

**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**

1 INTRODUCTION

1 La méthodologie d'évaluation retenue a mené à la sélection de la combinaison
2 de contrats la moins coûteuse et ce, dans le respect des critères définis au
3 document d'appel d'offres. Cette méthodologie est expliquée dans le présent
4 document.

5 L'application de la méthodologie a été supervisée par les firmes Samson
6 Bélair/Deloitte & Touche et Merrimack Energy, comme en font foi les rapports ci-
7 annexés (pièce HQD-2, doc. 6).

8 La procédure d'évaluation des offres implique trois étapes. La première était
9 constituée d'une série d'exigences minimales qu'une offre se doit de respecter
10 afin de faire l'objet d'une évaluation dans les étapes ultérieures. La seconde et la
11 troisième étapes impliquaient la sélection des offres les plus intéressantes et les
12 moins coûteuses. À l'étape 2, les offres-années ont été évaluées
13 individuellement et, à l'étape 3, elles ont été évaluées en combinaison les unes
14 avec les autres.

15

2 ÉTAPE 1 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

16 À l'étape 1, chaque offre était vérifiée pour s'assurer que les huit (8) exigences
17 minimales suivantes étaient respectées :

- 18 • Le soumissionnaire devait démontrer qu'il avait acquis ou qu'il était en
19 mesure d'acquérir le site du projet ou les droits d'usage sur ce site. À
20 cet égard, s'il s'agissait de terrains privés, le soumissionnaire devait
21 détenir au minimum une lettre d'intention de propriétaires détenant 60%
22 ou plus de la superficie des terrains visés; s'il s'agissait de terres du
23 domaine de l'État, la lettre d'intention du gouvernement devait porter sur
24 la totalité des terrains visés.

- 1 • Le soumissionnaire devait identifier le montant des garanties à maintenir
2 en vigueur pour son projet, et accepter de déposer des garanties
3 respectant les exigences énoncées dans le document d'appel d'offres
4 quant à leur nature et à leur valeur.
- 5 • Le soumissionnaire, ou ses sociétés affiliées, devait avoir une
6 expérience dans le développement et dans l'exploitation d'au moins un
7 projet de production d'électricité sur une base commerciale.
- 8 • Les éoliennes proposées par le soumissionnaire devaient avoir atteint
9 une maturité technologique éprouvée, et être disponibles sur une base
10 commerciale.
- 11 • Il devait être possible de compléter les travaux de raccordement et de
12 renforcement du réseau de transport en temps pour respecter la date
13 garantie de début des livraisons la plus tardive proposée par le
14 soumissionnaire.
- 15 • Toutes les nacelles du parc éolien proposé par le soumissionnaire
16 devaient provenir d'installations d'assemblage situées dans la région
17 admissible.
- 18 • Les dépenses et investissements dans la région admissible devaient
19 correspondre à :
- 20 ➤ un minimum de 40 % des coûts globaux du projet dans le cas
21 où la date garantie de début des livraisons était le 1^{er} décembre
22 2006;
- 23 ➤ un minimum de 50% des coûts globaux du projet lorsque la date
24 garantie de début des livraisons était le 1^{er} décembre 2007;
- 25 ➤ un minimum de 60% des coûts globaux du projet lorsque la date
26 garantie de début des livraisons était ultérieure au 1^{er} décembre
27 2007.

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

5 Quatre (4) offres ont été rejetées à cette étape, pour défaut de satisfaire une
6 exigence minimale. En outre, cinq (5) soumissions ont été rejetées pour cause
7 de non-conformité aux exigences de l'appel d'offres.

8

3 ÉTAPE 2 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

9 À l'étape 2, les offres étaient évaluées en fonction de six (6) critères, soit le coût
10 de l'électricité, le contenu régional additionnel au minimum exigé, le contenu
11 québécois hors région admissible, l'expérience pertinente du soumissionnaire, sa
12 solidité financière, et la faisabilité du projet. La pondération des critères est
13 présentée dans le tableau suivant :

14

CRITÈRES D'ÉVALUATION

15
16

Critères	Pondération
i. Coût de l'électricité	35
ii. Contenu régional additionnel au minimum exigé	30
iii. Contenu québécois hors région admissible	15
iv. Expérience pertinente	10
v. Solidité financière	5
vi. Faisabilité du projet	5

Total	100
--------------	------------

1 Ces critères et leur pondération sont conformes à la décision D-2003-69 de la
2 Régie relative aux ajustements à apporter à la grille de sélection pour l'évaluation
3 des soumissions.

4

3.1 Procédure d'évaluation

- 5
- 6 • Chaque soumission a été analysée indépendamment des autres
7 soumissions pour chacun des six (6) critères identifiés au document
8 d'appel d'offres.
 - 9 • Lorsqu'une soumission comportait des variantes, chacune des variantes
10 a été évaluée au même titre que l'offre principale (une variante étant
11 comptée comme une offre au même titre que l'offre principale).
 - 12 • Pour un critère donné, c'est la même personne qui a évalué toutes les
13 offres, de façon à assurer une uniformité de traitement.
 - 14 • Pour chaque critère (ou sous-critère), une méthode d'évaluation a été
15 élaborée à l'avance et revue par les firmes Samson Bélair/Deloitte &
16 Touche et Merrimack Energy.
 - 17 • Cinquante-sept (57) offres différentes ont été retenues pour analyse.
18 Comme chacune des offres peut offrir jusqu'à sept (7) dates différentes
19 de début des livraisons, ces 57 offres correspondent à 251 offres-
20 années.
 - 21 • Les évaluations ont été revues par le consultant Merrimack Energy afin
d'assurer l'indépendance du processus.

1 trait à l'inflation, à la conversion de dollars américains en dollars
2 canadiens, et au taux d'intérêt). D'autres indices ont été ajoutés lors de
3 l'émission d'addenda (conversion d'euros en dollars canadiens, prix de
4 l'acier). Pour chacun de ces indices, le Distributeur disposait de
5 prévisions effectuées par des organismes externes à Hydro-Québec.
6 Les sources de prévision choisies sont demeurées confidentielles pour
7 tous les soumissionnaires potentiels.

- 8 • En ce qui concerne les taux de change du \$CA en \$US ou en Euro, les
9 soumissionnaires avaient le choix d'assumer le risque de variation de
10 ces taux ou d'inclure dans leur formule de prix un indice qui ajustait la
11 formule de prix en fonction de la variation des taux, ce qui avait comme
12 effet de transférer le risque de variation des taux à Hydro-Québec
13 Distribution. Afin de prendre en compte le coût associé à un tel risque,
14 Hydro-Québec Distribution a utilisé, comme valeur de ces taux dans les
15 analyses, une prévision des taux à terme plutôt qu'une prévision des
16 taux de change eux-mêmes. Il en a été de même pour les taux
17 d'intérêts.
- 18 • Le taux d'actualisation utilisé pour les analyses était de 6,752%. Ce taux
19 correspond au coût prospectif du capital calculé conformément aux
20 dernières décisions de la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-
21 3492-2002.

3.3 Critères non monétaires

1 Les critères suivants et leur pondération sont conformes à la décision D-2003-69
2 de la Régie relative aux ajustements à apporter à la grille de sélection pour
3 l'évaluation des soumissions.

3.3.1 Contenu régional additionnel au minimum exigé

4 • Trente (30) points ont été accordés à ce critère défini comme étant le
5 pourcentage des dépenses et des investissements réalisés dans la
6 région admissible par rapport aux coûts globaux du parc éolien.

7 • Les points ont été alloués en fonction de l'écart entre le contenu régional
8 garanti par le soumissionnaire et le contenu régional minimal exigé (soit
9 40%, 50% ou 60% selon la date garantie de début des livraisons).

10 • La formule suivante a été utilisée à cette fin :

11 Évaluation de la soumission = $\frac{\text{Contenu régional garanti} - \text{Contenu régional minimal}}{(100\% - \text{Contenu régional minimal})} \times 30$ points
12

3.3.2 Contenu québécois hors région admissible

13 • Quinze (15) points ont été accordés à ce critère défini comme étant le
14 pourcentage des dépenses et des investissements réalisés au Québec,
15 en dehors de la région admissible, par rapport aux coûts globaux du
16 parc éolien, tel que garanti par le soumissionnaire.

17 • Le nombre de points accordés est établi selon la formule suivante :

18 Évaluation de la soumission = $\frac{\text{Contenu québécois garanti}}{(100\% - \text{Contenu régional minimal})} \times 15$ points
19

3.3.3 Expérience pertinente

20 • Dix (10) points ont été accordés pour ce critère de la façon suivante :
21 quatre (4) points ont été accordés pour l'expérience du soumissionnaire,
22 de ses sociétés affiliées, de ses partenaires, de ses consultants et
23 fournisseurs à développer avec succès des projets similaires à celui

1 proposé, trois (3) points pour l'expérience du personnel-clé du
2 soumissionnaire, et trois (3) points pour l'expérience et la part du marché
3 mondial de fabrication d'éoliennes détenues par le manufacturier
4 d'éoliennes désigné.

5 • Pour l'expérience du soumissionnaire, de ses sociétés affiliées et de ses
6 partenaires, ainsi que pour l'expérience du personnel-clé du
7 soumissionnaire, l'évaluation était basée sur le nombre de projets
8 complétés ou exploités, et la puissance des équipements de production
9 afférents.

10 • En ce qui a trait au manufacturier d'éoliennes désigné, la part de
11 marché, calculée comme étant la moyenne des parts du marché mondial
12 observées au cours des trois (3) années antérieures, comptait pour deux
13 (2) points. Enfin, l'expérience du manufacturier, caractérisée par le
14 nombre d'années d'expérience en matière de fabrication et de
15 commercialisation d'éoliennes, comptait pour un (1) point.

3.3.4 Solidité financière

16 • Cinq (5) points ont été accordés à la solidité financière. L'évaluation
17 était basée sur la grille présentée à l'annexe 8 du document d'appel
18 d'offres. Hydro-Québec Distribution a ainsi tenu compte de la cote de
19 crédit du soumissionnaire ou de celle de sa société-mère ou, le cas
20 échéant, de celle d'une société affiliée qui se portait garante des
21 engagements du soumissionnaire.

22 • Les soumissionnaires n'ayant pas de cote de crédit pouvaient demander
23 à Hydro-Québec Distribution de faire réaliser une évaluation de crédit
24 par une agence spécialisée, ce qui a été fait dans certains cas. Les
25 résultats de cette évaluation étaient pris en compte dans l'évaluation au
26 même titre qu'une cote de crédit.

- 1 • Les soumissionnaires n'ayant pas de cote de crédit et dont les sociétés
2 affiliées n'avaient pas de cote de crédit n'ont pas reçu de points pour la
3 solidité financière s'ils n'ont pas fait réaliser d'évaluation de crédit.

3.3.5 Faisabilité du projet

- 4 • La faisabilité du projet a été évaluée selon les quatre sous-éléments qui
5 suivent pour un total de cinq (5) points.
- 6 • Un (1) point a été accordé selon la complexité des travaux de
7 raccordement au réseau. L'évaluation dépendait du délai estimé entre la
8 date de fin prévue des travaux de raccordement et la date la plus tardive
9 proposée par le soumissionnaire, et était basée sur une analyse
10 préparée par TransÉnergie pour chacun des projets.
- 11 • Un (1) point a été accordé pour la qualité du plan directeur présenté par
12 chaque soumissionnaire. L'évaluation a porté sur le réalisme, la
13 cohérence et la complétude de l'échéancier directeur, du cheminement
14 critique du projet et du plan d'ingénierie, d'approvisionnement, de
15 construction et de mise en route.
- 16 • Deux (2) points ont été accordés pour les données de vent et la
17 production d'électricité prévue, en prenant en compte le réalisme, la
18 cohérence et la complétude des données de vent, ainsi que la qualité de
19 la méthodologie de prévision de la production d'électricité.

- 1 • Un (1) point a été accordé pour le plan d'obtention des autorisations
2 environnementales. Le pointage a été accordé en fonction du type de
3 permis requis (Canada et Québec, Québec seulement, étude de
4 répercussions seulement), du réalisme du délai prévu par le
5 soumissionnaire pour obtenir les permis requis, et des démarches
6 entreprises ou prévues auprès des milieux hôtes.

3.4 Offres retenues pour former des combinaisons de soumissions

- 7 • Les résultats de l'étape 2 sont présentés dans l'annexe technique #2.
- 8 • En fonction du pointage total établi à l'étape 2, les meilleures offres-
9 années ont été retenues en vue de l'étape 3 jusqu'à l'atteinte d'une
10 puissance cumulative d'au moins 1 300 MW (somme des offres-années
11 mutuellement exclusives), c'est-à-dire que les meilleures offres-années
12 ont été retenues jusqu'à – et incluant – la première offre-année qui
13 permettait d'atteindre la quantité de 1 300 MW. Ainsi, toutes les offres-
14 années qui ont obtenu un pointage inférieur au pointage de l'offre-année
15 qui a permis d'atteindre la puissance de 1 300 MW n'ont pas été
16 considérées à l'étape 3. La limite de 1 300 MW a été jugée suffisante
17 pour déterminer quelles offres-années seraient considérées à l'étape 3
18 de la procédure d'appel d'offres compte tenu que les offres individuelles
19 avaient une taille qui, dans la majorité des cas ne dépassait pas 150
20 MW. Dans ces conditions, les combinaisons pouvaient être composées
21 de 5 à 9 offres-années distinctes et même davantage. Cette limite de
22 1 300 MW permettait ainsi de retenir un nombre élevé d'offres-années,
23 tout en permettant de générer un nombre raisonnable de combinaisons
24 pour analyse en ce qui a trait aux coûts de transport.

- 1 • Ainsi, un total de 60 offres-années ont été sélectionnées en vue de la
2 formation des combinaisons à l'étape 3, provenant de 14 offres
3 différentes.

4

4. ÉTAPE 3 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

5 Lors de l'étape 3 de l'analyse, le coût total des combinaisons incluant l'impact sur
6 le coût de transport applicable a constitué l'unique critère de choix.

4.1 Formation des combinaisons

7 À l'étape 3 de l'analyse des soumissions, des combinaisons d'offres ont été
8 formées en utilisant les 60 meilleures offres-années identifiées à l'étape 2.

9 Pour déterminer la combinaison d'offres ayant le coût total le plus bas incluant le
10 coût de transport et compte tenu qu'un grand nombre de combinaisons pouvaient
11 être formées à partir des 60 offres-années ayant passé à l'étape 3, une approche
12 en quatre phases a été suivie.

13 Cette approche a permis d'identifier les combinaisons dominantes qui
14 respectaient les objectifs fixés par le gouvernement du Québec. Ces
15 combinaisons ont fait l'objet par la suite d'une évaluation détaillée de leur coût de
16 transport par TransÉnergie.

17 Dans un premier temps, à la section 4.1.1, on rappelle les balises fixées par le
18 gouvernement concernant l'appel d'offres sur l'énergie éolienne et on présente
19 les règles de base que s'est données le Distributeur pour former des
20 combinaisons de soumissions qui respectent ces balises. Par la suite, à la
21 section 4.1.2, les quatre phases de la méthode de formation des combinaisons
22 sont expliquées. Ces phases sont les suivantes: l'application des règles de base
23 aux offres-années, la formation des combinaisons, la détermination des dates de

1 début des livraisons de chaque offre et l'identification de la combinaison la moins
2 coûteuse.

4.1.1 Décret concernant l'énergie éolienne et application au processus du Distributeur

3 Le 5 mars 2003, le gouvernement du Québec adoptait le décret 353-2003
4 concernant l'énergie éolienne et l'énergie produite avec de la biomasse. Dans ce
5 décret, il fixait notamment la répartition annuelle du bloc d'énergie éolienne de
6 1000 MW de la façon suivante:

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Puissance (MW)	200	100	150	150	150	150	100

7 Dans le cadre de l'évaluation des soumissions, le Distributeur a appliqué les
8 règles suivantes pour s'assurer d'obtenir une solution optimale qui se rapprochait
9 le plus possible des balises données par le gouvernement:

10 Règle de base 1: Seules ont été considérées les combinaisons de
11 soumissions dont la taille était comprise entre 900 MW et
12 1015 MW. De plus, pour chaque combinaison dépassant
13 900 MW, s'il était possible de lui ajouter une offre-année
14 parmi les offres-années restantes sans dépasser 1015 MW,
15 cette offre-année était ajoutée à la combinaison visée.
16 L'application de cette règle impliquait que le Distributeur ne
17 considérait que les combinaisons comportant plus de 900
18 MW et auxquelles on ne pouvait plus ajouter une offre-année
19 (parmi celles qui font partie de l'étape 3), sans dépasser
20 1015 MW.

21 Règle de base 2: Les projets considérés devaient permettre d'atteindre les
22 objectifs annuels du décret. Une déviation de 50 MW en
23 plus ou en moins était permise.

1 Le plancher de 900 MW, annoncé dans le document d'appel d'offres (article 3.4)
2 correspondait à un écart de 10% par rapport aux quantités recherchées. À
3 l'autre extrême, le plafond de 1015 MW correspondait à un dépassement de 15
4 MW par rapport à la quantité recherchée soit environ 15% de la taille moyenne
5 des offres considérées à l'étape 3. Ce dépassement a été retenu en prenant en
6 compte la possibilité enchâssée dans la loi de la Régie de l'énergie de demander
7 à un soumissionnaire de diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte
8 sans modifier son prix. Compte tenu de la taille des projets proposés, le
9 Distributeur considérait que le fait de demander à un soumissionnaire de modifier
10 son projet par plus de 15 MW pouvait conduire à une modification substantielle
11 de la soumission présentée.

12 **4.1.2 Formation des combinaisons**

13 **Phase I – Application des règles de base aux offres-années**

14 Les combinaisons qui ne satisfaisaient pas les règles de base mentionnées à la
15 section précédente ont été éliminées dès le début de l'exercice. Les informations
16 obtenues de TransÉnergie ont également été mises à profit pour réduire le
17 nombre de combinaisons à considérer dans la suite. Ainsi, lorsqu'une offre-
18 année ne pouvait être raccordée à temps, elle n'était pas considérée.

19 **Phase II – Formation des combinaisons**

20 À partir des projets ayant passé la phase I, toutes les combinaisons d'offres dont
21 la puissance se situait entre 900 MW et 1015 MW ont d'abord été formées sans
22 tenir compte des années de mise en service de chaque offre. Cet exercice a
23 résulté en la formation de 74 combinaisons d'offres différentes. Chaque
24 combinaison était composée d'une liste d'offres pour lesquelles les dates de
25 début des livraisons n'étaient pas déterminées.

26 Par la suite, les règles de base de la section précédente ont été appliquées aux
27 74 combinaisons. Le résultat de cet exercice a permis de réduire le nombre de

1 combinaisons d'offres de 74 à un total de huit (8). Les années de mise en
2 service des offres composant ces combinaisons n'ont cependant pas encore été
3 fixées à la fin de la phase II.

4 **Phase III – Détermination des dates de début des livraisons de chaque offre**

5 Pour chacune des 8 combinaisons d'offres identifiées précédemment, la date de
6 mise en service des différentes offres qui la composaient a été déterminée. Tout
7 en respectant la deuxième règle de base, les années de mise en service ont été
8 fixées en commençant par l'offre qui présentait le plus grand taux de variation
9 des prix à travers les années offertes et en choisissant, pour cette offre, l'année
10 où le prix était le plus faible. L'offre suivante (en terme de taux de variation des
11 prix) a été placée en choisissant parmi les années restantes, celle où le prix de
12 cette offre était le plus faible et ainsi de suite.

13 Cette approche permettait de fixer en premier les années de mise en service des
14 offres pour lesquelles le prix décroissait le plus rapidement dans le temps. Les
15 dates de mise en service des offres dont le prix évoluait peu dans le temps ont
16 ainsi été fixées en dernier puisque le choix de ces dates influençait peu le coût
17 total de la combinaison.

18 Par la suite, des tests ont été réalisés pour vérifier si les dates de mise en
19 service de certains projets pouvaient être interchangées deux à deux pour tenir
20 compte d'un éventuel effet de l'actualisation dans le temps.

21 Le résultat de cet exercice a permis de fixer les années de mise en service de
22 chaque projet (i.e. de choisir les offres-années) composant les huit (8)
23 combinaisons identifiées à la phase II.

1 **Phase IV – Identification de la combinaison la moins coûteuse**

2 Les 8 combinaisons pour lesquelles les années de mise en service ont été
3 identifiées à la phase précédente ont été analysées par TransÉnergie pour
4 déterminer les différentes composantes des coûts de transport et d'intégration au
5 réseau. Les résultats de ces analyses sont présentés à l'annexe technique #3.
6 La combinaison comportant le coût le plus bas est présentée à la section 4.2.

4.2 Choix des soumissionnaires

7 La combinaison retenue présentant le coût total le plus bas est formée des huit
8 (8) soumissions suivantes:

<i>Soumissionnaire</i>	<i>Projet</i>	<i>Date de début des livraisons</i>	<i>Puissance contractuelle (MW)</i>
Cartier Wind Energy	Baie-des-Sables	1 ^{er} déc. 2006	109,5
Cartier Wind Energy	Anse-à-Valleau I	1 ^{er} déc. 2006	100,5
Northland Power	St-Ulric – St-Léandre	1 ^{er} déc. 2007	150
Cartier Wind Energy	Carleton	1 ^{er} déc. 2008	109,5
Cartier Wind Energy	Les Méchins	1 ^{er} déc. 2009	150
Northland Power	Mont Louis	1 ^{er} déc. 2010	100,5
Cartier Wind Energy	Montagne Sèche	1 ^{er} déc. 2011	58,5
Cartier Wind	Gros Morne phase 1	1 ^{er} déc. 2011	100,5

Energy			
Cartier Wind Energy	Gros Morne phase 2	1 ^{er} déc. 2012	111

1 La puissance contractuelle de l'ensemble des soumissions retenues est de
2 990 MW.

3 Pour la liste de relève, c'est l'offre principale de Domtar (projet de Rivière
4 Madeleine de 75 MW) ainsi que sa variante de 150 MW qui ont été retenues.

5 Des contrats ont été signés pour chacune des huit soumissions retenues. Le
6 coût total de ces contrats est de 2 955 \$ millions (\$ actualisés 2007), et le coût
7 unitaire est de 7,8 ¢/kWh (annuité croissante 2007), soit 6,5 ¢/kWh pour
8 l'électricité et 1,3 ¢/kWh de coûts associés au transport et les pertes électriques.

9 **4.3 Sensibilité**

10 Une analyse de sensibilité a été réalisée sur les indices utilisés dans les huit (8)
11 soumissions retenues, soit l'IPC (du Canada et des États-Unis), le prix de l'acier,
12 le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, et le taux
13 d'intérêt.

14 En modifiant la croissance de l'IPC d'un point de pourcentage par an pendant la
15 durée des contrats, le coût de la combinaison retenue varie à la hausse ou à la
16 baisse par moins de 3%. Une modification du taux de change de $\pm 5\%$ génère
17 une variation du coût de la combinaison retenue inférieure à 1%. Une
18 modification de même ampleur ($\pm 5\%$) du prix de l'acier a un impact encore plus
19 faible, de l'ordre d'un quart de point de pourcentage. Quant à une variation du
20 taux d'intérêt à hauteur de 100 points de base, son effet sur le coût de la
21 combinaison retenue est approximativement de 3%.

22

	¢/kWh	Écart par rapport à la combinaison retenue
--	-------	---

Combinaison retenue	7,80	S.O.
Réduction de l'IPC de 1% ¹	8,03	+2,9%
Augmentation de l'IPC de 1% ¹	7,60	-2,6%
Appréciation de la devise canadienne de 5%	7,73	-0,9%
Dépréciation de la devise canadienne de 5%	7,86	+0,8%
Réduction du prix de l'acier de 5%	7,78	-0,3%
Augmentation du prix de l'acier de 5%	7,82	+0,3%
Réduction du taux d'intérêt de 100 points	7,57	-2,9%
Augmentation du taux d'intérêt de 100 points	8,04	+3,1%

¹ Le coût unitaire actualisé dépend du taux d'actualisation et de différentes composantes de coûts : inflation, taux de change, prix de l'acier et taux d'intérêt. Toute variation de l'inflation se traduit, d'une part, par une variation équivalente du taux d'actualisation et, d'autre part, par une variation du coût unitaire proportionnelle à celle de la composante inflation au sein des formules des prix. Par conséquent, le coût unitaire actualisé variera en sens inverse de celui de la composante inflation.

ANNEXE TECHNIQUE #1

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DE L'APPEL D'OFFRES

A/O 2003-02

Paramètres économiques de l'A/O 2003-02

Tableau des indices

	IPC (2003 = 1)		Déflateur du PIB (2003 = 1)		Indice des prix de l'acier	Taux de change	Taux de change	Taux d'intérêt	Taux d'actualisation nominal (Note 6)
	Canada (Note 1)	US (Note 2)	Canada (Note 1)	US (Note 2)	Canada (Note 3)	\$CA / \$US (Note 4)	\$CA / Euro (Note 4)	% (Note 5)	
									6,75%
									Taux d'inflation à long terme 2,00%
2001									
2002									
2003	1,000	1,000	1,000	1,000	95,5				Taux d'actualisation réel 4,66%
2004	1,011	1,014	1,013	1,015	108,7	1,360	1,606	5,35	
2005	1,024	1,027	1,026	1,029	104,2	1,368	1,614	5,71	
2006	1,044	1,043	1,045	1,046	106,0	1,374	1,626	5,96	
2007	1,063	1,062	1,063	1,067	108,4	1,379	1,641	6,13	
2008	1,085	1,085	1,083	1,090	110,1	1,382	1,658	6,24	
2009	1,106	1,109	1,104	1,114	111,9	1,386	1,676	6,33	
2010	1,129	1,136	1,125	1,142	113,9	1,390	1,694	6,39	
2011	1,151	1,167	1,145	1,173	116,4	1,394	1,713	6,42	
2012	1,174	1,198	1,165	1,203	119,0	1,398	1,732	6,44	
2013	1,198	1,232	1,185	1,236					
2014	1,222	1,268	1,206	1,272					
2015	1,246	1,306	1,229	1,310					
2016	1,271	1,346	1,252	1,350					
2017	1,296	1,391	1,276	1,395					
2018	1,322	1,439	1,300	1,442					
2019	1,349	1,490	1,325	1,493					
2020	1,376	1,542	1,350	1,545					
2021	1,403	1,597	1,376	1,599					
2022	1,431	1,655	1,402	1,657					
2023	1,460	1,714	1,429	1,716					
2024	1,489	1,776	1,456	1,776					
2025	1,519	1,840	1,484	1,839					
2026	1,549	1,906	1,512	1,903					
2027	1,580	1,975	1,540	1,969					
2028	1,612	2,044	1,570	2,038					
2029	1,644	2,116	1,600	2,110					
2030	1,677	2,190	1,630	2,184					
2031	1,710	2,266	1,661	2,260					
2032	1,745	2,346	1,692	2,339					

Note 1: 2004-2028; *Canadian Macro Economic Long-Term Forecast and Analysis*, Global Insight, February 2004.
2029 et plus; pas de prévisions disponibles, alors les valeurs de 2028 sont reconduites.

Note 2: 2004-2029; *The U.S. Economy - The 25-Year Focus*, Global Insight, Winter 2004.
2030 et plus; pas de prévisions disponibles, alors les valeurs de 2029 sont reconduites.

Note 3: Indice des prix des Produits d'acier de première transformation, Canada, Global Insight, juin 2004.

Note 4: Moyenne des taux de change à terme observés au cours des douze derniers mois, à tous les premiers mercredis du mois. Les taux ont été évalués au 1er décembre de chacune des années visées par l'analyse.
Source: VP Finances, Hydro-Québec

Note 5: Moyenne des taux forward sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada avec une échéance de 10 ans observés au cours des douze derniers mois, à tous les premiers mercredis du mois. Les taux ont été évalués au 1er décembre de chacune des années visées par l'analyse.
Source: VP Finances, Hydro-Québec

Note 6: Dossier R-3492-2002 - Phase 2, HQD-14, document 1, p.13.

ANNEXE TECHNIQUE #2

RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2

Résultats de l'analyse des soumissions - étape 2 - CLASSEMENT ALÉATOIRE

Nom du soumissionnaire	Nom du projet et année de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Coût de l'électricité	Contenu régional	Contenu québécois	Expérience pertinente	Solidité financière	Faisabilité du projet	Total
			/35	/30	/15	/10	/5	/5	/100
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,000	0,000	8,25		3,75	
				0,000	4,500	6,25		1,75	
				0,000	4,125	6,25		1,50	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,000	0,000	8,25		4,00	
				0,000	4,125	6,25		1,50	
				1,000	4,344	6,25		1,75	
				0,000	2,100	3,75		2,75	
				1,252	3,636	6,25		1,75	
				1,235	3,666	6,25		1,75	
				0,730	4,813	4,50		1,00	
				1,411	3,660	6,25		1,75	
				0,000	3,758	6,25		1,50	
				0,000	3,464	5,25		1,00	
				0,000	4,125	6,25		1,50	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,400	4,350	6,25		1,75	
				0,000	3,585	6,25		1,50	
				1,000	4,344	6,25		1,75	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,000	4,125	6,25		1,75	
				0,000	0,000	8,25		2,25	
				0,000	4,125	6,25		1,50	
				0,000	3,750	6,25		1,50	
				0,000	0,000	8,25	2,50	2,25	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				1,411	3,660	6,25		1,75	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,000	0,000	8,25		4,00	
				0,000	1,386	8,00		3,50	
				0,760	5,320	4,50		1,00	
				0,000	4,125	6,25		1,50	
				0,000	3,464	5,25		1,00	
				0,000	0,000	8,25		2,25	
				0,540	4,380	4,50		1,00	
				0,000	0,900	8,00		4,00	
				0,000	1,450	8,00		3,50	
				0,400	4,350	6,25		1,75	
				0,300	1,400	8,00		3,50	
				1,129	4,264	6,25		1,75	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				1,411	3,660	6,25		1,75	
				0,000	3,750	6,25		1,75	
				0,000	3,750	6,25		1,50	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,000	4,500	6,25		1,75	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,000	4,125	6,25		1,50	
				1,000	4,350	6,25		1,75	
				1,129	4,264	6,25		1,75	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				1,235	3,666	6,25		1,75	
				1,252	3,636	6,25		1,75	
				0,000	0,000	8,25		4,00	
				0,480	4,380	4,50		1,00	
				1,000	4,350	6,25		1,75	
				0,000	3,525	6,25		1,75	
				1,000	4,350	6,25		1,75	
				1,000	4,350	6,25		1,75	
				0,000	3,934	6,25		1,75	
				0,000	3,231	6,25		1,50	
				0,000	3,750	6,25		1,75	
				0,000	4,500	6,25		1,75	

A/O 2003-02

Résultats de l'analyse des soumissions - étape 2 - CLASSEMENT ALÉATOIRE

Nom du soumissionnaire	Nom du projet et année de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Coût de l'électricité	Contenu régional	Contenu québécois	Expérience pertinente	Solidité financière	Faisabilité du projet	Total
			/35	/30	/15	/10	/5	/5	/100
Northland Power	St-Ulric St-Léandre 2007	150,0	32,13	0,000	3,469	6,25	4,50	1,50	
				0,000	0,900	8,00		4,00	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,000	3,072	6,25		1,75	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,626	3,560	6,25		1,75	
				1,129	4,264	6,25		1,75	
				0,000	3,469	6,25		1,50	
				0,400	4,350	6,25		1,75	
				0,000	3,758	6,25		1,50	
				1,000	4,350	6,25		1,75	
				0,000	4,500	6,25		1,75	
				1,129	4,264	6,25		1,75	
				1,411	3,660	6,25		1,75	
				0,730	4,813	4,50		1,00	
				0,000	1,450	8,00		3,50	
				1,129	4,264	6,25		1,75	
				0,000	3,750	6,25		1,50	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				1,235	3,666	6,25		1,75	
				1,000	4,344	6,25		1,75	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,000	3,464	5,25		1,00	
				0,000	4,500	6,25		1,75	
				0,000	3,750	6,25		1,75	
				0,000	0,000	8,25		2,25	
				0,000	3,072	6,25		1,75	
1,000	4,344	6,25	1,75						
0,000	3,625	5,25	1,00						
0,000	1,386	8,00	3,50						
1,252	3,636	6,25	1,75						
0,760	5,320	4,50	1,00						
0,000	4,500	6,25	1,75						
0,000	0,000	8,25	4,00						
0,000	4,875	6,25	1,75						
1,000	4,344	6,25	1,75						
0,000	3,934	6,25	1,75						
0,000	3,072	6,25	1,75						
0,000	4,875	6,25	1,75						
Cartier Wind Energy	Montagne Sèche 2011	58,5	28,82	0,000	0,000	8,25	2,50	3,75	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,000	3,464	5,25		1,00	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,000	1,386	8,00		3,50	
				1,000	4,344	6,25		1,75	
				0,300	1,400	8,00		3,50	
				0,000	3,758	6,25		1,50	
				0,000	4,875	6,25		1,75	
				0,000	0,000	8,25		2,25	
				0,400	4,350	6,25		1,75	
				0,730	4,813	4,50		1,00	
				0,000	3,246	6,25		1,50	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,400	4,350	6,25		1,75	
				0,000	3,750	6,25		1,75	
				0,150	0,900	3,75		2,75	
				0,000	1,386	8,00		3,50	
				0,300	1,400	8,00		3,50	
				0,000	3,625	5,25		1,00	
				0,000	4,125	6,25		1,75	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				1,411	3,660	6,25		1,75	
				0,300	1,400	8,00		3,50	
				0,540	4,380	4,50		1,00	
				0,480	4,380	4,50		1,00	
				0,000	3,231	6,25		1,50	
0,000	0,000	8,25	2,25						
0,817	2,483	5,50	1,00						

Résultats de l'analyse des soumissions - étape 2 - CLASSEMENT ALÉATOIRE

Nom du soumissionnaire	Nom du projet et année de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Coût de l'électricité	Contenu régional	Contenu québécois	Expérience pertinente	Solidité financière	Faisabilité du projet	Total
			/35	/30	/15	/10	/5	/5	/100
Cartier Wind Energy	Baie-des-Sables 2006	109,5	28,70	0,000	3,525	6,25	2,50	1,75	
				1,129	4,264	6,25		1,75	
				0,000	1,386	8,00		3,50	
				1,235	3,666	6,25		1,75	
				0,000	4,875	6,25		1,75	
				0,000	0,000	8,25		4,25	
				0,626	3,560	6,25		1,75	
				0,730	4,813	4,50		1,00	
				0,000	3,934	6,25		1,75	
				0,000	3,585	6,25		1,50	
				0,000	3,072	6,25		1,75	
				0,760	5,320	4,50		1,00	
				0,000	3,231	6,25		1,50	
				0,000	4,500	6,25		1,75	
				0,000	2,100	3,75		2,75	
				0,480	4,380	4,50		1,00	
				0,000	4,125	6,25		1,50	
				0,626	3,560	6,25		1,75	
				0,480	4,380	4,50		1,00	
				0,000	0,000	8,25		3,75	
				0,000	3,585	6,25		1,50	
				0,000	3,750	6,25		1,75	
				0,000	3,525	6,25		1,75	
				0,000	0,000	8,25		4,00	
				0,817	2,483	5,50		1,00	
				0,000	4,500	6,25		1,75	
				0,000	3,758	6,25		1,50	
				0,000	1,386	8,00		3,50	
				0,000	3,758	6,25		1,50	
				0,000	0,000	8,25		2,25	
				0,000	4,125	6,25		1,75	
				0,626	3,560	6,25		1,75	
				0,000	3,464	5,25		1,00	
0,000	3,585	6,25	1,50						
0,760	5,320	4,50	1,00						
0,730	4,813	4,50	1,00						
0,000	0,000	8,25	2,25						
1,252	3,636	6,25	1,75						
0,000	0,000	8,25	4,00						
0,626	3,560	6,25	1,75						
0,000	1,450	8,00	3,50						
1,252	3,636	6,25	1,75						
0,000	3,469	6,25	1,50						
0,000	4,125	6,25	1,50						
0,817	2,483	5,50	1,00						
0,760	5,320	4,50	1,00						
0,000	3,469	6,25	1,50						
0,730	4,813	4,50	1,00						
0,000	4,875	6,25	1,75						
0,000	3,625	5,25	1,00						
0,000	3,625	5,25	1,00						
0,000	3,585	6,25	1,50						
0,000	4,500	6,25	1,75						
0,000	3,625	5,25	1,00						
0,000	4,125	6,25	1,50						
0,000	3,464	5,25	1,00						
0,000	3,625	5,25	1,00						
0,000	3,625	5,25	1,00						
0,000	1,450	8,00	3,50						
1,411	3,660	6,25	1,75						
0,120	0,375	2,50	2,25						
0,000	3,469	6,25	1,50						
0,000	0,000	8,25	2,25						
0,000	3,246	6,25	1,50						
0,000	0,900	8,00	4,00						
1,252	3,636	6,25	1,75						
0,817	2,483	5,50	1,00						
0,300	1,400	8,00	3,50						

A/O 2003-02

Résultats de l'analyse des soumissions - étape 2 - CLASSEMENT ALÉATOIRE

Nom du soumissionnaire	Nom du projet et année de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Coût de l'électricité	Contenu régional	Contenu québécois	Expérience pertinente	Solidité financière	Faisabilité du projet	Total						
			/35	/30	/15	/10	/5	/5	/100						
Cartier Wind Energy	Les Méchins 2009	150,0	29,78	0,000	3,231	6,25	2,50	1,50							
				0,000	4,125	6,25		1,75							
				0,000	4,125	6,25		1,50							
				0,000	3,625	5,25		1,00							
				1,411	3,660	6,25		1,75							
				0,000	3,750	6,25		1,50							
				0,000	3,525	6,25		1,75							
				0,000	3,934	6,25		1,75							
				0,000	3,246	6,25		1,50							
				0,000	3,625	5,25		1,00							
				0,817	2,483	5,50		1,00							
				0,000	4,125	6,25		1,50							
				0,817	2,483	5,50		1,00							
				0,000	4,125	6,25		1,50							
				0,000	1,450	8,00		3,50							
Cartier Wind Energy	Anse-à-Valleau 2006	100,5	28,61	0,000	0,000	8,25	2,50	2,25							
				0,000	4,125	6,25		1,50							
				0,000	4,125	6,25		1,75							
				0,000	3,934	6,25		1,75							
				0,000	3,750	6,25		1,50							
				0,000	3,625	5,25		1,00							
				0,540	4,380	4,50		1,00							
				0,000	3,246	6,25		1,50							
				0,000	4,125	6,25		1,50							
				0,000	3,625	5,25		1,00							
				1,235	3,666	6,25		1,75							
				0,000	0,000	8,25		4,00							
				0,760	5,320	4,50		1,00							
				0,000	1,450	8,00		3,50							
				0,000	0,000	8,25		4,25							
Cartier Wind Energy	Carleton 2008	109,5	29,40	1,129	4,264	6,25	2,50	1,75							
				0,000	3,625	5,25		1,00							
				0,000	0,000	8,25		4,00							
				0,000	1,386	8,00		3,50							
				0,000	0,000	8,25		2,25							
				0,000	3,625	5,25		1,00							
				1,000	4,350	6,25		1,75							
				0,000	4,125	6,25		1,50							
				0,000	3,464	5,25		1,00							
				0,000	0,000	8,25		4,25							
				0,000	3,625	5,25		1,00							
				Cartier Wind Energy	Gros-Morne phase 1 - 2011	100,5		27,78		0,000	0,000	8,25	2,50	2,25	
										0,000	0,000	8,25		3,75	
										0,540	4,380	4,50		1,00	
										1,235	3,666	6,25		1,75	
0,000	4,500	6,25	1,75												
0,000	0,000	8,25	2,25												

Note 1 : L'ordonnement des offres a fait l'objet d'un ordre de classement aléatoire.

Note 2 : Le pointage total le plus faible obtenu est de 26,93.
Le pointage total le plus élevé obtenu est de 49,21.

ANNEXE TECHNIQUE #3

COMBINAISONS ANALYSÉES À L'ÉTAPE 3

COMBINAISONS ANALYSÉES À L'ÉTAPE 3

# de la combinaison	Indice de prix
C-1	100
C-2	100,1
C-3	101,8
C-4	101,9
C-5	102,0
C-6	102,1
C-7	102,7
C-8	103,0