raccorder le parc éolien en dérivation sur la ligne L2373 Antoine-Lemieux–Thetford
7 via une nouvelle ligne à 230 kV. Le Transporteur présente ci-après les travaux de
8 raccordement requis :

- 9 • Construction d'une nouvelle ligne à 230 kV d'une longueur estimée d'environ
10 7 km entre le poste du parc éolien et le point de dérivation le plus rapproché
11 de la ligne L2373 qui relie les postes Antoine-Lemieux et Thetford ;
- 12 • Modification des protections de la ligne L2373 aux postes Thetford et
13 Antoine-Lemieux ainsi que les protections de la ligne L2374 au poste
14 Antoine-Lemieux ;
- 15 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
16 producteur éolien.

17 **4.2.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur L2374**
18 **Antoine-Lemieux–Beauceville**

19 Ce deuxième scénario consisterait à raccorder le parc éolien en dérivation sur la
20 ligne L2374 Antoine-Lemieux–Beauceville via une nouvelle ligne à 230 kV. Le
21 Transporteur tient à préciser que les travaux de raccordement qui seraient requis
22 sont essentiellement les mêmes que l'on retrouve au scénario 1, mais sur une ligne
23 différente, soit :

- 24 • Construction d'une nouvelle ligne à 230 kV d'une longueur d'environ 7 km
25 entre le poste du parc éolien et le point de dérivation le plus rapproché de la
26 ligne L2374 qui relie les postes Antoine-Lemieux et Beauceville ;
- 27 • Modification des protections de la ligne L2374 aux postes Beauceville et
28 Antoine-Lemieux ainsi que les protections de la ligne L2373 au poste
29 Antoine-Lemieux ;

- 1 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
2 producteur éolien.

3 **4.2.3 *Scénario 3. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur L2329***
4 ***Appalaches–Thetford***

5 Ce troisième scénario consisterait à raccorder le parc éolien en dérivation sur la
6 ligne L2329 Appalaches – Thetford via une nouvelle ligne à 230 kV. Le Transporteur
7 présente ci-après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 8 • Construction d'une nouvelle ligne à 230 kV d'une longueur d'environ 7 km
9 entre le poste du parc éolien et le point de dérivation le plus rapproché de la
10 ligne L2329 qui relie les postes Appalaches et Thetford ;
- 11 • Ajout de nouvelles protections aux postes Appalaches et Thetford et
12 modifications des protections de la ligne L2329 à ces deux mêmes postes ;
- 13 • Modifications des protections de la ligne L2374 au poste Antoine-Lemieux ;
- 14 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
15 producteur éolien.

16 **4.2.4 *Scénario 4. – Raccordement du parc éolien au poste Appalaches à***
17 ***230 kV***

18 Ce quatrième scénario consisterait à raccorder le parc éolien directement au poste
19 Appalaches sur un nouveau départ de ligne à 230 kV. Le Transporteur présente ci-
20 après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 21 • Construction d'une nouvelle ligne à 230 kV d'une longueur d'environ 7 km
22 entre le poste du parc éolien et le poste Appalaches ;
- 23 • Addition d'un nouveau départ de ligne à 230 kV au poste Appalaches ;
- 24 • Ajout de nouvelles protections au poste Appalaches ;
- 25 • Modifications des protections de la ligne L2374 au poste Antoine-Lemieux ;
- 26 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
27 producteur éolien.

1 **4.2.5 Estimation du coût des solutions envisagées**

2 Le tableau 9 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
3 précédemment par le Transporteur. Le scénario 2 n'est toutefois pas présenté dans
4 le tableau étant donné qu'il s'agit essentiellement des mêmes investissements que
5 pour le scénario 1 tel que mentionné à la section 4.2.2. Les coûts y sont exprimés en
6 milliers de dollars actualisés de l'année 2010.

Tableau 9
Parc éolien Des Moulins
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	<u>Scénario 1</u> Dérivation sur 2373 Ant-Le/Thet	<u>Scénario 3</u> Dérivation sur 2329 Appa/Thet	<u>Scénario 4</u> Départ dédié sur Appalaches
Investissements	14 222	17 412	19 337
Valeur résiduelle	3 038	3 709	3 900
Taxes	735	865	967
Pertes électriques	10 876	14 094	14 222
Coût global actualisé (CGA)	22 795	28 662	30 626
Écart	référence	5 867	7 831

7 La comparaison économique présentée au tableau 9 démontre un avantage
8 économique en faveur du scénario 1 qui correspond à la solution retenue par
9 le Transporteur.

10 **4.2.6 Choix de la solution retenue**

11 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
12 techniques, économiques et environnementaux.

13 *Aspect technique*

14 Le Transporteur privilégie le scénario 1 (raccordement sur le circuit L2373) au
15 scénario 2 (raccordement sur le circuit L2374), malgré le fait que les travaux de
16 raccordement soient sensiblement les mêmes. En effet, dû à la longueur importante
17 de la ligne L2374 (45 km) combinée à la proximité de la position de la dérivation
18 (1,8 km) avec le poste Antoine-Lemieux, il ne serait plus possible d'assurer une
19 protection de relève qui demeure sélective pour tous types d'événements. Le

1 scénario 2 n'a donc pas été retenu par le Transporteur compte tenu de sa
2 vulnérabilité face au système de protection.

3 *Aspect économique*

4 Comme mentionné à la section 4.2.5 précédente, le scénario 1, tout comme le
5 scénario 2, démontrent un avantage économique par rapport aux autres scénarios
6 (valeurs CGA). Les investissements requis au scénario 1 s'avèrent également
7 inférieurs aux deux autres scénarios.

8 Comme indiqué précédemment, bien que les scénarios 1 et 2 soient équivalents du
9 point de vue économique, le scénario 2 n'a pas été retenu pour des
10 considérations techniques.

11 Aussi, comme décrite à la section 3.3.2, la position finale du poste du parc éolien a
12 été déplacée par le promoteur. Ce poste sera situé plus près du point de
13 raccordement au circuit 2373. Ce déplacement fait en sorte qu'il favorise davantage
14 le scénario 1. Une ligne d'environ 3,1 km (plutôt que 7 km) permettra de raccorder le
15 parc éolien au circuit 2373, ce qui abaisse ainsi les investissements requis.

16 *Aspect environnemental*

17 Le Transporteur indique que les impacts environnementaux de chacun des scénarios
18 sont sensiblement les mêmes. En effet, pour chacun des quatre scénarios, il est
19 requis de construire une même longueur de ligne (soit environ 7 km) et aucun
20 agrandissement de poste n'est requis.

21 Par conséquent, le scénario 1 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
22 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

23 **4.3 Parc éolien Le Plateau : un seul scénario étudié**

24 Le Transporteur n'a considéré qu'un seul scénario de raccordement pour le parc
25 éolien Le Plateau. En effet, le poste du parc éolien est situé à moins de 400 mètres
26 de la ligne biterne Rimouski-Matapédia à 315 kV. La solution consiste donc à
27 raccorder ce poste en dérivation sur le circuit de la ligne biterne le plus rapproché
28 (L3089) et suivant le tracé le plus court à moins de 400 mètres.

1 Le Transporteur considère que cette solution demeure de toute évidence la plus
2 économique en raison du mode de raccordement proposé plus avant. Par ailleurs, le
3 Transporteur réfère à la section 3.3.3 précédente pour une description complète de
4 ce scénario de raccordement.

5 **4.4 Parc éolien St-Robert-Bellarmin : deux scénarios étudiés**

6 Le Transporteur a identifié deux scénarios de raccordement du parc éolien
7 St-Robert-Bellarmin, compte tenu de la proximité de deux autres postes (Bolduc et
8 Mégantic). Le schéma de liaison de chacun des deux scénarios est déposé au
9 soutien de la présente demande comme figure 3 de l'annexe 8.

10 **4.4.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien au poste Bolduc**

11 Ce premier scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il consiste
12 à raccorder le parc éolien directement au poste Bolduc sur un nouveau départ de
13 ligne à 120 kV. Le Transporteur présente ci-après les travaux de
14 raccordement requis :

- 15 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 33 km
16 entre le poste du parc éolien et le poste Bolduc ;
- 17 • Addition d'un nouveau départ de ligne à 120 kV au poste Bolduc (incluant ses
18 protections). Des modifications au bâtiment de commande sont aussi requises
19 (système ALCID) ;
- 20 • Modification des protections de la ligne L1457 St-Georges–Bolduc au poste
21 St-Georges ;
- 22 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
23 producteur éolien.

24 Par ailleurs, le Transporteur considère qu'un mode de raccordement en dérivation
25 aurait eu un impact significatif sur la qualité de service et n'a donc pas été retenu
26 comme scénario de raccordement. La dégradation aurait été principalement
27 attribuable à l'augmentation de plus de 30 km de ligne sur le circuit existant
28 Bolduc-St-Georges de longueur semblable (environ 38 km).

1 **4.4.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste Mégantic**

2 Ce deuxième scénario consisterait à raccorder le parc éolien directement au poste
3 Mégantic sur un nouveau départ de ligne à 120 kV. Le Transporteur présente ci-
4 après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 5 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 35,5 km
6 entre le poste du parc éolien et le poste Mégantic ;
- 7 • Addition d'un nouveau départ de ligne à 120 kV au poste Mégantic (incluant
8 ses protections) et agrandissement de poste ;
- 9 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
10 producteur éolien.

11 **4.4.3 Estimation du coût des solutions envisagées**

12 Le tableau 10 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
13 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
14 actualisés de l'année 2010.

Tableau 10
Parc éolien St-Robert-Bellarmin
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	Scénario 1 Raccordement sur Bolduc	Scénario 2 Raccordement sur Mégantic
Investissements	32 765	35 943
Valeur résiduelle	6 808	8 560
Taxes	1 768	1 996
Pertes électriques	479	-840
Coût global actualisé (CGA)	28 205	28 539
Écart	référence	334

15 La comparaison économique présentée au tableau 10 démontre que les deux
16 scénarios sont équivalents du point de vue économique. En effet, l'écart de 334 k\$ en
17 faveur du scénario 1 représente moins de 1 % de différence, ce qui demeure
18 largement à l'intérieur de la précision des estimations produites.

1 **4.4.4 Choix de la solution retenue**

2 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
3 techniques, économiques et environnementaux.

4 *Aspect technique*

5 L'un des aspects déterminant quant au choix du Transporteur de privilégier le
6 scénario 1 (raccordement au poste Bolduc) au scénario 2 (raccordement au poste
7 Mégantic), est relié au fait que le tracé de ligne vers le poste Bolduc traverse, sur
8 plus de 50 % de son parcours, des terres forestières appartenant à un propriétaire
9 unique (Domtar). Cet élément aura un impact significatif sur la réalisation des
10 consultations publiques et le respect des coûts et délais de réalisation des travaux,
11 particulièrement du fait que la ligne d'intégration est relativement longue (environ
12 33 km).

13 De plus, les travaux prévus aux postes Bolduc et St-Georges représentent d'une
14 certaine manière des coûts évités pour le Transporteur. Il appert que ces deux postes
15 n'ont subi aucune réfection majeure depuis leur construction, contrairement au poste
16 Mégantic qui a subi plusieurs transformations au cours des deux dernières années.
17 Le Transporteur considère que les travaux requis pour l'intégration du parc éolien
18 représentent des coûts évités qui auraient fait possiblement l'objet de projets futurs
19 en pérennité de l'ordre de 2 à 3 M\$.

20 *Aspect économique*

21 Selon les résultats présentés au tableau 10 précédent, la solution retenue
22 (scénario 1) ne démontre qu'un léger avantage économique par rapport à l'autre
23 scénario compte tenu des pertes électriques (en valeurs CGA). Les investissements
24 requis au scénario 1 s'avèrent toutefois inférieurs d'environ 10 % (soit environ 3 M\$).

25 *Aspect environnemental*

26 La solution retenue par le Transporteur (raccordement sur le poste Bolduc –
27 scénario 1) comporte le tracé de ligne ayant le moins d'impacts au niveau des
28 éléments environnementaux (tels que les érablières, territoire agricole protégé,
29 traversées de routes, zone de givre).

1 Par conséquent, le scénario 1 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
2 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

3 **4.5 Parc éolien Lac Alfred : un seul scénario retenu**

4 Le Transporteur n'a présenté qu'un seul scénario de raccordement pour le parc
5 éolien Lac Alfred. La solution consiste à raccorder le parc éolien en dérivation sur le
6 circuit L3090 à 315 kV entre les postes Rimouski et Matapédia. Pour réaliser ce
7 raccordement, la construction d'une ligne à 315 kV d'une longueur d'environ 33 km
8 est requise.

9 La solution alternative de raccorder le parc éolien sur l'un de ces circuits (L1454 et
10 L1455) à 120 kV a également été envisagée par le Transporteur, compte tenu de la
11 proximité des circuits avec l'emplacement du poste du parc éolien. Ce scénario
12 consisterait à raccorder le parc éolien en dérivation sur le circuit L1455 Les
13 Boules-Amqui par une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 18 km.
14 Toutefois, ce scénario a été rejeté rapidement par le Transporteur compte tenu de la
15 puissance installée du parc éolien qui excède largement la capacité de ce
16 sous-réseau à 120 kV. Cette solution nécessiterait la construction d'une nouvelle
17 ligne à 120 kV entre le poste Les Boules et le point de dérivation d'une longueur
18 d'environ 30 km ainsi que l'addition d'un nouveau transformateur à 230/120 kV au
19 poste Les Boules, ce qui s'avère économiquement trop élevé.

20 Par ailleurs, le Transporteur réfère à la section 3.3.5 antérieure pour une description
21 complète du scénario de raccordement.

22 **4.6 Parc éolien New Richmond : deux scénarios étudiés**

23 Le Transporteur a identifié deux scénarios de raccordement du parc éolien
24 New Richmond. Le schéma de liaison de chacun des deux scénarios est déposé au
25 soutien de la présente demande comme figure 4 de l'annexe 8.

26 **4.6.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur la ligne à** 27 **230 kV L2397 Cascapédia-Matapédia**

28 Ce premier scénario consisterait à raccorder le parc éolien en dérivation sur l'un des
29 quatre circuits à 230 kV au poste Cascapédia, soit le circuit L2397

1 Cascapédia-Matapédia, via une nouvelle section de ligne à 230 kV. Le Transporteur
2 présente ci-après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 3 • Construction d'une nouvelle ligne à 230 kV d'une longueur d'environ 8 km
4 entre le poste du parc éolien et le poste Cascapédia ;
- 5 • Modifications des protections de la ligne L2397 aux postes Cascapédia
6 et Matapédia ;
- 7 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
8 producteur éolien.

9 Le Transporteur mentionne qu'un raccordement en dérivation sur l'un des trois autres
10 circuits à 230 kV du poste Cascapédia ne pourrait être admissible étant donné que
11 chacun d'eux possède déjà une première dérivation. L'ajout d'une seconde dérivation
12 à proximité du poste Cascapédia provoquerait une condition impraticable pour les
13 systèmes de protection.

14 **4.6.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste Cascapédia**

15 Ce deuxième scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il
16 consiste à raccorder le parc éolien directement au poste Cascapédia sur un départ
17 de ligne à 230 kV. Le Transporteur prévoit réutiliser un ancien départ de ligne
18 (L2391) qui avait été retiré de l'exploitation au début des années 1990. La plupart des
19 équipements connexes au départ de ligne sont toujours présents, à l'exception du
20 disjoncteur. Une nouvelle ligne à 230 kV est requise entre le poste du parc éolien et
21 le poste Cascapédia. Le Transporteur présente ci-après les travaux de
22 raccordement requis :

- 23 • Construction d'une nouvelle ligne à 230 kV d'une longueur d'environ 8 km
24 entre le poste du parc éolien et le poste Cascapédia ;
- 25 • Addition d'un nouveau départ de ligne à 230 kV au poste Cascapédia
26 (incluant ses protections). Le Transporteur prévoit réutiliser un ancien départ
27 de ligne présentement retiré de l'exploitation afin de réduire les coûts ;
- 28 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
29 producteur éolien.

1 **4.6.3 Estimation du coût des solutions envisagées**

2 Le tableau 11 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
3 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
4 actualisés de l'année 2010.

Tableau 11
Parc éolien New Richmond
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	Scénario 1 Raccordement en dérivation sur L2397	Scénario 2 Raccordement au poste Cascapédia
Investissements	11 132	10 464
Valeur résiduelle	2 513	2 438
Taxes	582	572
Pertes électriques	—	—
Coût global actualisé (CGA)	9 201	8 598
Écart	603	référence

5 La comparaison économique présentée au tableau 11 démontre un léger avantage
6 économique en faveur du scénario 2 qui correspond à la solution retenue par
7 le Transporteur.

8 **4.6.4 Choix de la solution retenue**

9 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
10 techniques, économiques et environnementaux.

11 *Aspect technique*

12 Le Transporteur mentionne que chacun des deux scénarios lui permet de respecter
13 pleinement ses engagements envers son client, et ce, dans le respect des critères de
14 conception du réseau.

15 Toutefois, la solution retenue par le Transporteur (scénario 2) qui consiste à
16 raccorder le parc éolien directement au poste procure nécessairement une
17 robustesse de réseau supérieure à un mode de raccordement en dérivation
18 (scénario 1). Entre autres, un déclenchement d'une section de ligne en dérivation
19 entraînera également le déclenchement de la ligne de transport, ce qui ne pourrait
20 survenir lorsque la section de ligne est raccordée directement à un poste.

1 *Aspect économique*

2 Comme indiqué au tableau 11 précédent, la solution retenue (scénario 2) démontre
3 un avantage économique par rapport à l'autre scénario (valeurs CGA). Les
4 investissements requis au scénario 2 s'avèrent également inférieurs.

5 *Aspect environnemental*

6 Étant donné que les deux scénarios présentés précédemment supposent les mêmes
7 travaux de construction de ligne et que les ajouts d'équipements prévus au
8 scénario 2 seront effectués à l'intérieur du poste Cascapédia, le Transporteur
9 considère les deux scénarios de raccordement équivalents du point de vue
10 environnemental.

11 Par conséquent, le scénario 2 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
12 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

13 **4.7 Parc éolien Massif du Sud : deux scénarios étudiés**

14 Le Transporteur a identifié deux scénarios de raccordement du parc éolien
15 Massif du Sud. Le schéma de liaison de chacun des deux scénarios est déposé au
16 soutien de la présente demande comme figure 5 de l'annexe 8.

17 **4.7.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien sur la ligne L1462 à 120 kV**
18 **Beauceville–Ste-Germaine–Daaquam**

19 Ce premier scénario consisterait à raccorder le parc éolien sur la ligne L1462 à
20 120 kV. Cette ligne alimente présentement les postes Ste-Germaine et Daaquam à
21 partir du poste Beauceville (poste source). Une nouvelle section de ligne à 120 kV
22 serait requise à partir du parc éolien jusqu'à la ligne L1462 à environ 7,6 km à l'est du
23 poste Ste-Germaine. Un poste de sectionnement est aussi prévu au parc éolien,
24 étant donné qu'il n'en existe aucun actuellement sur toute la longueur de la
25 ligne L1462 (le poste Ste-Germaine étant raccordé en dérivation). Le Transporteur
26 présente ci-après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 27 • Construction d'une nouvelle ligne biterne à 120 kV d'une longueur d'environ
28 15 km entre le poste du parc éolien et le point de raccordement à la
29 ligne L1462 situé à environ 7,6 km à l'est du poste Ste-Germaine ;

- 1 • Construction d'un poste de sectionnement au poste du parc éolien ;
- 2 • Modifications des protections de la ligne à 120 kV L1462 ;
- 3 • Modifications des protections des lignes à 230 kV au poste Beauceville ;
- 4 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
- 5 producteur éolien.

6 **4.7.2 *Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste Ste-Germaine***

7 Ce deuxième scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il
8 consiste à raccorder le parc éolien directement au poste Ste-Germaine sur un
9 nouveau départ de ligne à 120 kV. Une nouvelle ligne à 120 kV est requise entre le
10 poste du parc éolien et le poste Ste-Germaine. Pour des considérations de
11 protection, un deuxième disjoncteur est requis au poste Ste-Germaine afin
12 d'alimenter la section de ligne vers le poste Daaquam. Le Transporteur présente
13 ci-après les travaux de raccordement requis :

- 14 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 21 km
15 entre le poste du parc éolien et le poste Ste-Germaine ;
- 16 • Addition de deux nouveaux départs de ligne à 120 kV et d'un sectionneur de
17 contournement au poste Ste-Germaine (incluant leurs protections) ;
- 18 • Modifications des protections de la ligne L1462 ;
- 19 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
- 20 producteur éolien.

21 **4.7.3 *Estimation du coût des solutions envisagées***

22 Le tableau 12 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
23 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
24 actualisés de l'année 2010.

Tableau 12
Parc éolien Massif du Sud
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	Scénario 1	Scénario 2
	Raccordement sur la ligne L1462	Raccordement au poste Ste-Germaine
Investissements	34 422	26 102
Valeur résiduelle	6 987	4 807
Taxes	1 819	1 233
Pertes électriques	12 104	12 297
Coût global actualisé (CGA)	41 358	34 825
Écart	6 533	référence

1 La comparaison économique présentée au tableau 12 précédent démontre un
2 avantage économique en faveur du scénario 2 qui correspond à la solution retenue
3 par le Transporteur.

4 **4.7.4 Choix de la solution retenue**

5 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
6 techniques, économiques et environnementaux.

7 *Aspect technique*

8 Le Transporteur mentionne que chacun des deux scénarios permet de respecter
9 pleinement ses engagements envers son client, et ce, dans le respect des critères de
10 conception du réseau.

11 Toutefois, le scénario 1 qui consiste à raccorder le parc éolien sur la ligne L1462 à
12 7,6 km à l'est du poste Ste-Germaine a un impact significatif sur la qualité et la
13 continuité de service des clients du poste Daaquam. La dégradation est
14 principalement attribuable à l'augmentation de près de 30 km de ligne (ligne biterne,
15 donc 2 x 15 km). De plus, ce scénario présente l'inconvénient d'ajouter des
16 contraintes supplémentaires au retrait de la ligne L1462 qui est présentement ciblée
17 par un programme de maintenance particulier visant à assurer sa pérennité.

18 Enfin, le scénario 2 retenu a pour avantage de ne pas augmenter la longueur de la
19 ligne L1462 Beauceville–Ste–Germaine–Daaquam.

1 *Aspect économique*

2 Comme indiqué au tableau 12 précédent, la solution retenue (scénario 2) démontre
3 un avantage économique par rapport à l'autre scénario (en valeurs CGA). Les
4 investissements requis au scénario 2 s'avèrent également inférieurs.

5 *Aspect environnemental*

6 Les impacts environnementaux reliés à ces travaux se limitent essentiellement à la
7 longueur de ligne à construire qui diffère de 6 km en faveur du scénario 1 (soit 15 km
8 versus 21 km). Le Transporteur considère qu'il s'agit là d'un compromis fort
9 acceptable compte tenu des avantages aux niveaux techniques et économiques.

10 Par conséquent, le scénario 2 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
11 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

12 **4.8 Parc éolien Montérégie : deux scénarios étudiés**

13 Le Transporteur a identifié deux scénarios de raccordement du parc éolien
14 Montérégie. Le schéma de liaison de chacun des deux scénarios est déposé au
15 soutien de la présente demande comme figure 6 de l'annexe 8.

16 **4.8.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur la ligne à**
17 **120 kV L1206 De Léry–St-Rémi**

18 Ce premier scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il consiste
19 à raccorder le parc éolien en dérivation sur le circuit L1206 De Léry–St-Rémi, via une
20 nouvelle section de ligne à 120 kV. Le Transporteur présente ci-après les travaux de
21 raccordement requis :

- 22 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 1 km
23 entre le poste du parc éolien et le point de raccordement à la ligne L1206,
24 situé à environ 6 km du poste St-Rémi ;
- 25 • Modifications des protections de la ligne L1206 aux postes De Léry et
26 St-Rémi ;
- 27 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
28 producteur éolien.

1 **4.8.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste St-Rémi**

2 Ce deuxième scénario consisterait à raccorder le parc éolien directement au poste
3 St-Rémi sur un nouveau départ de ligne à 120 kV. Une nouvelle ligne à 120 kV est
4 requise entre le poste du parc éolien et le poste St-Rémi. Le Transporteur présente
5 ci-après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 6 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 6 km
7 entre le poste du parc éolien et le poste St-Rémi ;
- 8 • Addition d'un nouveau départ de ligne à 120 kV au poste St-Rémi (incluant
9 ses protections) ;
- 10 • Modifications des protections de la ligne L1206 aux postes De Léry et
11 St-Rémi;
- 12 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
13 producteur éolien.

14 **4.8.3 Estimation du coût des solutions envisagées**

15 Le tableau 13 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
16 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
17 actualisés de l'année 2010.

Tableau 13
Parc éolien Montérégie
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	<u>Scénario 1</u> Raccordement en dérivation sur L1206	<u>Scénario 2</u> Raccordement au poste St-Rémi
Investissements	4 203	10 538
Valeur résiduelle	289	1 680
Taxes	184	532
Pertes électriques	2 917	3 047
Coût global actualisé (CGA)	7 015	12 437
Écart	référence	5 422

1 La comparaison économique présentée au tableau 13 précédent démontre un
2 avantage économique en faveur du scénario 1 qui correspond à la solution retenue
3 par le Transporteur.

4 **4.8.4 Choix de la solution retenue**

5 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
6 techniques, économiques et environnementaux.

7 *Aspect technique*

8 Le Transporteur mentionne que chacun des deux scénarios permet de respecter
9 pleinement ses engagements envers son client, et ce, dans le respect des critères de
10 conception du réseau.

11 *Aspect économique*

12 Tel qu'indiqué au tableau 13 précédent, la solution retenue (scénario 1) démontre un
13 avantage économique par rapport à l'autre scénario (en valeurs CGA). Les
14 investissements requis au scénario 1 s'avèrent également inférieurs.

15 *Aspect environnemental*

16 Le scénario de raccordement en dérivation (scénario 1) est celui qui présente le
17 moins d'impact environnemental. Ce scénario prévoit la construction d'une ligne
18 d'une longueur d'à peine 1 km comparativement au scénario de raccordement au
19 poste St-Rémi (scénario 2) qui nécessite la construction d'une ligne de près de 6 km.

20 Par conséquent, le scénario 1 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
21 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

22 **4.9 Parc éolien St-Valentin : deux scénarios étudiés**

23 Le Transporteur a identifié deux scénarios de raccordement du parc éolien
24 St-Valentin. Le schéma de liaison de chacun des deux scénarios est déposé au
25 soutien de la présente demande comme figure 7 de l'annexe 8.

1 **4.9.1 *Scénario 1. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur la ligne à***
2 ***120 kV L1239 St-Rémi–Napierville***

3 Ce premier scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il consiste
4 à raccorder le parc éolien en dérivation sur le circuit L1239 St-Rémi–Napierville, via
5 une nouvelle section de ligne à 120 kV. Le Transporteur présente ci-après les travaux
6 de raccordement requis :

- 7 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 6,5 km
8 entre le poste du parc éolien et le point de raccordement à la ligne L1239,
9 situé à environ 400 km du poste Napierville ;
- 10 • Modifications des protections des lignes L1205 et L1239 aux postes De Léry
11 et St-Rémi;
- 12 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
13 producteur éolien.

14 **4.9.2 *Scénario 2. – Raccordement du parc éolien au poste Napierville***

15 Ce deuxième scénario consisterait à raccorder le parc éolien directement au poste
16 Napierville sur un nouveau départ de ligne à 120 kV. Une nouvelle ligne à 120 kV est
17 requis entre le poste du parc éolien et le poste Napierville. Le Transporteur présente
18 ci-après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 19 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 5,6 km
20 entre le poste du parc éolien et le poste Napierville ;
- 21 • Addition d'un nouveau départ de ligne à 120 kV au poste Napierville (incluant
22 ses protections) ;
- 23 • Modifications des protections des lignes L1205 et L1239 aux postes De Léry
24 et St-Rémi ;
- 25 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
26 producteur éolien.

1 **4.9.3 Estimation du coût des solutions envisagées**

2 Le tableau 14 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
3 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
4 actualisés de l'année 2010.

Tableau 14
Parc éolien St-Valentin
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	Scénario 1 Raccordement en dérivation sur L1239	Scénario 2 Raccordement au poste Napierville
Investissements	9 051	10 791
Valeur résiduelle	1 473	1 735
Taxes	462	549
Pertes électriques	3 809	3 864
Coût global actualisé (CGA)	11 849	13 469
Écart	référence	1 620

5 La comparaison économique présentée au tableau 14 précédent démontre un
6 avantage économique en faveur du scénario 1 qui correspond à la solution retenue
7 par le Transporteur.

8 **4.9.4 Choix de la solution retenue**

9 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
10 techniques, économiques et environnementaux.

11 *Aspect technique*

12 Le Transporteur mentionne que chacun des deux scénarios permet de respecter
13 pleinement ses engagements envers son client, et ce, dans le respect des critères de
14 conception du réseau.

15 *Aspect économique*

16 Tel qu'indiqué au tableau 14 précédent, la solution retenue (scénario 1) démontre un
17 avantage économique par rapport à l'autre scénario (en valeurs CGA). Les
18 investissements requis au scénario 1 s'avèrent également inférieurs.

1 *Aspect environnemental*

2 Le Transporteur considère les deux scénarios de raccordement équivalents du point
3 de vue environnemental. En effet, ces deux scénarios impliquent sensiblement les
4 mêmes travaux de construction de ligne. De plus, les ajouts d'équipements prévus au
5 scénario 2 seront effectués à l'intérieur même du poste Napierville.

6 Par conséquent, le scénario 1 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
7 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

8 **4.10 Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2-3 et Clermont : trois scénarios**
9 **étudiés**

10 Le Transporteur rappelle que les travaux d'intégration des trois parcs éoliens
11 Seigneurie-de-Beaupré 2-3 et Clermont sont traités conjointement. Comme indiqué à
12 la section 3.3.10, l'intégration de ces trois parcs au sous-réseau à 315 kV
13 Laurentides-Bersimis est une occasion pour le Transporteur de développer une
14 solution intégrée tenant compte du volet « maintien et amélioration de la qualité du
15 service ».

16 Le Transporteur a identifié trois scénarios de raccordement pour les trois parcs
17 éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2-3 et Clermont. Le premier scénario est considéré
18 comme étant un scénario de référence obtenu en ne considérant strictement que le
19 volet « croissance des besoins de la clientèle » sans soucis d'une optimisation
20 globale de la solution. Les scénarios 2 et 3 apportent à leur solution un volet portant
21 sur le maintien et l'amélioration de la qualité de service.

22 Le schéma de liaison de chacun des trois scénarios est déposé au soutien de la
23 présente demande comme figure 8 de l'annexe 8.

24 **4.10.1 Scénario 1. – Raccordement des parcs éoliens en dérivation sur les**
25 **lignes à 315 kV L3001 et L3002 Laurentides-Bersimis 1**

26 Le Transporteur précise d'abord que ce scénario ne contient que les investissements
27 reliés à l'intégration des parcs éoliens, sans tenir compte du volet « maintien et
28 amélioration de la qualité du service » (pour plus de détails, voir la section 3.3.10).

29 Ce premier scénario prévoit un raccordement des deux parcs éoliens
30 Seigneurie-de-Beaupré 2-3 en dérivation sur la ligne L3001 et un raccordement du

1 parc éolien Clermont en dérivation sur la ligne L3002. Un nouveau poste de
2 sectionnement sur la ligne L3001 est nécessaire à l'est du point de dérivation des
3 parcs éoliens afin de préserver la robustesse et la fiabilité du réseau. Une inductance
4 est prévue être installée au nouveau poste de sectionnement ainsi qu'une autre au
5 poste du parc Clermont. L'installation de ces inductances est requise pour assurer un
6 support de tension adéquat. Le Transporteur présente ci-après les travaux de
7 raccordement qui seraient requis :

- 8 • Construction d'une nouvelle ligne à 315 kV d'une longueur d'environ 23 km
9 entre le poste des parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré et le point de
10 raccordement à la ligne L3001 ;
- 11 • Construction d'une nouvelle ligne à 315 kV d'une longueur d'environ 13 km
12 entre le poste du parc éolien Clermont et le point de raccordement à la
13 ligne L3002 ;
- 14 • Nouveau poste de sectionnement sur la ligne L3001 comprenant un
15 disjoncteur à 315 kV et une inductance shunt de 65 Mvar ;
- 16 • Addition d'une inductance à 315 kV de 65 Mvar raccordée à proximité du
17 poste du parc Clermont ;
- 18 • Modifications des protections des lignes L3001 et L3002 aux postes
19 Laurentides et Bersimis 1 ;
- 20 • Rehaussement thermique des lignes L3001, L3002, L3009, L3011, L3012
21 et L3020 ;
- 22 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs aux
23 producteurs éoliens.

24 **4.10.2 Scénario 2. – Raccordement des trois parcs éoliens sur la ligne L3001**
25 **avec bouclage des lignes L3001 et L3002**

26 Ce deuxième scénario consisterait à construire un poste de sectionnement sur les
27 lignes L3001 et L3002 à environ 60 km du poste Laurentides et d'y raccorder les
28 deux parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2-3. Ce nouveau poste permettrait d'éviter

1 l'ajout des deux inductances apparaissant au scénario précédent. Enfin, le parc
2 Clermont serait raccordé en dérivation sur la ligne L3001.

3 Ce scénario prévoit également le transfert du poste Beauport sur les lignes L3001 et
4 L3002, afin de bénéficier de la présence du nouveau poste de sectionnement, ce qui
5 réduirait considérablement la longueur de ces deux lignes (environ 60 km). Ce
6 transfert permettrait de résoudre les problèmes récurrents d'exploitation propres au
7 poste Beauport reliés à des surtensions sévères pour certaines conditions de réseau.

8 Le Transporteur présente ci-après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 9 • Construction d'une nouvelle ligne à 315 kV d'une longueur d'environ 25 km à
10 partir du poste des parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré jusqu'au poste
11 de sectionnement ;
- 12 • Construction d'une nouvelle ligne à 315 kV d'une longueur d'environ 13 km
13 entre le poste du parc éolien Clermont et le point de raccordement à la
14 ligne L3001 ;
- 15 • Nouveau poste de sectionnement sur les lignes L3001 et L3002 comprenant
16 quatre disjoncteurs à 315 kV ;
- 17 • Modifications des protections des lignes L3001 et L3002 aux postes
18 Laurentides et Bersimis 1 ;
- 19 • Rehaussement thermique des lignes L3001, L3002, L3009, L3011, L3012
20 et L3020 ;
- 21 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs aux
22 producteurs éoliens ;
- 23 • Réaménagement de l'alimentation du poste Beauport afin de transférer le
24 raccordement du poste sur les lignes L3001 et L3002.

25 ***4.10.3 Scénario 3. – Raccordement des trois parcs éoliens sur la ligne L3011***
26 ***avec bouclage des lignes L3011 et L3020***

27 Ce troisième scénario se veut une solution intégrée pour laquelle l'ensemble des
28 travaux proposés permettra à la fois l'intégration des trois parcs éoliens au réseau et
29 apportera également les solutions pour contrer les conditions de surtensions sévères

1 qui affectent actuellement les différents postes de charge raccordés en dérivation sur
2 le sous-réseau à 315 kV Laurentides-Bersimis. Il s'agit ainsi d'une solution globale qui
3 intègre dans sa solution des travaux attribuables au volet « maintien et amélioration
4 de la qualité du service ».

5 Ce troisième scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Comme
6 décrit à la section 3.3.10, la solution proposée consiste à rapatrier sur les
7 circuits L3011 et L3020 (ligne biterne) l'ensemble des postes de charges et des parcs
8 de production raccordés sur le sous-réseau à 315 kV Laurentides-Bersimis. La
9 solution retenue prévoit ensuite le fractionnement des circuits L3011 et L3020 en
10 plusieurs sections de lignes, ce qui permettra de contrer les risques de surtensions
11 sévères au niveau des postes de charge raccordés en dérivation.

12 L'ajout d'un nouveau poste de sectionnement proposé aux deux scénarios
13 précédents est remplacé par un raccordement en boucle des postes Beauré et
14 Charlevoix qui permet de sectionner les lignes L3011 et L3020. Le Transporteur
15 présente ci-après les travaux de raccordement requis :

- 16 • Construction d'une nouvelle ligne à 315 kV d'une longueur d'environ 23 km à
17 partir du poste des parcs éoliens Seigneurie-de-Beauré jusqu'au point de
18 raccordement de la ligne L3011 ;
- 19 • Construction d'une nouvelle ligne à 315 kV d'une longueur d'environ 13 km
20 entre le poste du parc éolien Clermont et le point de raccordement à la
21 ligne L3011 ;
- 22 • Construction d'une section de ligne biterne à 315 kV d'une longueur d'environ
23 3,6 km entre le poste Charlevoix et le point de raccordement aux lignes L3011
24 et L3020. Cette section de ligne est requise afin de permettre le bouclage
25 du poste ;
- 26 • Ajout d'un disjoncteur à 315 kV au poste Beauré permettant le bouclage de
27 la ligne L3011 ;
- 28 • Ajout de trois disjoncteurs à 315 kV au poste Charlevoix permettant le
29 bouclage des lignes L3011 et L3020 ;

- 1 • Transfert de raccordement du poste Beauport vers les lignes L3011 et L3020 ;
- 2 • Modifications des protections aux postes Bersimis 1-2, Laurentides,
- 3 Charlevoix, Les Basques, Beauport et Beaupré ;
- 4 • Rehaussement thermique des lignes L3009, L3011, L3012 et L3020 ;
- 5 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs aux
- 6 producteurs éoliens.

7 **4.10.3 Estimation du coût des solutions envisagées**

8 Le tableau 15 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
9 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
10 actualisés de l'année 2010.

Tableau 15
Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2-3 et Clermont
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	<u>Scénario 1</u> Raccordement en dérivation sur L3001-02	<u>Scénario 2</u> Raccordement avec bouclage de L3001-02	<u>Scénario 3</u> Raccordement avec bouclage de L3011-20
Investissements	114 255	126 750	132 033
Valeur résiduelle	28 736	27 863	29 674
Taxes sur le capital et TSP	6 631	7 099	7 450
Pertes électriques	65 836	63 521	57 718
Coût global actualisé (CGA)	157 986	169 507	167 527
Écart	référence	11 521	9 541

11 Comme indiqué au tableau 15 précédent, le scénario 1 se veut le choix le plus
12 économique rapport aux autres scénarios étudiés. Ce scénario au volet purement
13 « croissance des besoins de la clientèle » sans soucis d'une optimisation globale de
14 la solution est ainsi considéré comme le scénario de référence pour l'intégration des
15 trois parcs éoliens.

16 Les sections 4.10.3 et 4.10.4 suivantes apportent toutefois les éléments justificatifs
17 qui ont conduit le Transporteur à recommander le scénario 3 comme étant la
18 solution optimale.

1 **4.10.3 a) *Avantage économique du scénario 3 considérant les coûts évités***

2 La solution intégrée (scénario 3) permet d'éviter certains investissements que le
3 Transporteur prévoyait réaliser au cours des cinq prochaines années. Plus
4 spécifiquement, il s'agit des investissements suivants:

- 5 • Remplacement des protections de lignes à 315 kV au poste Beaupré et ajout
6 de composantes du système ALCID. Ces investissements étaient prévus afin
7 d'assurer la pérennité des équipements considérés désuets (coût estimé :
8 3,6 M\$) ;
- 9 • Remplacement des protections de lignes à 315 kV au poste Charlevoix et
10 ajout de composantes du système ALCID ainsi qu'un nouveau bâtiment de
11 commandes répondant aux normes sismiques. Ces investissements étaient
12 également prévus afin d'assurer la pérennité des équipements considérés
13 désuets (coût estimé : 4,1 M\$) ;
- 14 • Addition d'une inductance au poste Les Basques. L'installation de cette
15 inductance était prévue pour assurer le maintien de tension lors du retrait de
16 la ligne 3012 Bersimis-Les Basques (coût estimé : 11,0 M\$).

17 Le tableau 16 suivant présente l'analyse économique des trois scénarios en ajoutant
18 aux scénarios 1 et 2 les trois investissements que le Transporteur devra assumer
19 dans l'éventualité où le scénario 3 ne serait pas réalisé.

Tableau 16
Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2-3 et Clermont
Comparaison économique des solutions considérant les coûts évités
(k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	<u>Scénario 1</u> Raccordement en dérivation sur L3001-02	<u>Scénario 2</u> Raccordement avec bouclage de L3001-02	<u>Scénario 3</u> Raccordement avec bouclage de L3011-20
Investissements	114 254	126 750	132 033
Coûts évités	19 108	19 108	—
Valeur résiduelle	32 521	31 648	29 674
Taxes	7 504	7 970	7 450
Pertes électriques	65 836	63 521	57 718
Coût global actualisé (CGA)	174 181	185 701	167 527
Écart	référence	11 520	-6 654

1 Comme indiqué au tableau 16 précédent, le scénario 3 se veut maintenant le choix le
2 plus économique par rapport aux autres scénarios étudiés lorsque l'on considère les
3 investissements évités par la réalisation du scénario 3.

4 **4.10.3 b) Évaluation des coûts attribuables au volet « maintien et amélioration**
5 **de la qualité du service »**

6 Comme mentionné à la section 3.3.10, il n'est pas possible, dans le cas du
7 scénario 3, d'identifier précisément l'ensemble des investissements ou travaux
8 attribuables strictement au volet « maintien et amélioration de la qualité du service ».
9 Ces investissements ont donc été évalués en comparaison avec le scénario de
10 référence (scénario 1) obtenu en ne considérant strictement que le volet « croissance
11 des besoins de la clientèle ».

12 Les investissements prévus pour le scénario 3 sont présentés en détail aux pages 3
13 (parc Clermont) et 8 (parcs Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3) de l'annexe 9.

14 Comme indiqué, le coût total prévu pour le raccordement du parc Clermont est de
15 32,1 M\$, soit 29,0 M\$ pour les travaux et 3,1 M\$ pour les coûts de
16 télécommunication (identifiés séparément à la page 9 de l'annexe 9).

17 Le coût total prévu pour le raccordement des parcs Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 est
18 de 119,6 M\$, soit 112,3 M\$ pour les travaux et 7,3 M\$ pour les coûts de
19 télécommunication (page 9) pour un total de coûts du scénario 3 de 151,7 M\$.

1 Par ailleurs, les investissements prévus pour le scénario 1 sont présentés à la
2 page 11 de l'annexe 9. Comme indiqué, le coût total prévu pour le raccordement des
3 deux parcs s'élève à 132,9 M\$.

4 L'écart de coûts entre les scénarios 1 et 3 s'élève donc à 18,8 M\$ (soit 151,7 M\$
5 moins 132,9 M\$) ce qui est considéré par le Transporteur comme étant des
6 investissements attribuables au volet « maintien et amélioration de la qualité
7 du service ».

8 **4.10.4 Choix de la solution retenue**

9 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
10 techniques, économiques et environnementaux.

11 *Aspect technique*

12 Le scénario retenu (scénario 3) apporte les solutions aux enjeux de surtensions
13 auxquels sont exposés les quatre postes de charge raccordés au sous-réseau à
14 315 kV. Il permet également d'améliorer les performances des systèmes de
15 protection des lignes L3011 et L3020 considérés comme étant désuets.

16 *Aspect économique*

17 Comme indiqué plus avant, la solution retenue se veut maintenant le choix le plus
18 économique par rapport aux autres scénarios étudiés lorsque l'on considère les
19 investissements supplémentaires qui devraient être assumés aux scénarios 1 et 2.

20 *Aspect environnemental*

21 Les trois scénarios prévoient sensiblement les mêmes types de travaux de ligne, ce
22 que le Transporteur considère comme étant équivalent du point de vue
23 environnemental. Toutefois, l'un et l'autre des scénarios 1 et 2 envisagent la
24 construction d'un nouveau poste situé à environ 60 km à l'est du poste Laurentides,
25 alors que les travaux de poste prévus au scénario 3 sont prévus strictement à
26 l'intérieur des installations existantes. Ce dernier point avantage donc largement le
27 scénario 3 du point de vue environnemental.

28 Par conséquent, le scénario 3 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
29 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

1 **4.11 Parc éolien Vents-du-Kempt : deux scénarios étudiés**

2 Le Transporteur a identifié deux scénarios de raccordement du parc éolien
3 Vents-du-Kempt. Le schéma de liaison de chacun des deux scénarios est déposé au
4 soutien de la présente demande comme figure 9 de l'annexe 8.

5 **4.11.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien au poste Causapscal**

6 Ce premier scénario consisterait à raccorder le parc éolien directement au poste
7 Causapscal sur un nouveau départ de ligne à 120 kV. Une nouvelle ligne à 120 kV
8 est requise entre le poste du parc éolien et le Causapscal. Le Transporteur présente
9 ci-après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 10 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 9 km
11 entre le poste du parc éolien et le poste Causapscal ;
- 12 • Addition d'un nouveau départ de ligne à 120 kV au poste Causapscal ;
- 13 • Modifications des protections aux postes Les Boules et Amqui ;
- 14 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
15 producteur éolien.

16 **4.11.2 Scénario 2. – Raccordement en dérivation sur la ligne L1450**
17 **Amqui-Causapscal**

18 Ce deuxième scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il
19 consiste à raccorder le parc éolien en dérivation sur la ligne L1450 à 120 kV à
20 proximité du poste Causapscal. Cette ligne alimente présentement le poste
21 Causapscal à partir du poste Amqui (poste source). Une nouvelle section de ligne à
22 120 kV est requise à partir du parc éolien jusqu'à la ligne L1450 près du poste
23 Causapscal. Le Transporteur présente ci-après les travaux de raccordement requis :

- 24 • Construction d'une nouvelle ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 9 km
25 entre le poste du parc éolien et le point de raccordement à la ligne L1450
26 situé à proximité du poste Causapscal ;
- 27 • Modifications des protections aux postes Les Boules et Amqui ;

- 1 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
2 producteur éolien.

3 Le Transporteur souligne que ce second scénario est pratiquement identique au
4 scénario 1 à l'exception du nouveau départ de ligne.

5 **4.11.3 Estimation du coût des solutions envisagées**

6 Le tableau 17 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
7 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
8 actualisés de l'année 2010.

Tableau 17
Parc éolien Vents-du-Kempt
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	<u>Scénario 1</u> Raccordement au poste Causapscal	<u>Scénario 2</u> Raccordement en dérivation sur L1450
Investissements	14 215	12 179
Valeur résiduelle	3 162	2 661
Taxes	733	617
Pertes électriques	-	-
Coût global actualisé (CGA)	11 786	10 135
Écart	1 651	référence

9 La comparaison économique présentée au tableau 17 précédent démontre un
10 avantage économique en faveur du scénario 2, qui correspond à la solution retenue
11 par le Transporteur.

12 **4.11.4 Choix de la solution retenue**

13 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
14 techniques, économiques et environnementaux.

15 *Aspect technique*

16 Le Transporteur mentionne que chacun des deux scénarios permet de respecter
17 pleinement ses engagements envers son client, et ce, dans le respect des critères de
18 conception du réseau.

1 Toutefois, du point de vue de l'exploitation, le mode de raccordement en dérivation
2 (scénario 2) se traduit par un prolongement de la ligne L1450 de 9 km ce qui résulte
3 en une longueur totale de 36 km

4 *Aspect économique*

5 Comme indiqué au tableau 17 précédent, la solution retenue (scénario 2) démontre
6 un avantage économique par rapport à l'autre scénario (en valeurs CGA). Les
7 investissements requis au scénario 2 s'avèrent également inférieurs.

8 *Aspect environnemental*

9 Étant donné que les deux scénarios présentés précédemment supposent les mêmes
10 travaux de construction de ligne et que les ajouts d'équipements prévus au
11 scénario 1 seront effectués à l'intérieur du poste Causapscal, le Transporteur
12 considère les deux scénarios de raccordement équivalents du point de vue
13 environnemental.

14 Par conséquent, le scénario 2 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
15 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

16 **4.12 Parc éolien Rivière-du-Moulin : deux scénarios étudiés**

17 Le Transporteur a identifié deux scénarios de raccordement du parc éolien
18 Rivière-du-Moulin. Le schéma de liaison de chacun des deux scénarios est déposé
19 au soutien de la présente demande comme figure 10 de l'annexe 8.

20 **4.12.1 Scénario 1. – Raccordement du parc éolien au poste Saguenay à**
21 **161 kV**

22 Ce premier scénario consisterait à raccorder le parc éolien directement au poste
23 Saguenay sur deux nouveaux départs de ligne à 161 kV. Une nouvelle ligne biterne à
24 161 kV est requise entre le poste du parc éolien et le poste Saguenay. Le
25 Transporteur présente ci-après les travaux de raccordement qui seraient requis :

- 26 • Construction d'une nouvelle ligne biterne à 161 kV d'une longueur d'environ
27 55 km entre le poste du parc éolien et le poste Saguenay ;
- 28 • Addition de deux nouveaux départs de ligne à 161 kV au poste Saguenay ;

- 1 • Modifications des protections au poste Saguenay ;
- 2 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
- 3 producteur éolien.

4 **4.12.2 Scénario 2. – Raccordement du parc éolien en dérivation sur la ligne**
5 **L3095 Laurentides-Delisle**

6 Ce deuxième scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il
7 consiste à raccorder le parc éolien en dérivation sur la ligne d'interconnexion L3095 à
8 345 kV Laurentides-Delisle. Cette ligne de 213 km relie le réseau du Transporteur
9 (poste Laurentides) au réseau Rio Tinto Alcan (poste Delisle). Le point de
10 raccordement se situe à environ 123 km du poste Laurentides (et à 90 km du poste
11 Delisle). Pour réaliser ce raccordement, la construction d'une ligne à 345 kV d'une
12 longueur d'environ 23 km est requise. Le Transporteur présente ci-après les travaux
13 de raccordement requis :

- 14 • Construction d'une nouvelle ligne à 345 kV d'une longueur d'environ 23 km
15 entre le poste du parc éolien et le point de raccordement à la ligne L3095
16 situé à environ 123 km du poste Laurentides ;
- 17 • Rehaussement thermique (à 65°C) de la ligne L3095 sur la section de 123 km
18 comprise entre le poste Laurentides et le point de raccordement du
19 parc éolien ;
- 20 • Approvisionnement d'un transformateur 345/315 kV pour le
21 poste Laurentides ;
- 22 • Modifications des protections de la ligne L3095 aux postes Laurentides
23 et Delisle ;
- 24 • Modifications des protections de la ligne L2337 aux postes Laurentides
25 et Québec-2 ;
- 26 • Nouvelle liaison de télécommunication pour relier les postes récepteurs au
27 producteur éolien.

1 **4.12.3 Estimation du coût des solutions envisagées**

2 Le tableau 18 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
3 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
4 actualisés de l'année 2010.

Tableau 18
Parc éolien Rivière-du-Moulin
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	Scénario 1 Raccordement à 161 kV poste Delisle	Scénario 2 Raccordement à 345 kV sur L3095
Investissements	68 373	56 487
Valeur résiduelle (projets)	17 107	12 651
Taxes	3 936	2 837
Pertes électriques	21 462	14 159
Coût global actualisé (CGA)	76 664	60 832
Écart	15 832	référence

5 La comparaison économique présentée au tableau 18 précédent démontre un
6 avantage économique en faveur du scénario 2, qui correspond à la solution retenue
7 par le Transporteur.

8 **4.12.4 Choix de la solution retenue**

9 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
10 techniques, économiques et environnementaux.

11 *Aspect technique*

12 Le scénario de raccordement à 345 kV ne prévoit que des interventions mineures
13 dans les postes. En effet, ces modifications seront effectuées uniquement aux
14 protections existantes, contrairement au scénario à 161 kV où deux départs de ligne
15 sont à prévoir au poste Saguenay avec une arrivée et un raccordement de ligne
16 techniquement complexe.

17 De plus, le scénario à 161 kV génère des pertes électriques très élevées,
18 comparativement au scénario à 345 kV.

19 Enfin, le Transporteur mentionne que le scénario à 161 kV s'inscrit mal dans une
20 perspective de développement durable. En effet, la région du Saguenay prévoit

1 réaliser plusieurs projets de développements qui devraient vraisemblablement
2 nécessiter de nouvelles lignes de transport se raccordant au poste Saguenay. Le
3 passage d'une ligne biterne jusqu'au poste Saguenay viendrait donc hypothéquer le
4 développement futur de la région.

5 *Aspect économique*

6 Comme indiqué au tableau 18 précédent, la solution retenue (scénario 2) démontre
7 un avantage économique par rapport à l'autre scénario (en valeurs CGA). Les
8 investissements requis au scénario 2 s'avèrent également inférieurs.

9 *Aspect environnemental*

10 Le scénario à 345 kV est celui qui présente le moins d'impact environnemental. Ce
11 scénario requiert la construction d'une ligne de 23 km seulement, comparativement
12 au scénario à 161 kV qui en prévoit plus du double (55 km). De plus, le tracé de la
13 ligne à 345 kV est situé en totalité sur des terres publiques et en milieu boisé, alors
14 que celui à 161 kV nécessite le passage, sur près de 10 % de sa longueur, en
15 terrains privés et en partie sur des terres agricoles. La ligne à 161 kV devra
16 également traverser la Ville de Saguenay et traverser le lac Kénogami (ou au mieux
17 passer à l'extrémité).

18 Par conséquent, le scénario 2 est le choix optimal pour le Transporteur considérant
19 ses avantages techniques, économiques et environnementaux.

20 **4.13 Renforcement du réseau régional Matapédia : un seul scénario étudié**

21 Le Transporteur mentionne qu'il n'a considéré qu'un seul scénario pour les divers
22 travaux de renforcement du réseau régional Matapédia. Les travaux sont les
23 suivants:

- 24 • Rehaussement des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup–Rimouski ;
- 25 • Rehaussement du circuit L1601 Goémon-Copper Mountain ;
- 26 • Remplacement du Transformateur T12 à Goémon ;
- 27 • Addition d'une inductance au poste Matapédia ;
- 28 • Implantation d'un automatisme sur le réseau régional Matapédia.

1 Par ailleurs, le Transporteur considère que le rehaussement thermique des
2 circuits L2313-14 et L1601 demeure de toute évidence la solution la plus économique
3 pour augmenter la capacité de transport de ces deux tronçons du réseau. Il est aussi
4 d'avis que le remplacement du transformateur T12 au poste Goémon, fabriqué en
5 1962 et dont la capacité est atteinte, demeure la solution optimale. De la même
6 façon, l'addition de l'inductance au poste Matapédia est considérée comme étant la
7 solution la plus économique pour assurer le maintien de la tension en condition de
8 faible charge et à faible production éolienne.

9 Le Transporteur réfère à la section 3.4 précédente pour une description complète du
10 scénario de raccordement.

11 **4.14 Renforcement du réseau principal : deux scénarios étudiés**

12 Les différents scénarios proposés par le Transporteur afin de renforcer le réseau
13 principal visent à préserver la fiabilité et la robustesse du réseau suivant l'intégration
14 des 1936,5 MW de production éolienne. La robustesse du réseau lui permettra
15 d'assurer sa stabilité face aux événements les plus sévères prévus aux critères
16 de conception.

17 Le Transporteur souligne que l'utilisation de la compensation série et l'addition de
18 compensateurs statiques constituent les moyens identifiés aux fins de cette analyse
19 approfondie. Ces deux technologies, éprouvées et utilisées actuellement par le
20 Transporteur, lui permettront de diversifier ses ressources stratégiques de
21 compensation réactive.

22 Le Transporteur a donc identifié deux scénarios d'intégration au réseau constitués
23 d'une combinaison des équipements technologiques identifiés précédemment. Ces
24 scénarios visent à permettre au réseau de transport principal de disposer d'une
25 capacité suffisante pour intégrer la nouvelle production éolienne.

26 **4.14.1 Scénario 1. – Ajout de trois bancs de condensateurs série et de deux** 27 **compensateurs statiques**

28 Ce premier scénario correspond à la solution retenue par le Transporteur. Il consiste
29 à fournir le support réactif requis par l'ajout de compensation série sur trois lignes à

1 735 kV au sud du corridor ouest de la Baie James et de deux compensateurs
2 statiques près des villes de Québec et de Montréal.

3 Ainsi, le Transporteur compte procéder à l'ajout de trois bancs de condensateurs
4 série aux postes Chénier (25 ohms), Grand-Brûlé (20 ohms) et Duvernay (25 ohms)
5 qui permettront de compenser à un minimum de 30 % les trois lignes allant vers le
6 poste La Vérendrye. L'ajout de chacun des trois bancs de condensateurs série inclut
7 un remplacement de ses deux disjoncteurs de ligne ainsi que les travaux de
8 réaménagement de ligne.

9 De plus, un compensateur statique d'une capacité de -100@+300Mvar est prévu au
10 poste Jacques-Cartier situé près de la ville de Québec. Un deuxième compensateur
11 statique d'une capacité semblable est également prévu au futur poste Bout-de-l'Île
12 situé à Montréal.

13 La compensation série au nord des postes La Vérendrye et Abitibi ainsi que celle au
14 poste Duvernay (en provenance du poste Jacques-Cartier) prévue devra également
15 être modifiée pour accommoder l'augmentation du courant nominal causé par
16 l'arrivée des trois nouveaux bancs de condensateurs série. Les travaux prévus
17 requièrent également l'ajout d'un segment supplémentaire au banc de condensateurs
18 série du poste Duvernay afin d'augmenter la compensation réactive de 14 ohms à
19 25 ohms.

20 Par ailleurs, compte tenu des travaux d'ajout de compensation série décrits plus
21 avant, le Transporteur estime devoir procéder à la modification des systèmes de
22 protection de onze lignes à 735 kV, incluant des modifications aux composantes
23 de télécommunication.

24 Enfin, le Transporteur mentionne qu'un rehaussement thermique est requis sur une
25 section de 2,5 km des lignes L7005 et L7035 Lévis–Nicolet à 735 kV afin de
26 rehausser la capacité actuelle des lignes de 2 285 A à 2 640 A. La justification de ce
27 rehaussement est décrite en détail à la section 3.5.6.

1 **4.14.2 Scénario 2. – Ajout de cinq bancs de condensateurs série et d'un**
2 **compensateur statique**

3 Ce deuxième scénario consisterait à fournir le support réactif requis par l'ajout de
4 compensation série sur cinq lignes à 735 kV et d'un compensateur statique.

5 Le Transporteur procéderait à l'ajout de trois bancs de condensateurs série aux
6 postes Chénier (25 ohms), Grand-Brûlé (20 ohms) et Duvernay (25 ohms) qui
7 permettraient de compenser à un minimum de 30 % les trois lignes allant vers le
8 poste La Vérendrye. Au poste Nicolet, il serait requis d'ajouter deux bancs de
9 condensateurs série de 15 ohms chacun permettant de compenser à près de 50 %
10 les deux lignes allant vers le poste Lévis. L'ajout de chacun des cinq bancs de
11 condensateurs série inclut un remplacement des deux disjoncteurs de ligne ainsi que
12 les travaux de réaménagement de ligne.

13 La compensation série au nord des postes La Vérendrye et Abitibi ainsi que celle au
14 poste Duvernay (en provenance du poste Jacques-Cartier) devrait également être
15 modifiée pour accommoder l'augmentation du courant nominal causé par l'arrivée des
16 trois nouveaux bancs de condensateurs série au sud de La Vérendrye. Les travaux
17 requerraient également l'ajout d'un segment supplémentaire au banc de
18 condensateurs du poste Duvernay afin d'augmenter la compensation réactive de
19 14 ohms à 25 ohms. Un compensateur statique d'une capacité de -100@+300 Mvar
20 serait requis au poste Jacques-Cartier (situé près de la ville de Québec).

21 Par ailleurs, compte tenu des travaux d'ajout de compensation série décrits plus
22 avant, le Transporteur estime qu'il devrait procéder à la modification des systèmes de
23 protection de quatorze lignes à 735 kV, incluant des modifications aux composantes
24 de télécommunication.

25 Enfin, un rehaussement thermique serait requis dans ce cas sur la longueur totale
26 des lignes L7005 et L7035 Lévis – Nicolet à 735 kV afin de rehausser la capacité
27 actuelle des lignes de 2 285 A à 2 640 A. La justification de ce rehaussement est
28 décrite en détail à la section 3.5.6.

1 **4.14.3 Estimation du coût des solutions envisagées**

2 Le tableau 19 suivant présente la comparaison économique des solutions décrites
3 précédemment par le Transporteur. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars
4 actualisés de l'année 2010.

Tableau 19
Renforcement du réseau principal
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2010)

Solutions envisagées	Scénario 1	Scénario 2
	3 CXC et 2 STQ	5 CXC et 1 STQ
Investissements	304 592	414 353
Valeur résiduelle	14 564	20 760
Taxes	17 793	24 201
Pertes électriques	28 149	---
Coût global actualisé (CGA)	335 970	417 794
Écart	référence	81 824

Note : CXC: Bancs de condensateurs série STQ: Compensateur statique

5 La comparaison économique présentée au tableau 19 démontre un avantage
6 économique en faveur du scénario 1, qui correspond à la solution retenue par
7 le Transporteur.

8 **4.14.4 Choix de la solution retenue**

9 Le choix de la solution optimale est le résultat d'une comparaison des aspects
10 techniques, économiques et environnementaux.

11 *Aspect technique*

12 Les deux scénarios envisagés comportent des ajouts qui permettent au réseau de
13 transport de disposer des ressources réactives suffisantes pour assurer la robustesse
14 et la fiabilité du réseau. Ces scénarios offrent également une diversité similaire dans
15 les choix technologiques retenus.

16 Toutefois, l'addition de compensation série plus nombreuse au scénario 2 impose au
17 Transporteur le remplacement d'un nombre plus élevé de systèmes de protection de
18 lignes de transport, ce qui nécessite des retraits de ligne plus fréquents. Ainsi, le
19 scénario 2 représente un risque plus élevé pour le réseau de transport durant les

1 travaux, étant donné que ces interventions affectent directement la capacité
2 de transport.

3 *Aspect économique*

4 Comme indiqué au tableau 19 précédent, la solution retenue (scénario 1) démontre
5 un avantage économique par rapport à l'autre scénario (en valeurs CGA).

6 *Aspect environnemental*

7 Le Transporteur considère les deux scénarios de renforcement du réseau de
8 transport principal équivalents du point de vue de l'impact environnemental.

9 D'une part, les scénarios impliquent des travaux de construction à proximité des
10 postes existants, ce qui minimise les impacts environnementaux. D'autre part, les
11 ajouts près des postes à 735 kV de plates-formes pour la compensation série ou
12 l'ajout d'une section pour un compensateur statique sont considérés comme
13 équivalent du point de vue environnemental.

14 Le scénario 1, soit l'ajout de trois bancs de condensateurs série au sud du poste
15 La Vérendrye et de deux compensateurs statiques aux postes Jacques-Cartier et
16 Bout-de-l'Île, demeure le choix optimal pour le Transporteur considérant ses
17 avantages techniques, économiques et environnementaux.

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

22 Le Transporteur porte à l'attention de la Régie qu'une option concernant le
23 renforcement du réseau principal est en cours d'étude. En effet, tel que mentionné au
24 Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec (page 41), des études concernant la
25 construction d'une nouvelle ligne de transport pour relier le réseau du Nord-Est à la
26 boucle montréalaise sont en cours. Si cette option était reconnue techniquement et
27 économiquement viable, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution
28 retenue pour le renforcement du réseau principal.

1 Cependant, le Transporteur souligne que cette option n'est pas présentée au présent
 2 dossier à titre de solution alternative au Projet pour approbation. En effet, plusieurs
 3 éléments d'ordres techniques, environnementaux et reliés au milieu sont en cours de
 4 validation et analyse. Le Transporteur mentionne que ces validations et analyses se
 5 poursuivront dans les prochains mois. Si cette option s'avérait optimale tant sur les
 6 plans techniques qu'économiques, le Transporteur en saisira la Régie.

7 **5. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**

8 **5.1 Sommaire des coûts globaux**

9 Le coût total du Projet s'élève à 1 466,3 M\$. Cette somme inclut un montant de
 10 558,3 M\$ pour le remboursement des postes de départ des producteurs privés ainsi
 11 qu'un montant de 44,3 M\$ pour les installations de télécommunication sur le réseau.

12 La répartition des coûts du Projet par champ d'activité est présentée au tableau 20
 13 suivant. Les résultats sont présentés en millions de dollars et en pourcentage du coût
 14 total. Les résultats de la colonne B du tableau présentent les coûts incluant les essais
 15 de validation des technologies « EdeV » et de télécommunication, alors qu'ils sont
 16 exclus à la colonne A.

Tableau 20
Coûts totaux par champ d'activité

Champs d'activité	A - Coûts totaux sans EdeV et Télécom		B - Coûts totaux	
	(M\$)	(%)	(M\$)	(%)
Travaux Postes	85,76	6,0%	85,76	5,8%
Travaux Lignes	288,39	20,3%	288,39	19,7%
Renforcement réseau principal	393,26	27,7%	393,26	26,8%
Renforcement réseau Matapédia	90,17	6,3%	90,17	6,1%
Mesurage	2,84	0,2%	2,84	0,2%
Remboursement poste de départ	558,33	39,3%	558,33	38,1%
PMVI	2,75	0,2%	2,75	0,2%
Essais de validation technologies ENERCON et RePower (EdeV)			0,54	0,04%
Télécommunication			44,28	3,0%
Total	1421,49	100,0%	1466,31	100,0%
Coût / kW	734,1 \$ / kW		757,2 \$ / kW	

17

- 1 Le tableau 21 suivant présente la répartition des coûts par année d'investissement.

Tableau 21
Coûts par année d'investissement (en milliers de dollars)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Lignes	144,8	2811,4	20 971,2	59 787,5	150 169,7	55 360,3	58 176,4	16 025,3		363 446,5
Postes	74,8	1036,3	10 038,4	36 288,7	71 004,9	122 043,2	162 809,2	31 946,0	58 884,0	494 125,4
Essais de validation des types d'éoliennes			20,0	118,0	190,0	208,0				536,0
Mesurage				629,5	1056,1	330,1	480,2	343,5		2839,4
Télécommunication	16,9	179,2	4779,3	13 046,4	10 909,0	5503,9	9019,8	828,2		44 282,6
Remboursement				119 582,8	162 548,0	128 464,2	68 200,0	79 532,0		558 327,0
PMVI				281,4	1 119,9	599,3	461,0	293,0		2 754,6
GLOBAL AO 2005-03 - Éoliens	236,4	4026,8	35 808,9	229 734,3	396 997,6	312 508,9	299 146,5	128 968,1	58 884,0	1 466 311,6

2 **5.2 Coûts des travaux de transport**

- 3 Le tableau 22 suivant présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet
 4 et projet pour l'ensemble des travaux reliés aux d'activités de lignes et de postes. Le
 5 Transporteur précise que les travaux de mesurage ont été intégrés aux activités de
 6 poste. Ces coûts totalisent 860,4 M\$. Quant aux travaux reliés aux
 7 télécommunications, ils sont présentés à la section 5.3.suivante.

- 1 Le Transporteur mentionne que les tableaux détaillés des coûts annuels sont
- 2 présentés à l'annexe 9 de la présente pièce.

Tableau 22
Coût annuel des divers travaux de postes et de lignes (en milliers de dollars)⁵

Installation Description	Année									Total
	Avant	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Grand Total Postes et Lignes										
Coûts de l'avant-projet										
Études d'avant-projet	213,3	3250,1	13 94,0	4801,4	2199,0	509,2	105,2			24 472,2
Autres coûts	4,7	71,1	188,0	87,3	43,1	10,1	2,1			406,4
Frais financiers	1,6	105,1	545,7	295,5	98,8	43,9	4,0			1094,7
Sous-total	219,6	3 426,4	14 127,6	5 184,3	2 341,0	563,2	111,3			25 973,4
Coûts du projet										
Ingénierie interne		158,1	4928,9	11 519,7	8788,7	6779,7	1947,6	572,8	22,1	34 717,6
Ingénierie externe		100,2	2164,7	6127,4	4021,5	2554,3	585,1	96,7		15 649,8
Client		26,6	1747,3	8483,3	14 461,0	7323,2	12 616,4	2775,6	2271,4	49 704,8
Approvisionnement		73,8	2854,9	15 749,8	39 887,5	26 503,7	24 333,9	4736,2	8710,7	122 850,5
Construction			1619,7	21 168,3	80 731,3	46 036,5	38 755,8	9048,7	1571,2	198 931,6
Clé en main				8491,4	8286,1	47 264,6	66 461,4	19 526,9	26 584,0	176 614,4
Gérance interne		51,3	2166,2	8111,2	16 456,0	12 393,4	13 279,7	2935,1	1897,6	57 290,6
Gérance externe			59,7	628,3	3186,7	2082,5	2598,1	854,4	444,4	9854,1
Provision				4702,0	27 393,8	10 507,5	38 244,3	3271,0	11 086,7	95 205,3
Autres coûts directs		6,9	348,3	1716,5	3866,5	3952,3	3717,9	1174,9	1171,1	15 954,5
Frais financiers		4,4	992,2	4823,6	12 810,5	11 772,6	18 814,3	3322,5	5124,8	57 664,8
Sous-total		421,3	16 882,0	91 521,4	219 889,7	177 170,3	221 354,5	48 314,9	58 884,0	834 438,0
TOTAL	219,6	3847,7	31 009,6	96 705,7	222 230,7	177 733,5	221 465,8	48 314,9	58 884,0	860 411,4

- 3 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
- 4 tableau 23 suivant.

⁵ Excluant le remboursement des postes (frais reportés) au montant de 558,3 M\$, les essais de validation des types d'éoliennes de 0,5 M\$, du PMVI 2,8 M\$ ainsi que ceux de télécommunication de 44,3 M\$.

Tableau 23
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Lignes	2,0 %	2,5 %	2,7 %	3,2 %	3,3 %	2,0 %	2,0 %
Postes	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,2 %	2,7 %	2,1 %	2,0 %

1 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
2 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du
3 Projet proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement (« HQÉ »).

4 Afin d'établir les indices d'inflation, chaque produit a été découpé selon ses
5 principales composantes types, soit :

- 6 • Main-d'œuvre ;
- 7 • Machinerie lourde nécessaire aux travaux ;
- 8 • Matériel stratégique permanent ; et
- 9 • Matériaux fournis par les entrepreneurs (p. ex. béton, acier d'armature,
10 matériel granulaire, bois de coffrage, ponceaux, membranes géotextiles).

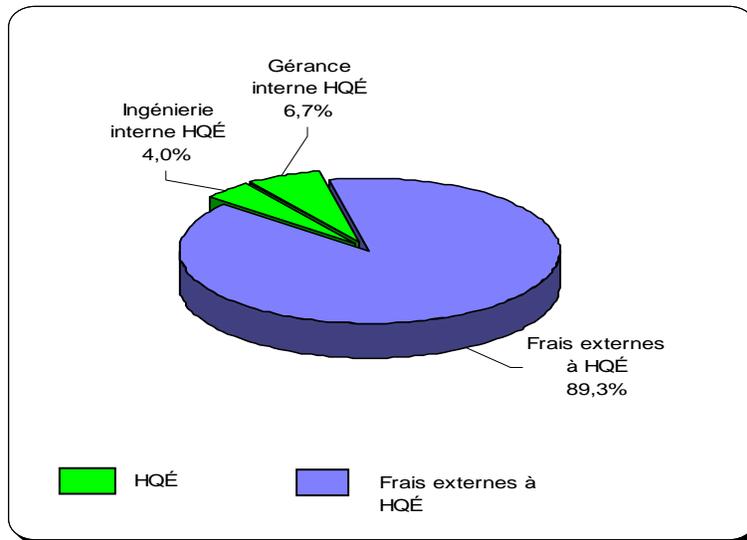
11 Les indices d'inflation utilisés afin de prévoir les coûts en dollars courants résultent
12 essentiellement de l'application du pourcentage des principales composantes types
13 de chacun des produits à leurs indices propres.

14 Le Transporteur souligne que le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant
15 autorisé par le Conseil d'administration de plus de 15 %, auquel cas il doit obtenir une
16 nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en
17 informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de
18 s'efforcer de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par
19 la Régie.

20 **5.2.1 Principales composantes du coût des travaux**

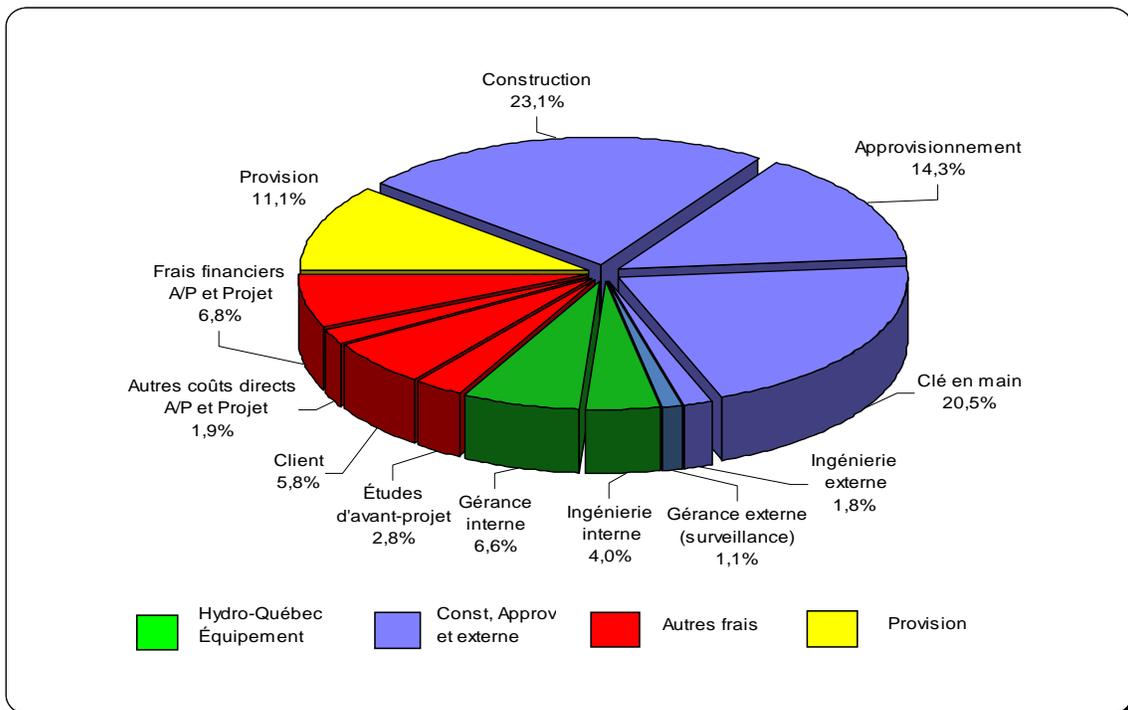
21 Comme présenté à la figure 2 suivante, les coûts externes à HQÉ pour la phase
22 projet sont de 768,4 M\$, soit 89,3 % du coût total des travaux du Projet de 860,4 M\$.

Figure 2
Répartition des coûts d'HQÉ pour la phase projet



- 1 La figure 3 présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises pour
- 2 la réalisation du Projet.

Figure 3
Répartition des coûts du Projet en %



1 *Approvisionnement, construction et clé en main*

2 Le coût des activités reliées à l'approvisionnement et à la construction du Projet
3 s'élève à 321,8 M\$, soit 37,4 % du coût total des travaux du Projet de 860,4 M\$.

4 Le coût des activités clé en main s'élève à 176,6 M\$, soit 20,5 % du coût total des
5 travaux du Projet de 860,4 M\$.

6 Les travaux seront adjugés par appels d'offres. Le respect des directives en place en
7 cette matière garantit à HQÉ une gestion efficace, équitable et transparente de ses
8 relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients
9 du Transporteur.

10 *Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet*

11 Les frais d'ingénierie, les frais de gérance et les frais des études d'avant-projet
12 s'élèvent à 142,0 M\$, soit 16,4 % du coût total des travaux du Projet de 860,4 M\$.

13 Les coûts des travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 1,8 % du
14 coût total des travaux du Projet, sont imputés au Transporteur au prix coûtant. Par
15 ailleurs, les services d'ingénierie interne sont facturés par le mécanisme de
16 facturation interne. Quant aux coûts de 67,1 M\$ pour la gérance de projet, soit 7,8 %
17 du coût total des travaux du Projet de 860,4 M\$, ils représentent tous les frais relatifs
18 à la gestion de projet et à la gérance de chantier. Ces coûts incluent les activités de
19 surveillance de chantier dont un montant d'environ 9,9 M\$ sera confié à une firme
20 externe. Les frais de gérance sont mesurés en pourcentage du coût des projets.
21 Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQÉ s'élève à
22 6,7 % du coût total des travaux du Projet de 860,4 M\$.

23 Par ailleurs, Hydro-Québec surveille étroitement les frais de gérance de ses projets
24 afin que ceux-ci demeurent concurrentiels.

25 *Coûts du client*

26 Le Transporteur présente au tableau 24 une ventilation et une brève description de la
27 nature des coûts de la rubrique « Client » du tableau 22 précédent. Ces coûts
28 s'élèvent à 49,7 M\$, soit 5,8 % du coût total du Projet.

Tableau 24
Coûts du « Client » (en milliers de dollars)

Sommaire (lignes et postes)									
Description	TOTAL	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Expertise technique	9806,7	26,6	1134,3	2286,0	2096,0	2257,6	1394,5	361,9	249,7
Inspection finale – région et mise en route	24 513,2		247,3	3494,9	4694,9	2328,2	9944,6	1781,6	2021,7
Communications et relations publiques	2786,0		187,3	876,4	854,5	802,1	56,6	9,1	
Mise en valeur	367,7						367,7		
Expertise immobilière	12 231,2		458,1	2907,7	5454,2	1935,3	853,0	623,0	
Total	49 704,8	26,6	2027,0	9565,0	13 099,6	7323,2	12 616,4	2775,6	2271,4

- 1 • Expertise technique : activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
- 2 • Inspection finale et mise en route : activités réalisées par le Transporteur
- 3 associées aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon
- 4 fonctionnement des équipements installés avant la mise en
- 5 service commerciale ;
- 6 • Communications et relations publiques : activités réalisées par l'unité
- 7 régionale qui assure les communications avec le public, les municipalités et
- 8 les différents organismes régionaux ;
- 9 • Mise en valeur : crédit consacré à la mise en valeur de l'environnement et à
- 10 l'appui au développement régional afin d'amortir les impacts du Projet dans le
- 11 milieu. La mise en valeur est établie à 1 % des crédits d'engagement incluant
- 12 les intérêts ;
- 13 • Expertise immobilière : activités réalisées par l'unité Immobilier de la direction
- 14 principale – Centre de services partagés pour, entre autres, l'obtention des
- 15 droits de servitude, l'acquisition de terrains, l'évaluation des indemnités
- 16 immobilières, agricoles et forestières et la préparation des actes notariés
- 17 et autres.

18 *Frais financiers*

19 Les frais financiers totaux s'élèvent à 58,8 M\$, soit 6,8 % du coût total des travaux du
 20 Projet. Conformément à la décision D-2002-95⁶ de la Régie, la capitalisation des frais

⁶ Régie de l'énergie, décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.

1 financiers aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de
2 l'année témoin projetée 2010, soit 7,439 %⁷.

3 De plus, conformément aux décisions D-2003-68⁸ et D-2005-63⁹, le Transporteur
4 précise que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de
5 5,685 %¹⁰ procure une réduction de 13,5 M\$ pour un investissement total en coûts
6 des travaux de 846,8 M\$.

7 *Autres coûts*

8 Les autres coûts regroupent notamment les éléments suivants :

- 9 • Gestion des matières dangereuses ;
- 10 • Fourniture de matériel (différent de l'entrepôt du Bout de l'Île) ;
- 11 • Matériel à projets et guichet unique (entrepôt du Bout de l'Île) ;
- 12 • Revalorisation des biens meubles excédentaires ;
- 13 • Frais d'acquisition des biens et services ; et
- 14 • Gestion des données et des documents (originaux et géomatique).

15 Ils s'élèvent à 16,4 M\$ et représentent 1,9 % du coût total des travaux du Projet de
16 860,4 M\$.

17 Ces autres coûts sont estimés en fonction des besoins réels du Projet et
18 correspondent à des activités nécessaires au bon déroulement de celui-ci. Ils seront
19 facturés par la suite au Projet en fonction des coûts réels. Ils représentent des
20 services fournis par d'autres unités, principalement par la direction principale –
21 Centre de services partagés.

22 *Provision*

23 La valeur de la provision s'élève à 95,2 M\$, soit 11,1 % des coûts des travaux du
24 Projet de 864,9 M\$. Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à

⁷ Régie de l'énergie, décision D-2010-032, 26 mars 2010, page 89.

⁸ Régie de l'énergie, décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 26.

⁹ Régie de l'énergie, décision D-2005-63, 15 avril 2005, page 4, faisant suite à la décision D-2005-50.

¹⁰ Voir supra note 7, page 97.

1 sa décision D-2003-68¹¹, la provision s'élève à 12,1 % lorsque l'on retranche du coût
2 du Projet les autres coûts et les frais financiers.

3 La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes
4 imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux
5 quantités, au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur
6 le marché (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et
7 géographiques, et au contexte social, économique ou politique.

8 Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de
9 calcul de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de
10 détail du contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du
11 Projet ainsi que le degré de risque que l'organisation est prête à accepter.

12 Le Transporteur rappelle aussi que les provisions prévues sont déterminées en
13 fonction des risques spécifiques à chaque projet et peuvent donc varier grandement
14 d'un projet à l'autre. Ces provisions ne sont « facturées » à un projet que dans la
15 mesure où des risques se matérialisent et deviennent des coûts réels engagés pour
16 la réalisation du projet. De la même façon qu'aucune marge bénéficiaire n'est
17 facturée par HQÉ, le Transporteur rappelle qu'aucune provision n'est calculée sur les
18 autres coûts et les frais financiers.

19 Le Transporteur souligne qu'HQÉ déploie tous les efforts requis et agit avec la plus
20 grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts. Tout
21 montant engagé et non utilisé sera retourné au Transporteur.

22 **5.3 Coûts de télécommunication**

23 Par ailleurs, le Transporteur inclus au coût du Projet à faire autoriser, le coût
24 paramétrique de 44,3 M\$ pour les actifs de télécommunication qui lui sont associés.

25 Le Transporteur précise que les travaux de télécommunication qui ont été décrits
26 précédemment représentent 3,0 % du coût total du Projet de 1 466,3 M\$.

27 Le tableau 25 suivant présente une ventilation des coûts de chacun des travaux de
28 télécommunication associés au Projet.

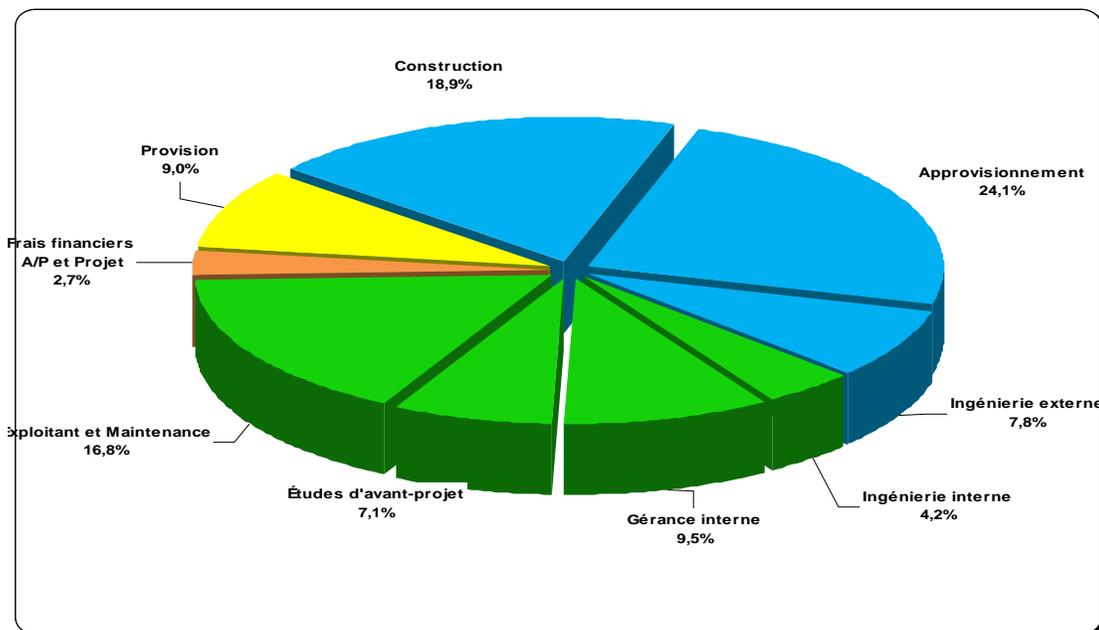
¹¹ Voir supra, note 8, page 97.

Tableau 25
Coûts des travaux de télécommunication par projet (en milliers de dollars)

Projet / Liaisons	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Global (k\$)
Saint-Robert-Bellarmin				1 557,2	1 347,5					2 904,7
Beaupré		6,1	261,9	2 432,6	4 155,3	415,7				7 271,5
Clermont						367,3	1 889,0	828,2		3 084,6
De l'Érable	9,0	80,5	2 273,4	1 061,3						3 424,2
Des Moulins	7,9	39,2	725,4	446,8						1 219,3
Lac Alfred		7,6	139,8	1 038,8	678,1	35,9				1 900,2
Le Plateau		33,3	1 111,5	1 529,6						2 674,3
Massif du Sud		6,6	140,7	1 646,8	1 120,0					2 914,1
New Richmond				441,2	694,6					1 135,7
Rivière-du-Moulin				367,8	1 117,8	3 046,6	1 638,4			6 170,6
Renforcement réseau principal						657,0	3 858,0			4 515,0
Montréal (St-Rémi)		3,2	37,5	1 207,5	862,1					2 110,3
St-Valentin		1,6	76,5	1 301,6	905,0					2 284,6
Vents du Kempt		1,1	12,7	15,4	28,6	981,3	1 634,3			2 673,4
Total - Télécommunication	16,9	179,2	4 779,3	13 046,4	10 909,0	5 503,9	9 019,7	828,2		44 282,6

- 1 La figure 4 suivante présente la répartition des coûts de télécommunication entre les
- 2 diverses activités requises pour la réalisation du Projet.

Figure 4
Répartition des coûts de télécommunication par activité



1 **6. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS**

2 Dans l'optique de l'établissement de tarifs justes et raisonnables, un traitement
3 équitable du Transporteur et de sa clientèle consiste à lui accorder la reconnaissance
4 des coûts portés à sa base de tarification d'une façon prospective, à l'instar de la
5 pratique généralement reconnue et appliquée par les organismes de réglementation.

6 Ainsi, l'établissement de la base de tarification du Transporteur en vertu de l'article 49
7 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « LRÉ ») comprend des mises en service
8 projetées d'actifs issus de projets d'investissement pour lesquels le Transporteur a
9 obtenu l'autorisation de la Régie en vertu de l'article 73 de la LRÉ.

10 Dans l'éventualité où le Projet faisant l'objet de la présente demande d'autorisation
11 n'était pas autorisé au moment de la prise en délibéré d'une demande tarifaire ayant
12 pris en compte des mises en service relatives à ce Projet, le Transporteur demande à
13 la Régie la permission de créer ainsi que d'inscrire dans un compte de frais reportés
14 hors base les montants de ces mises en service et de toutes contributions y relatives,
15 le cas échéant, jusqu'à ce qu'une telle autorisation soit émise avant la prise en
16 délibéré d'une future demande tarifaire. Dans l'intervalle, les montants inscrits à ce
17 compte de frais reportés porteront rendement au taux du coût moyen pondéré du
18 capital en vigueur.

19 Le Transporteur soumet que les coûts détaillés à la section 5 précédente sont
20 nécessaires à la réalisation du Projet et conséquemment, qu'ils sont raisonnables.
21 Dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets
22 d'investissements, le Transporteur assurera un suivi étroit des coûts du Projet.

23 Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du
24 Transporteur, ce dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport
25 annuel à la Régie, si celle-ci le requiert.

26 **7. IMPACT TARIFAIRE**

27 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories
28 d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » et « maintien et
29 amélioration de la qualité du service ». Les mises en service sont prévues en
30 décembre pour les années 2011 à 2016.

1 Les ajouts au réseau de la catégorie d'investissements « maintien et amélioration de
2 la qualité du service » visent la qualité du service rendu par le Transporteur, en
3 permettant de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport
4 d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de
5 transport. La Régie a indiqué dans sa décision D-2002-95, page 297, qu'il est
6 équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau. Les
7 coûts de cette catégorie sont de l'ordre de 18,8 M\$.

8 Les coûts de la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la
9 clientèle » sont de l'ordre de 1 447,5 M\$, donnant lieu à une contribution estimée du
10 Distributeur de l'ordre de 221,3 M\$. Le détail du calcul de cette contribution est
11 présenté à l'annexe 3 de l'*Entente administrative concernant le raccordement des*
12 *parcs éoliens retenus par le Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres*
13 *A/O 2005-03*, présentée à l'annexe 2 de la présente demande. Cette contribution a
14 été estimée en tenant compte du coût du Projet, incluant les remboursements, avant
15 les frais d'exploitation et d'entretien, des postes de départs aux producteurs privés de
16 486,2 M\$, du montant maximal que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au
17 réseau de 596 \$/kW, ainsi que de la puissance maximale à transporter pour le Projet.
18 Le montant final de la contribution sera déterminé en fonction des coûts réels après
19 la mise en service du Projet.

20 L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte
21 les coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à
22 l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, et aux frais
23 d'entretien et l'exploitation ainsi que de la puissance maximale à transporter relative
24 au Projet qui évoluera graduellement jusqu'à atteindre 1 936,5 MW en 2015.

25 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période mixte de
26 20 ans pour les remboursements des postes de départ, tel que stipulé dans les
27 ententes de raccordements et de 40 ans pour les autres actifs, conformément à la
28 décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats présentés sur la période
29 mixte de 20 et 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis
30 puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations

1 du Projet. Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne génère pas d'impact à la
2 hausse sur le tarif de transport.

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

5 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité sont
6 présentés à l'annexe 10 de la présente pièce.

7 **8. IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU**
8 **SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

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

15 Par ailleurs, le Transporteur a procédé, à la suite du premier appel d'offres éolien
16 A/O 2003-02, à une révision officielle des exigences de raccordement qu'il avait
17 initialement élaborées en mai 2003, afin de mieux définir les exigences de
18 raccordement des parcs éoliens sur le réseau de transport. Le Transporteur avait
19 alors publié, en décembre 2004, les «*Exigences complémentaires relatives à la*
20 *production éolienne*».

21 Dans le cadre de ce deuxième appel d'offres éolien A/O 2005-03, le Transporteur a
22 de nouveau été en mesure de mieux définir et de rehausser les exigences de
23 raccordement pour la production éolienne sachant également que les manufacturiers
24 peuvent les rencontrer. Le Transporteur a ainsi procédé, en mars 2006, à une
25 révision officielle des exigences techniques du Transporteur relatives au
26 raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec.

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

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

8 La réalisation du Projet et de l'ensemble des travaux permettant de répondre à la
9 demande du Distributeur n'aura pas d'impact négatif sur la robustesse et la fiabilité
10 du réseau principal et des réseaux régionaux. Le choix des équipements permettra
11 de préserver la stabilité des nouveaux parcs éoliens suivant une perturbation et
12 garantira la cohérence dans le comportement dynamique entre les réseaux régionaux
13 et le réseau principal.

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

17 **9. CONCLUSION**

18 Le Transporteur soumet respectueusement que la Régie dispose de toutes les
19 informations pertinentes à l'évaluation du Projet d'intégration des parcs éoliens au
20 réseau de transport. En effet, la preuve contenue dans le présent dossier traite
21 spécifiquement de chacun des renseignements devant accompagner une demande
22 d'autorisation introduite en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de
23 l'article 73 de la LRÉ et du Règlement.

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

28 Le Transporteur soumet que la solution mise de l'avant est optimale et qu'elle
29 respecte les critères de conception appliqués par le Transporteur. Aussi, les

- 1 investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation
- 2 fiable du réseau de transport.