

**DEMANDE D'APPROBATION DES CONTRATS
D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ
DÉCOULANT DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2009-02**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AUX BLOCS D'ÉNERGIE FIXÉS PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT	5
3	CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT	8
4	GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES RELIÉS À LA SUFFISANCE DES APPROVISIONNEMENTS ET LE RESPECT DES ENGAGEMENTS DE CONTENUS QUÉBÉCOIS ET RÉGIONAL	9
4.1	PÉNALITÉS ET DOMMAGES LIÉS À LA DATE DE DÉBUT DES LIVRAISONS	9
4.2	DOMMAGES LIÉS AU MAINTIEN DE LA CONTRIBUTION EN ÉNERGIE	9
4.3	PÉNALITÉS LIÉES AUX CONTENUS RÉGIONAL ET QUÉBÉCOIS	10
5	GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS	11
6	RISQUES RÉSIDUELS	12
7	DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE.....	12
7.1	ÉTAPE 1 DU PROCESSUS – EXIGENCES MINIMALES	13
7.2	ÉTAPE 2 DU PROCESSUS – CLASSEMENT DES SOUMISSIONS	15
7.2.1	<i>Méthodologie d'évaluation</i>	<i>15</i>
7.3	CRITÈRE MONÉTAIRE	16
7.3.1	<i>Méthodologie de base</i>	<i>16</i>
7.3.2	<i>Hypothèses utilisées pour l'analyse économique.....</i>	<i>17</i>
7.4	CRITÈRES NON MONÉTAIRES	18
7.4.1	<i>Contenu régional additionnel au minimum exigé.....</i>	<i>18</i>
7.4.2	<i>Contenu québécois additionnel au minimum exigé.....</i>	<i>18</i>
7.4.3	<i>Développement durable.....</i>	<i>18</i>
7.4.4	<i>Capacité financière</i>	<i>22</i>
7.4.5	<i>Faisabilité du projet.....</i>	<i>22</i>
7.4.6	<i>Expérience pertinente.....</i>	<i>23</i>
7.5	OFFRES RETENUES POUR FORMER DES COMBINAISONS DE SOUMISSIONS	23
8	ÉTAPE 3 DU PROCESSUS DE SÉLECTION	24
8.1	ÉVALUATION DES SYNERGIES EN TRANSPORT	24
8.2	MODÈLE D'OPTIMISATION POUR LA FORMATION DES COMBINAISONS.....	24
8.3	RÉSULTATS OBTENUS	26
9	SOUMISSIONS NON COMPÉTITIVES.....	28
10	SENSIBILITÉ.....	29

11	DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT SONT RESPECTÉES.....	30
12	SUITES DONNÉES PAR LE DISTRIBUTEUR AU RAPPORT DE CONSTATATIONS DE LA RÉGIE	31

Annexes

Annexe technique 1 : Paramètres économiques de l'appel d'offres A/O 2009-02

Annexe technique 2 : Résultats de l'étape 2

Annexe technique 3 : Combinaisons analysées à l'étape 3

Annexe 4 : Comparaison des prix de la combinaison sélectionnée avec les prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et les coûts de transport applicables

Annexe 5 : Appui externe relatif à l'appel d'offres A/O 2009-02 pour les achats d'électricité — Rapport du Représentant officiel

Appui externe relatif à l'appel d'offres A/O 2009-02 pour les achats d'électricité — Rapport du consultant Merrimack Energy Group Inc.

1 CONTEXTE

1 Hydro-Québec Distribution (le « **Distributeur** ») a lancé, le 30 avril 2009, un appel
2 d'offres visant l'achat de 2 blocs distincts d'une puissance installée de 250 MW chacun,
3 soit un bloc pour des projets autochtones et l'autre pour des projets communautaires,
4 conformément au *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets*
5 *autochtones*¹ et au *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets*
6 *communautaires*² (les « **Règlements** ») et du décret numéro 1044-2008 *Concernant les*
7 *préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de*
8 *l'énergie à l'égard d'un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones*³
9 et du décret numéro 1046-2008 *Concernant les préoccupations économiques, sociales*
10 *et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 250 MW*
11 *d'énergie éolienne issu de projets communautaires*⁴. (les « **Décrets** »).

12 Ces Règlements comportaient l'obligation pour le Distributeur de lancer un appel d'offres
13 au plus tard le 1^{er} mai 2009 et prévoyaient que ces blocs d'énergie devaient être produits
14 au Québec à partir d'une capacité installée de 500 MW.

15 Le Distributeur demande l'approbation des 12 contrats découlant de cet appel d'offres,
16 conformément aux exigences du *Règlement sur les conditions et les cas où la*
17 *conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert*
18 *l'approbation de la Régie de l'énergie*⁵.

2 CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AUX BLOCS D'ÉNERGIE FIXÉS PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT

19 Les Règlements prévoyaient que chaque bloc d'énergie devait être produit dans les
20 délais suivants :

- 21
- 50 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2013 ;

¹ Décret 1043-2008, modifié par les décrets 180-2009, 520-2009 et 469-2010.

² Décret 1045-2008, modifié par les décrets 179-2009, 521-2009 et 468-2010.

³ Modifié par le décret 67-2010.

⁴ Modifié par le décret 68-2010.

⁵ R.R.Q., c. R-6.01, r.0.04.01.

- 1 • 100 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2014 ;
2 • 100 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2015.

3 Au total, 44 soumissions ont été reçues, totalisant 1 050,7 MW (offres principales
4 seulement). Aucune soumission n'a été rejetée à l'ouverture. Comme les soumissions
5 pouvaient aussi comporter jusqu'à 3 années différentes de date de début des livraisons
6 et 4 variantes, le Distributeur a en fait reçu en tout 236 offres-années.

7 Après analyse et pour fins de préparation des contrats, le Distributeur a retenu 12
8 projets de parc éolien provenant de 10 soumissionnaires. Le tableau suivant énumère
9 ces 12 projets retenus desquels ont découlé les contrats d'approvisionnement en
10 électricité soumis pour approbation.

1

TABLEAU 1

Nom du promoteur	Communauté(s) locale(s)	Soumission	Date de début des livraisons	Puissance contractuelle (en MW)
Innergex Énergie renouvelable inc.	MRC de Rivière-du-Loup	Viger-Denonville	1 ^{er} déc. 2013	24,6
Corporation d'investissement éoliennes Algonquin Power	Municipalité de Saint-Damase	Saint-Damase	1 ^{er} déc. 2013	24,0
Invenenergy Wind Canada ULC	Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Le Plateau 2	1 ^{er} déc. 2013	23,0
Boralex inc.	MRC de Témiscouata	Témiscouata	1 ^{er} déc. 2014	25,0
Parc éolien Saint-Philémon L.P.	MRC de Bellechasse Municipalité de St-Philémon	Saint-Philémon	1 ^{er} déc. 2014	24,0
Saint-Laurent Énergies inc.	MRC du Granit	Le Granit	1 ^{er} déc. 2014	24,6
Saint-Laurent Énergies inc.	MRC de la Mitis	La Mitis	1 ^{er} déc. 2014	24,6
Boralex inc.	MRC de La Côte-de-Beaupré	Côte-de-Beaupré	1 ^{er} déc. 2015	25,0
Énergie Northland Power Québec S.E.C.	Municipalité de Frampton	Frampton	1 ^{er} déc. 2015	24,0
MRC Pierre-De Saurel	MRC Pierre-De Saurel	Pierre-De Saurel	1 ^{er} déc. 2015	24,6
Kahnawà:ke Sustainable Energies	Conseil Mohawk de Kahnawà:ke	St-Cyprien	1 ^{er} déc. 2015	24,0
Val-Éo société en commandite	Val-Éo coopérative de solidarité	Val-Éo	1 ^{er} déc. 2015	24,0
Total :				291,4

2

3 CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT

1 Le *Plan d'approvisionnement 2011-2020* (le « **Plan** »), fait état d'un appel d'offres
2 découlant des Règlements pour l'acquisition de 2 blocs distincts de 250 MW d'énergie
3 éolienne (A/O 2009-02).

4 Les contrats d'énergie éolienne se déploieront comme suit :

5

TABLEAU 2

Contrats	Date de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Énergie annuelle contractuelle (GWh/an)
Viger-Denonville	1 ^{er} déc. 2013	24,6	67,6
Saint-Damase	1 ^{er} déc. 2013	24,0	86,5
Le Plateau 2	1 ^{er} déc. 2013	23,0	58,7
Témiscouata	1 ^{er} déc. 2014	25,0	81,0
Saint-Philémon	1 ^{er} déc. 2014	24,0	79,0
Le Granit	1 ^{er} déc. 2014	24,6	72,3
La Mitis	1 ^{er} déc. 2014	24,6	77,6
Côte-de-Beaupré	1 ^{er} déc. 2015	25,0	68,5
Frampton	1 ^{er} déc. 2015	24,0	80,2
Pierre-De Saurel	1 ^{er} déc. 2015	24,6	51,5
Saint-Cyprien	1 ^{er} déc. 2015	24,0	70,5
Val-Éo	1 ^{er} déc. 2015	24,0	65,8

4 GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES RELIÉS À LA SUFFISANCE DES APPROVISIONNEMENTS ET LE RESPECT DES ENGAGEMENTS DE CONTENUS QUÉBÉCOIS ET RÉGIONAL

4.1 Pénalités et dommages liés à la date de début des livraisons

1 Les fournisseurs doivent assumer le risque associé à la réalisation de leur projet. Il leur
2 appartient notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous
3 les permis requis à cet égard.

4 Les 12 contrats impliquent chacun la construction d'un nouveau parc éolien et prévoient
5 des dates butoirs reliées à des étapes critiques de la réalisation dudit parc. Le non-
6 respect de ces dates butoirs permet au Distributeur de résilier le contrat.

7 Si le contrat est résilié plus de 18 mois avant la date garantie de début des livraisons,
8 des dommages liquidés de 10 000 \$ par mégawatt (MW) de puissance contractuelle
9 doivent être payés au Distributeur par le fournisseur en défaut. Si la résiliation se produit
10 18 mois ou moins avant la date garantie de début des livraisons, les dommages liquidés
11 s'élèvent à 20 000 \$ par MW.

12 Les contrats prévoient que si la date de début des livraisons survient après la date
13 garantie de début des livraisons, une pénalité quotidienne de 55 \$ par MW multiplié par
14 la puissance contractuelle est applicable, jusqu'à concurrence d'un montant maximum
15 de 20 000 \$ par MW multiplié par la puissance contractuelle.

4.2 Dommages liés au maintien de la contribution en énergie

16 Après la date de mise en service, les fournisseurs doivent également garantir leur
17 contribution effective en énergie annuelle.

18 Lorsque les fournisseurs sont en défaut de livrer la quantité d'énergie annuelle pour
19 laquelle ils se sont engagés, ils doivent payer des dommages au Distributeur, en
20 fonction de la moyenne des écarts observés entre, d'une part, les prix de marché et,
21 d'autre part, le prix de l'énergie prévu au contrat. Les quantités déficitaires sont établies
22 en utilisant une moyenne mobile de 3 ans des quantités d'énergie livrées.

1 Si les fournisseurs sont incapables de respecter l'énergie contractuelle, les quantités au
2 contrat peuvent être révisées à la baisse. Des dommages liquidés de 25 000 \$ par MW
3 de puissance contractuelle sont alors payés par le fournisseur sur la base de la
4 différence entre les quantités contractuelles originales et les quantités révisées si la
5 révision intervient avant le dixième anniversaire de la date de début des livraisons. Si cet
6 événement survient après le dixième anniversaire de la date de début des livraisons, le
7 montant des dommages liquidés payés par les fournisseurs est alors de 40 000 \$ par
8 MW.

4.3 Pénalités liées aux contenus régional et québécois

9 Les contrats prévoient des pénalités liées au non-respect du contenu régional garanti et
10 du contenu québécois garanti. Si le contenu régional vérifié est inférieur au contenu
11 régional garanti, la pénalité, pour les 3 premiers points de pourcentage d'écart, est égale
12 au produit de 4 000 \$, de la puissance contractuelle et du nombre de ces points de
13 pourcentage d'écart. Pour tout point de pourcentage d'écart additionnel, la pénalité est
14 égale au produit de 12 000 \$, de la puissance contractuelle et du nombre de points de
15 pourcentage d'écart additionnel.

16 Si le contenu québécois ainsi vérifié est inférieur au contenu québécois garanti, la
17 pénalité, pour les 3 premiers points de pourcentage d'écart, est égale au produit de
18 2 000 \$, de la puissance contractuelle et du nombre de points de pourcentage d'écart.
19 Pour tout point de pourcentage d'écart additionnel, la pénalité est égale au produit de
20 8 000 \$, de la puissance contractuelle et du nombre de points de pourcentage d'écart
21 additionnel.

22 Dans le cas où des pénalités s'appliquent à la fois pour le contenu régional et le contenu
23 québécois, le montant des pénalités à payer est établi de manière à éviter un double
24 comptage.

5 GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS

1 Pour garantir le paiement des dommages liquidés et des pénalités en cas de défaut de
2 respecter ses obligations contractuelles préalablement à la date de début des livraisons,
3 chaque fournisseur doit déposer les garanties suivantes :

- 4 • un montant de 10 000 \$ par MW de puissance contractuelle, dès la signature du
5 contrat ;
- 6 • un montant additionnel de 10 000 \$ par MW, 18 mois avant la date garantie de
7 début des livraisons.

8 Ces garanties sont remises au fournisseur en tout ou en partie lors du début des
9 livraisons, selon que la date garantie de début des livraisons est ou n'est pas respectée.

10 Afin de garantir l'exécution de ses obligations contractuelles, depuis la date de début
11 des livraisons et jusqu'à la fin du contrat, chaque fournisseur doit déposer les garanties
12 d'exploitation suivantes :

- 13 • un montant de 40 000 \$ par MW, à la date de début des livraisons (ce montant
14 est réduit à 25 000 \$ par MW après la vérification du contenu régional garanti et
15 du contenu québécois garanti mentionnée ci-dessus) ;
- 16 • un montant de 40 000 \$ par MW, au dixième anniversaire de la date de début
17 des livraisons.

18 Chaque fournisseur a également l'obligation de renflouer les garanties lorsque le
19 Distributeur les exerce en totalité ou en partie. Les garanties à être fournies par chaque
20 fournisseur peuvent notamment prendre la forme d'une lettre de crédit irrévocable et
21 inconditionnelle, d'un chèque certifié ou d'une convention de cautionnement en vertu de
22 laquelle la caution renonce au bénéfice de discussion et de division.

6 RISQUES RÉSIDUELS

1 Les dommages liquidés et pénalités, de même que les droits de résiliation prévus aux
2 contrats protègent le Distributeur contre les principaux préjudices prévisibles découlant
3 d'un défaut d'un fournisseur.

4 Enfin, l'ensemble des protections qui sont prévues aux contrats en faveur du Distributeur
5 constitue, pour les fournisseurs, de forts incitatifs à respecter leurs engagements.

6 De plus, d'ici le début des livraisons, le Distributeur avisera la Régie du respect des
7 étapes critiques inscrites aux contrats. Après le début des livraisons, le Distributeur
8 présentera, dans son rapport annuel, un suivi indiquant pour chacun des contrats, sur
9 une base mensuelle, les quantités d'énergie contractuelle, d'énergie rendue disponible
10 et d'énergie livrée, le détail des montants facturés pour l'énergie et, le cas échéant, les
11 dommages liquidés et pénalités, avec les explications et justifications pertinentes.

7 DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE

12 La méthodologie d'évaluation retenue a mené à la sélection de la combinaison de
13 contrats la moins coûteuse pour les conditions demandées, et ce, dans le respect des
14 critères définis au document d'appel d'offres. Cette méthodologie est expliquée dans le
15 présent document.

16 L'application de la méthodologie a été supervisée par les firmes Deloitte inc. et
17 Merrimack Energy Group Inc., comme en font foi leurs rapports (annexe 5).

18 Le processus de sélection (le « **Processus** ») des offres implique 3 étapes. La première
19 est constituée d'une série d'exigences minimales qu'une offre se doit de respecter afin
20 de faire l'objet d'une évaluation dans les étapes ultérieures. Les deuxième et troisième
21 étapes impliquent la sélection des offres les plus intéressantes et les moins coûteuses.
22 À l'étape 2, les offres-années sont évaluées individuellement et, à l'étape 3, elles font
23 l'objet d'une évaluation combinée les unes avec les autres.

1 Une soumission comporte une offre principale et peut inclure, en plus de l'offre
2 principale, jusqu'à 4 variantes. Le terme « offre » est utilisé de façon générique et il peut
3 s'agir d'une offre principale ou d'une variante, sans distinction. Une offre peut
4 comprendre jusqu'à 3 dates garanties de début des livraisons. Le terme « offre-année »
5 réfère spécifiquement à une date garantie de début des livraisons.

7.1 Étape 1 du Processus – exigences minimales

6 À l'étape 1 du Processus, chaque offre a été vérifiée pour s'assurer que les dix
7 exigences minimales suivantes étaient respectées :

- 8 • Le soumissionnaire devait démontrer qu'il avait acquis ou qu'il était en mesure
9 d'acquérir les droits d'usage pour le site du projet visé. À cet égard, s'il s'agissait
10 de terrains privés, le soumissionnaire devait détenir au minimum des lettres
11 d'intention ou des contrats d'octroi d'option conclus pour au moins 60 % des
12 unités d'évaluation sur lesquels seraient situées les infrastructures du parc
13 éolien ; s'il s'agissait de terres du domaine de l'État, la lettre d'intention du
14 gouvernement devait porter sur la totalité des terrains visés ;
- 15 • Le soumissionnaire devait soumissionner un prix pour l'électricité qui ne devait
16 pas excéder le prix de départ maximum de 125 \$/MWh (en dollars 2009), s'il
17 choisissait la formule d'indexation « 100 % à l'IPC » ;
- 18 • Le soumissionnaire devait démontrer que la communauté locale détenait, pour
19 toute la durée du contrat :
 - 20 ○ dans le cas du bloc autochtone, une participation minimum de 30% de la
21 capitalisation du parc éolien et de plus de 50% du contrôle ; et
 - 22 ○ dans le cas du bloc communautaire, une participation minimum de 30% de la
23 capitalisation du parc éolien et de 30% du contrôle ;
- 24 • Le soumissionnaire, ou ses sociétés affiliées, devait avoir une expérience dans
25 le développement ou dans l'exploitation d'au moins un projet de production
26 d'électricité sur une base commerciale. S'il ne satisfait pas à cette exigence

1 minimale, le soumissionnaire devait joindre une entente de fourniture des
2 éoliennes signée avec le manufacturier d'éoliennes désigné ;

3 • Les éoliennes proposées par le soumissionnaire devaient avoir atteint une
4 maturité technologique éprouvée et être disponibles sur une base commerciale.
5 Les caractéristiques détaillées des équipements proposés devaient être
6 fournies ;

7 • Tous les travaux d'intégration et de raccordement au réseau des équipements
8 de production proposés par le soumissionnaire devaient pouvoir être complétés
9 à temps pour respecter la mise sous tension initiale proposée par le
10 soumissionnaire ;

11 • Les éoliennes composant le parc éolien devaient être conçues de manière à
12 pouvoir être installées et exploitées dans un climat froid, conformément aux
13 exigences énoncées dans le document d'appel d'offres ;

14 • Le contenu régional garanti par le soumissionnaire pour le coût des éoliennes du
15 parc éolien devait être d'au moins 30 %, conformément aux règles définies à
16 l'annexe VI de l'annexe 11 du document d'appel d'offres ;

17 • Le contenu québécois garanti par le soumissionnaire pour la réalisation du parc
18 éolien devait être d'au moins 60 % des coûts globaux du parc éolien,
19 conformément aux règles définies à l'annexe VI de l'annexe 11 du document
20 d'appel d'offres ;

21 • Le soumissionnaire devait détenir des mesures de vent provenant d'instruments
22 de mesure de vent installés sur son site pour une durée minimale de 8 mois,
23 incluant la période débutant le 1^{er} décembre d'une année et se terminant le 31
24 mars de l'année suivante.

25 Sur les 236 offres-années figurant dans les 44 soumissions déposées, 27 offres-années
26 ont été rejetées pour cause de non-conformité, de sorte que l'analyse des offres-années
27 conformes à l'étape 1 a porté sur 209 offres-années.

28 Sur ce nombre, 92 offres-années n'ont pas été retenues parce que les projets s'y
29 rapportant n'ont pas satisfait l'exigence portant sur le choix et le contrôle du site ou

1 parce que les projets s'y rapportant ne pouvaient être raccordés à temps au réseau de
2 transport par Hydro-Québec TransÉnergie pour satisfaire la date de mise sous tension
3 initiale demandée.

7.2 Étape 2 du Processus – classement des soumissions

4 À l'étape 2 du Processus, chacune des 117 offres-années conformes était évaluée en
5 fonction de 7 critères, soit le coût de l'électricité, le contenu régional additionnel au
6 minimum exigé, le contenu québécois additionnel au minimum exigé, le développement
7 durable, la capacité financière, la faisabilité du projet et l'expérience pertinente du
8 soumissionnaire. La pondération des critères est présentée dans le tableau 3 :

9 **TABLEAU 3**
10 **CRITÈRES D'ÉVALUATION**

Critères	Pondération
i. Coût de l'électricité	30
ii. Contenu régional additionnel au minimum exigé	15
iii. Contenu québécois additionnel au minimum exigé	10
iv. Développement durable	25
v. Capacité financière	7
vi. Faisabilité du projet	7
vii. Expérience pertinente	6
Total	100

11
12 Ces critères et leur pondération sont conformes à la décision D-2009-073 de la Régie
13 relative aux ajustements à apporter à la grille de sélection pour l'évaluation des
14 soumissions.

7.2.1 Méthodologie d'évaluation

- 15 • Chaque soumission a été analysée individuellement pour chacun des sept
16 critères identifiés au document d'appel d'offres.

- 1 • L'évaluation des soumissions à l'étape 2 a été réalisée de façon indépendante
2 pour chacun des 2 blocs recherchés, tel que le document d'appel d'offres
3 l'indiquait.
- 4 • Lorsqu'une soumission comportait des variantes, chacune des variantes a été
5 évaluée au même titre que l'offre principale (une variante étant comptée
6 comme une offre au même titre que l'offre principale).
- 7 • Pour un critère donné, la même personne a évalué toutes les offres, de façon à
8 assurer une uniformité de traitement.
- 9 • Dans le cas de certains critères (par exemple, prix, contenu régional, contenu
10 québécois, faisabilité), l'évaluation pouvait varier selon la date garantie de
11 début des livraisons offerte. Conséquemment, chacune des offres-années a
12 été évaluée individuellement à l'étape 2.
- 13 • Pour chaque critère (ou sous-critère), une méthode d'évaluation a été élaborée
14 à l'avance et revue par la firme Merrimack Energy Group Inc.
- 15 • Les évaluations ont été revues par la firme Merrimack Energy Group Inc. afin
16 d'assurer l'indépendance du processus.

7.3 Critère monétaire

7.3.1 Méthodologie de base

- 17 • La comparaison des offres reçues a été effectuée sur la base du coût unitaire
18 actualisé (annuité croissante, \$ 2009).
- 19 • Il a été nécessaire de réaliser, pour chaque offre, une analyse pour chacune
20 des années offertes puisque les soumissionnaires pouvaient spécifier un prix
21 de départ différent selon l'année de début des livraisons qu'ils offraient.
- 22 • Les éléments pris en compte dans les analyses économiques étaient :
- 23 - le prix de l'énergie offert par le soumissionnaire, incluant les formules
24 d'indexation retenues ;
- 25 - les coûts de transport fournis par Hydro-Québec TransÉnergie.

- 1 • Le coût unitaire actualisé était constitué de la somme des éléments de coûts
2 énumérés ci-dessus.
- 3 • Un maximum de 30 points a été accordé au critère monétaire. L'offre
4 comportant le coût le plus bas a reçu le maximum de points, soit 30 points, et
5 celle comportant le coût le plus élevé s'est vu attribuer le minimum de points,
6 soit 5 points. Le pointage accordé aux autres offres a été déterminé comme
7 suit :

8 = 5 + 25 X $\left\{ \frac{\text{Coût de l'offre (ou variante) la plus élevée moins Coût de l'offre (ou variante) visée}}{\text{Coût de l'offre (ou variante) la plus élevée moins Coût de l'offre (ou variante) la moins élevée}} \right\}$

7.3.2 Hypothèses utilisées pour l'analyse économique

- 9 • Lors du lancement de l'appel d'offres, le seul indice admissible aux fins
10 d'indexation du prix offert était l'indice des prix à la consommation canadien.
- 11 • Dans des addendas, des indices admissibles ont été ajoutés, soit le taux
12 d'intérêt et la conversion de dollars américains et d'euros en dollars canadiens.
- 13 • Pour chacun de ces indices, le Distributeur disposait de prévisions effectuées
14 par des organismes externes à Hydro-Québec. Les indices suivants ne
15 pouvaient s'appliquer qu'avant le début des livraisons : les taux de change
16 entre le dollar canadien (\$CA) et le dollar américain (\$US) ou entre le dollar
17 canadien (\$CA) et l'euro (€), et le taux d'intérêt. L'indice des prix à la
18 consommation canadien pouvait s'appliquer tant avant qu'après le début des
19 livraisons selon certaines règles établies à l'annexe 5 du document d'appel
20 d'offres.
- 21 • Le taux d'actualisation utilisé pour les analyses était de 5,913 %, soit le coût
22 prospectif du capital, conformément à la décision D-2010-22 de la Régie dans
23 le cadre du dossier R-3708-2009.

24 Les paramètres économiques utilisés dans le cadre de l'appel d'offres sont
25 présentés à l'annexe technique 1.

7.4 Critères non monétaires

1 Les critères suivants et leur pondération sont conformes à la décision D-2009-073 de la
2 Régie relative aux ajustements à apporter à la grille de sélection pour l'évaluation des
3 soumissions.

7.4.1 Contenu régional additionnel au minimum exigé

- 4
- 15 points ont été accordés à ce critère, défini comme étant le pourcentage des
5 dépenses réalisées dans la région admissible (Gaspésie-Îles de la Madeleine
6 et MRC de Matane) relativement au coût des éoliennes du parc éolien.
 - Les points ont été alloués en fonction de l'écart entre le contenu régional
7 garanti par le soumissionnaire et le contenu régional minimal exigé (soit 30 %).
8
 - Le nombre de points accordés est établi selon la formule suivante :
9
10 Évaluation de la soumission = $\frac{(\text{Contenu régional garanti} - 30\%) \times 15 \text{ points}}{70\%}$
11

7.4.2 Contenu québécois additionnel au minimum exigé

- 12
- 10 points ont été accordés à ce critère, défini comme étant le pourcentage des
13 dépenses réalisées au Québec relativement aux coûts globaux du parc éolien.
 - Le nombre de points accordés est établi selon la formule suivante :
14
15 Évaluation de la soumission = $\frac{(\text{Contenu québécois garanti} - 60\%) \times 10 \text{ points}}{40\%}$
16
17

7.4.3 Développement durable

- 18
- La contribution des projets proposés par les soumissionnaires au
19 développement durable était évaluée en tenant compte des éléments décrits ci-
20 après, que ce soit pour le bloc autochtone ou pour le bloc communautaire, et
21 suivant la pondération attribuée à chaque critère :

1
2
3
4

TABLEAU 4
SOUS-CRITÈRES RELIÉS AU DÉVELOPPEMENT DURABLE
SPÉCIFIQUES AU BLOC DE 250 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE
ISSU DE PROJETS AUTOCHTONES

Développement durable	25 points	
<ul style="list-style-type: none"> Participation des nations autochtones, de leurs communautés ou de leurs institutions à la capitalisation du projet additionnelle à l'exigence minimale de 30% 	6	
<ul style="list-style-type: none"> Participation de plus d'une nation autochtone dans la propriété du projet 	6	
<ul style="list-style-type: none"> Participation des nations autochtones, de leurs communautés ou de leurs institutions au contrôle du projet additionnelle à l'exigence minimale de plus de 50% 	6	
	<u>Terres privées</u>	<u>Terres publiques</u>
<ul style="list-style-type: none"> Paiements fermes versés aux municipalités, MRC et communautés autochtones (<u>excluant</u> les bénéfices estimés en cas de prise de participation dans le parc éolien) 	3	7
<ul style="list-style-type: none"> Application du cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier 	2	n/a
<ul style="list-style-type: none"> Paiements versés aux propriétaires privés 	2	n/a
	Pour un site comportant des terres privées et des terres publiques, les points ont été accordés au prorata des superficies.	

1
2
3
4

TABLEAU 5
SOUS-CRITÈRES RELIÉS AU DÉVELOPPEMENT DURABLE
SPÉCIFIQUES AU BLOC DE 250 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE
ISSU DE PROJETS COMMUNAUTAIRES

Développement durable	25 points	
<ul style="list-style-type: none"> Participation de la MRC ou des municipalités locales où se situe le projet communautaire : pondération selon le niveau de propriété et de contrôle du projet communautaire 	6	
<ul style="list-style-type: none"> Participation de la communauté locale additionnelle à l'exigence minimale de 30 % pour le contrôle du projet communautaire 	6	
<ul style="list-style-type: none"> Participation de la communauté locale additionnelle à l'exigence minimale de 30 % pour la capitalisation du projet communautaire 	6	
	<u>Terres privées</u>	<u>Terres publiques</u>
<ul style="list-style-type: none"> Paiements fermes versés aux municipalités, MRC et communautés autochtones (<u>excluant</u> les bénéfices estimés en cas de prise de participation dans le parc éolien) 	3	7
<ul style="list-style-type: none"> Application du cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier 	2	n/a
<ul style="list-style-type: none"> Paiements versés aux propriétaires privés 	2	n/a
	Pour un site comportant des terres privées et des terres publiques, les points ont été accordés au prorata des superficies.	

5
6
7
8
9
10

- Pour l'évaluation des autres sous-critères relatifs au développement durable et communs aux 2 blocs, la répartition des points variait selon la tenure des terres sur lesquelles le parc éolien serait implanté, tel qu'il est illustré au tableau ci-dessus. Les critères relatifs à l'application du *Cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier* (le « **Cadre de référence** ») et aux

1 paiements versés aux propriétaires privés ne s'appliquaient qu'aux terres privées,
2 alors que le critère relatif aux paiements fermes versés aux municipalités, MRC et
3 communautés autochtones (excluant les bénéficiaires estimés en cas de prise de
4 participation dans le parc éolien) s'appliquait aux terres privées ainsi qu'aux terres
5 publiques. Pour un site mixte, c'est-à-dire comportant à la fois des terres privées et
6 des terres publiques, les points ont été accordés au prorata de leurs superficies
7 respectives.

- 8 • Quant aux paiements versés aux municipalités, MRC et communautés autochtones
9 (excluant les bénéficiaires estimés en cas de prise de participation dans le parc éolien),
10 le nombre de points accordés à une offre a été établi en comparant le paiement
11 offert par le soumissionnaire avec celui de l'offre qui comportait le paiement le plus
12 important par MWh. Cette dernière s'est donc vue attribuer le pointage maximum
13 pour ce sous-critère. Le pointage accordé aux autres offres a été déterminé comme
14 suit :

$$\text{pointage maximum} \times \frac{\text{(son propre niveau de paiement)}}{\text{(niveau de paiement de l'offre qui comporte le niveau de paiement le plus élevé)}}$$

- 18 • Pour ce qui est du Cadre de référence, le pointage a été accordé selon
19 l'engagement que prenait le soumissionnaire à l'égard de l'application de celui-ci, qui
20 était présenté à l'annexe 9 du document d'appel d'offres. Pour obtenir les points
21 prévus pour ce critère, le soumissionnaire devait s'engager à appliquer, en plus des
22 mesures de localisation et d'atténuation, les formules de calcul visant à déterminer
23 les éléments de compensation prévus au Cadre de référence. Le pointage obtenu
24 pour ce critère a été accordé proportionnellement à la superficie des terrains privés
25 où le Cadre de référence est appliqué par rapport à la superficie totale des terres
26 privées du parc éolien.

- 27 • En ce qui concerne les paiements versés aux propriétaires privés, pour la portion
28 d'un parc éolien située sur des terres privées, la portion des paiements annuels
29 versés aux propriétaires privés qui dépasse les niveaux prévus pour l'élément de
30 compensation C_5 au Cadre de référence a été considérée dans l'évaluation de ce
31 critère. Le pointage accordé pour chacune des offres a été déterminé comme suit :

1 par le soumissionnaire, et était basée sur une analyse préparée par Hydro-
2 Québec TransÉnergie pour chacun des projets.

3 ➤ deux points ont été accordés pour la qualité du plan directeur présenté
4 par chaque soumissionnaire. L'évaluation a porté sur le réalisme du plan
5 directeur indiquant les principales activités liées au projet, les délais, le
6 cheminement critique, les dates clés et le degré d'avancement du projet à la
7 date du dépôt des soumissions, en particulier la complexité et l'avancement
8 des démarches relatives à l'acquisition des droits sur le site.

9 ➤ deux points ont été accordés pour les données de vent et la production
10 d'électricité prévue. Ont notamment été prises en compte la complétude des
11 données de vent, la cohérence et la qualité de la méthodologie
12 d'établissement de la production d'électricité.

13 ➤ deux points ont été accordés pour le plan d'obtention des autorisations
14 environnementales. Le pointage a été accordé en fonction du type de permis
15 requis (Canada et Québec, Québec seulement, étude de répercussions
16 seulement), du réalisme du délai prévu par le soumissionnaire pour obtenir
17 les permis requis, et des démarches entreprises ou prévues auprès des
18 milieux hôtes.

7.4.6 Expérience pertinente

- 19 • six points ont été accordés pour ce critère de la façon suivante :
- 20 ➤ deux points ont été accordés pour l'expérience du soumissionnaire, de
21 ses sociétés affiliées, de ses partenaires, de ses consultants et fournisseurs
22 à réaliser avec succès des projets similaires à celui proposé ;
- 23 ➤ deux points ont été accordés pour l'expérience du personnel-clé ; et
- 24 ➤ deux points ont été accordés pour l'expérience et la part du marché
25 mondial d'éoliennes détenues par le manufacturier désigné.

7.5 Offres retenues pour former des combinaisons de soumissions

- 26 • Les résultats de l'étape 2 sont présentés à l'annexe technique 2.

- 1 • Pour l'analyse détaillée de l'étape 3, Hydro-Québec Distribution a retenu toutes
2 les offres-années admissibles issues du bloc autochtone, c'est-à-dire 29 offres-
3 années et 41 offres-années issues du bloc communautaire sur les 68 offres-
4 années admissibles.
- 5 • Pour le bloc communautaire, le nombre de projets et de MW concurrents
6 retenus pour passer à l'étape 3 a été jugé suffisant pour permettre que les
7 quantités recherchées puissent être comblées, qu'il existe une compétition
8 suffisante entre les soumissionnaires et que plusieurs combinaisons de
9 soumissions puissent être formées. De plus, le seuil établi comportait un écart
10 significatif de pointage par rapport aux offres-années suivantes. Pour le bloc
11 autochtone, il n'y avait pas lieu d'établir un seuil de passage pour l'étape 3,
12 compte tenu que le nombre de MW disponible était limité.

8 ÉTAPE 3 DU PROCESSUS DE SÉLECTION

8.1 Évaluation des synergies en transport

13 Pendant le déroulement de l'étape 2 du Processus, il est apparu que certains projets
14 étaient susceptibles de partager une même infrastructure de transport, ce qui aurait
15 comme effet de réduire le coût de transport de ces projets pris 2 à 2 ou 3 à 3. Toutefois,
16 l'étude de ces synergies potentielles a démontré qu'aucune synergie n'était possible.

17 Lors de l'étape 3 du Processus, des combinaisons de soumissions ont été formées pour
18 chacun des blocs visés (autochtone et communautaire) en utilisant les offres-années
19 retenues pour cette étape. Compte tenu du grand nombre de combinaisons qui
20 pouvaient être formées et de la quantité de contraintes à prendre en compte, le modèle
21 d'optimisation utilisé lors d'un appel d'offres précédent a été adapté pour assister les
22 évaluateurs dans la formation des combinaisons.

8.2 Modèle d'optimisation pour la formation des combinaisons

23 Un outil d'aide à la décision, développé dans le cadre d'un appel d'offres précédent par
24 le centre de recherche d'Hydro-Québec (IREQ), a été utilisé pour la formation des
25 combinaisons. Cet outil est basé sur un modèle mathématique de programmation

1 linéaire en nombres entiers qui utilise un logiciel commercial d'optimisation. Les
2 principales caractéristiques sont les suivantes :

3

4 **Le besoin**

- 5 • L'étape 3 du Processus nécessite la formation des meilleures combinaisons
6 des offres obtenues en utilisant les coûts d'énergie et de transport calculés à
7 l'étape 2 du Processus.

- 8 • Le coût de transport de chacune des combinaisons est par la suite évalué par
9 Hydro-Québec TransÉnergie en tenant compte de l'ensemble des projets de
10 la combinaison.

- 11 • Le modèle est composé d'une fonction objectif qui représente le coût à
12 minimiser et d'un ensemble de contraintes que toute combinaison doit
13 respecter.

14 **Les variables**

- 15 • Chaque variable du modèle représente une offre-année.

16 **La fonction objectif**

- 17 • À chaque offre-année est associé le coût unitaire exprimé en \$2009/MWh
18 calculé à l'étape 2 du Processus. Ce coût inclut le coût de transport établi à
19 l'étape 2 du Processus.

- 20 • Le modèle recherche la combinaison qui comporte le coût moyen (exprimé
21 en \$/MWh) le plus faible.

22 **Les contraintes**

- 23 • Le modèle tient compte de plusieurs contraintes qui découlent des exigences
24 du document d'appel d'offres et des soumissionnaires :
 - 25 ➤ la puissance installée totale des éoliennes par municipalité régionale de
26 comté doit être comprise à l'intérieur d'un maximum de 25 MW ;

 - 27 ➤ les quantités annuelles de puissance recherchées doivent être comprises
28 entre un minimum et un maximum ;

- 1 ➤ lorsque requis, une limite de MW peut être imposée pour une région
2 donnée en raison de contraintes sur le réseau de transport.

3 Cet outil a été utilisé pour former différentes combinaisons qui ont été transmises à
4 Hydro-Québec TransÉnergie pour une analyse détaillée des coûts de transport
5 associés.

8.3 Résultats obtenus

6 Le modèle mathématique d'optimisation des combinaisons recherche la combinaison qui
7 comporte le coût moyen en \$/MWh le plus faible (incluant le coût de transport tel
8 qu'évalué à l'étape 2). Diverses solutions ont été recherchées pour les fins de
9 l'optimisation.

10 Les solutions retenues pour chaque bloc et formant la combinaison gagnante à la fin de
11 l'étape 3 sont présentées comme suit :

Pour le bloc autochtone :

13 Une seule soumission a été retenue et aucune liste de relève n'a été constituée
14 pour le bloc autochtone, car les autres projets présentaient un coût total non
15 concurrentiel, c'est-à-dire supérieur au coût total le plus élevé assumé ailleurs en
16 Amérique du Nord.

17 Ainsi, la solution comporte un contrat attribué à un soumissionnaire.

Pour le bloc communautaire :

19 La solution comporte 11 contrats attribués à 9 soumissionnaires différents. La
20 liste de relève est composée d'un seul projet, soit le seul dont le coût total était
21 égal ou inférieur au coût le plus élevé assumé ailleurs en Amérique du Nord. Le
22 Distributeur ne pouvait y recourir que si les discussions échouaient avec le projet
23 retenu dans la même MRC.

24 À l'aide du modèle d'optimisation, la meilleure solution a été obtenue sur la base des
25 coûts (énergie et transport) évalués à l'étape 2 pour l'ensemble des offres-années. Il
26 s'agit de la combinaison 14. Par la suite, d'autres solutions ont été obtenues en

1 imposant au modèle de retirer de la combinaison 14, les offres-années les plus
2 coûteuses, une à la fois et en ré-exécutant le modèle d'optimisation.

3 L'ensemble des combinaisons ainsi obtenues a par la suite été transmis à
4 Hydro-Québec TransÉnergie pour l'évaluation des coûts de transport applicables à
5 chaque combinaison. L'annexe technique 3 présente la synthèse des 15 combinaisons
6 analysées, identifiées de 1 à 15. Les coûts totaux de chaque combinaison y sont
7 également présentés à la colonne «\$/MWh étape 3».

8 Il ressort de cette analyse que la combinaison 14 constitue la combinaison qui présente
9 le coût total le plus bas incluant les coûts de transport. Son coût est de 130,39 \$/MWh
10 (\$2009). La combinaison 14 a donc été retenue comme étant optimale. Elle est
11 présentée au tableau 6 et comporte 12 projets, visant 10 entités soumissionnaires,
12 associées à 2 manufacturiers d'éoliennes, pour un total de 291,4 MW.

1
2

**TABLEAU 6
COMBINAISON RETENUE 14**

Nom du parc	Nom du soumissionnaire	Partenaire communautaire	2013	2014	2015	Total (MW)	Manufacturier
Parc éolien Saint-Cyprien	Kahnawá:ke Sustainable Energies	Kahnawá:ke Economic Development Commission			24,0	24,0	Enercon
Parc éolien de Saint-Damase	Corporation d'investissement éoliennes Algonquin Power	Municipalité de Saint-Damase	24,0			24,0	Enercon
Parc éolien de la MRC de Témiscouata	Boralex inc.	MRC de Témiscouata		25,0		25,0	Enercon
Parc éolien de Saint-Philémon	Parc éolien Saint-Philémon S.E.C.	MRC de Bellechasse		24,0		24,0	Enercon
Parc éolien de la MRC de La Côte-de-Beaupré	Boralex inc.	MRC de La Côte-de-Beaupré			25,0	25,0	Enercon
Projet éolien Val-Éo	Val-Éo société en commandite	Val-Éo coopérative de solidarité			24,0	24,0	Enercon
Parc éolien communautaire La Mitis	Saint-Laurent Énergies inc.	MRC de La Mitis		24,6		24,6	REpower
Parc éolien Le Granit	Saint-Laurent Énergies inc.	MRC du Granit		24,6		24,6	REpower
Parc éolien communautaire de Viger-Denonville	Innergex Énergie renouvelable inc.	MRC de Rivière-du-Loup	24,6			24,6	REpower
Le Plateau-2	Invernergy Wind Canada ULC	Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie - Îles-de-la-Madeleine	23,0			23,0	Enercon
Parc éolien communautaire de Frampton	Énergie Northland Power Québec S.E.C.	Municipalité de Frampton			24,0	24,0	Enercon
Parc éolien Pierre De Saurel	MRC de Pierre-De Saurel	MRC de Pierre-De Saurel			24,6	24,6	REpower
	Cumulatif attribué		71,6	169,8	291,4	291,4	
	Cumulatif recherché		100,0	300,0	500,0		
	% attribué vs recherché		72%	57%	58%		

Coût unitaire (\$2009 / MWh)			
Coût unitaire excluant transport et pertes:	110,66	Enercon	193,00
Coûts de transport:	19,73	REpower	98,40
Coût unitaire incluant transport et pertes:	130,39		Aut 24,00
			Com 267,40
			291,40

3

9 SOUMISSIONS NON COMPÉTITIVES

4 Les Règlements prévoient que le prix de la fourniture d'électricité, excluant le coût de
 5 transport et du service d'équilibrage et de puissance complémentaire, ne peut pas
 6 excéder 12,5 ¢/kWh en dollars de 2009, indexé annuellement à 100 % à l'IPC ou son
 7 équivalent. Par ailleurs, l'article 3.19 du document d'appel d'offres précise notamment
 8 que le Distributeur se réserve le droit de diminuer la quantité recherchée, entre autres, si
 9 les conditions ou le coût total de l'électricité (incluant le transport) des soumissions sont
 10 jugés inappropriés ou non concurrentiels. Une offre dont le coût total de l'électricité est
 11 jugé non concurrentiel ne sera pas considérée, tel que le précise l'article 3.19.

12 Considérant le coût de transport élevé (entre 4,5 et 5,6 ¢/kWh) de tous les projets
 13 autochtones autres que celui de Kahnawá:ke Sustainable Energies (KSE) (St-Cyprien)
 14 (1,1 ¢/kWh), une analyse détaillée du coût total pouvant être considéré concurrentiel a
 15 été réalisée en collaboration avec la firme Merrimack Energy Group. Le balisage a porté

1 sur les coûts totaux assumés pour l'approvisionnement en énergie éolienne en Ontario,
2 en Colombie-Britannique et en Californie. Deux constats en ressortent :

- 3 ▪ Aucun acheteur d'électricité n'assume un coût de transport aussi élevé ;
- 4 ▪ Les coûts totaux des achats récents, incluant la fourniture et le transport, sont de
5 11,7 ¢/kWh en Colombie-Britannique (moyenne BC Hydro Clean Power Call), de
6 12,0 ¢/kWh en Californie et de 13,3 ¢/kWh en Ontario (FIT on-shore avec prime
7 autochtone), excluant le coût de renforcement du réseau principal.

8 L'ampleur des coûts de transport des projets issus des soumissions autochtones, autres
9 que celui de Kahnawà:ke Sustainable Energies (KSE) (St-Cyprien), faisait en sorte que
10 leur coût total dépassait, dans le meilleur cas, 15,3 ¢/kWh. Cet excédent de 2,0 ¢/kWh
11 par rapport au coût le plus élevé assumé ailleurs, correspondant à un surcoût de 15 %,
12 a été considéré non concurrentiel et cet avis est partagé par Merrimack Energy Group.
13 Par conséquent, aucun autre projet autochtone que celui de Kahnawà:ke Sustainable
14 Energies (KSE) (St-Cyprien) n'a été retenu et la quantité recherchée de 250 MW du bloc
15 autochtone n'a pu être atteinte.

16 Pour le bloc communautaire, le critère de compétitivité a permis d'obtenir les quantités
17 recherchées. L'exercice d'application du critère de compétitivité a également été réalisé
18 pour la liste de relève, ce qui a limité celle-ci à un seul projet.

10 SENSIBILITÉ

19 Le Distributeur a effectué une analyse de sensibilité sur les indices utilisés dans les 12
20 offres retenues découlant de l'appel d'offres A/O 2009-02, soit l'IPC Canada, le taux de
21 change entre le dollar canadien et l'euro⁶ et le taux d'intérêt.

22 En modifiant la croissance de l'IPC d'un point de pourcentage par an pendant la durée
23 des contrats (sans changer le taux d'actualisation), le coût de fourniture de la
24 combinaison retenue varie à la hausse ou à la baisse de 9,8 % et 8,7 % respectivement.
25 Une modification du taux de change de l'euro de ± 5 % génère une variation du coût de

⁶ Aucune des soumissions retenues ne comportait d'indice relatif au taux de change entre les dollars canadien et américain.

1 la combinaison retenue de 0,1 %. Une variation du taux d'intérêt à hauteur de ± 100
2 points de base génère une variation à la hausse de 0.1 % et à la baisse de 0.3 %.

3 Les résultats de cette analyse sont présentés ci-après :

4 **TABLEAU 8**

Indice	Variation de l'indice	Coût unitaire excluant transport et pertes. (\$2009 / MWh)	Variation du coût (Impact)
Combinaisons retenues		110,66	
Scénario IPC Can	+1%	121,56	+9,8%
	-1%	100,99	-8,7%
Scénario \$CA/Euro	+5%	110,78	+0,1%
	-5%	110,54	-0,1%
Scénario taux d'intérêt	+100 pts de base	110,83	+0,1%
	-100 pts de base	110,29	-0,3%

11 DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT SONT RESPECTÉES

5 Les présents contrats soumis à la Régie respectent les caractéristiques des contrats
6 éoliens présentées au Plan d'approvisionnement . Il s'agit des suivantes :

- 7 • Les contrats comportent une énergie annuelle garantie. L'énergie non livrée en
8 deçà de l'énergie garantie est sujette à des dommages basés sur les prix de
9 marché.
- 10 • La durée des contrats est de 20 ans.
- 11 • Les contrats comportent une date garantie de début des livraisons, sujette à une
12 pénalité pour chaque jour de retard.
- 13 • Les garanties financières exigées sont en fonction de la puissance contractuelle et
14 de la notation de crédit du fournisseur.

- 1 • Les fournisseurs sont responsables, à leurs frais, de l'obtention et du maintien des
2 autorisations environnementales et de l'obtention de tout droit ou permis.
- 3 • Les contrats comportent une obligation du fournisseur de construire des parcs
4 éoliens dont les principaux paramètres sont définis. Un défaut de respecter cet
5 engagement peut entraîner la résiliation du contrat.

12 SUITES DONNÉES PAR LE DISTRIBUTEUR AU RAPPORT DE CONSTATATIONS DE LA RÉGIE

6 Dans son rapport de constatations, la Régie a constaté que l'appel d'offres A/O 2009-02
7 est conforme à la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité*⁷ et
8 que les dispositions du *Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres* (le « Code
9 d'éthique ») ont été respectées.

⁷ Articles 74.1 et 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01.