

**Tableau 5**  
**Entente d'intégration éolienne**  
**Suivi de l'énergie livrée**

|                   | Énergie livrée<br>parcs éoliens<br>(MWh) | Énergie livrée<br>par HQP (FU 35%)<br>(MWh) | Écart<br>(MWh) | Énergie livrée<br>parcs éoliens<br>F. U. |
|-------------------|--|---|----------------|--|
| 2008-01           | 166346                                   | 160451                                      | 5895           | 36,3%                                    |
| 2008-02           | 102927                                   | 160524                                      | -57597         | 22,4%                                    |
| 2008-03           | 104603                                   | 162288                                      | -57685         | 22,6%                                    |
| 2008-04           | 231128                                   | 199154                                      | 31974          | 40,6%                                    |
| <b>TOTAL 2008</b> | <b>605004</b>                            | <b>682417</b>                               | <b>-77413</b>  | <b>31,0%</b>                             |
| 2009-01           | 276693                                   | 241430                                      | 35263          | 40,1%                                    |
| 2009-02           | 221570                                   | 244226                                      | -22656         | 31,8%                                    |
| 2009-03           | 167078                                   | 246910                                      | -79832         | 23,7%                                    |
| 2009-04           | 280420                                   | 292003                                      | -11583         | 33,6%                                    |
| <b>TOTAL 2009</b> | <b>945761</b>                            | <b>1024569</b>                              | <b>-78808</b>  | <b>32,3%</b>                             |
| 2010-01           | 332638                                   | 337776                                      | -5138          | 34,5%                                    |
| 2010-02           | 247544                                   | 341687                                      | -94143         | 25,4%                                    |
| 2010-03           | 230396                                   | 345442                                      | -115046        | 23,3%                                    |
| 2010-04           | 387053                                   | 345598                                      | 41455          | 39,2%                                    |
| <b>TOTAL 2010</b> | <b>1197631</b>                           | <b>1370503</b>                              | <b>-172872</b> | <b>30,6%</b>                             |
| 2011-01           | 370712                                   | 337776                                      | 32936          | 38,4%                                    |
| 2011-02           | 269452                                   | 341687                                      | -72235         | 27,6%                                    |
| 2011-03           | 231073                                   | 357260                                      | -126187        | 22,6%                                    |
| 2011-04           | 464731                                   | 469340                                      | -4609          | 34,7%                                    |
| <b>TOTAL 2011</b> | <b>1335968</b>                           | <b>1506063</b>                              | <b>-170095</b> | <b>31,0%</b>                             |
| 2012-01           | 574781                                   | 544458                                      | 30323          | 36,9%                                    |
| 2012-02           | 479360                                   | 645994                                      | -166634        | 26,0%                                    |
| 2012-03           |  |   | 0              |  |
| 2012-04           |  |   | 0              |  |
| <b>TOTAL 2012</b> | <b>1054141</b>                           | <b>1190452</b>                              | <b>-136311</b> | <b>31,0%</b>                             |
| <b>TOTAL</b>      | <b>5138505</b>                           | <b>5774004</b>                              | <b>-635499</b> | <b>31,1%</b>                             |

Sources:

[www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2006-027.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html)

|                      |
|----------------------|
| Régie de l'énergie   |
| DOSSIER: R-3814-2012 |
| DÉPOSÉE EN AUDIENCE  |
| Date: 17 DEC. 2012   |
| Pièces n°: C-AQCIÉ-  |
| CIFQ-0012            |

**2.3 Énergie livrée**

1 Durant la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2011, les parcs éoliens ont produit  
 2 170 094 MWh de moins que le Producteur n'en avait livrés en vertu de l'Entente. Le  
 3 coût de l'énergie pour combler la différence entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et  
 4 celle livrée par le Producteur est de 14 794 290 \$.

**2.4 Sommaire des coûts de l'Entente**

5 Comme le démontre le tableau suivant, le coût total de l'Entente pour l'année 2011 est  
 6 de 23 615 643 \$.

7 **TABLEAU 1**  
 8 **COÛT DE L'ENTENTE – 1<sup>ER</sup> JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2011**

|  | Trimestre 1 | Trimestre 2 | Trimestre 3 | Trimestre 4 | Total T1-T4 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Service d'équilibrage (art. 7.1)           |             |             |             |             |             |
| Coût des écarts de prévision (\$)          | 36 808      | 35 875      | 33 785      | 44 548      | 151 016     |
| Puissance complémentaire (art 7.2)         |             |             |             |             |             |
| Coût de la puissance garantie (\$)         | 1 974 086   | 1 974 086   | 2 043 128   | 2 679 037   | 8 670 337   |
| Énergie (art. 7.3)                         |             |             |             |             |             |
| Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh) | 370 712     | 269 452     | 231 073     | 464 731     | 1 335 969   |
| Énergie livrée par HQP (MWh)               | 337 776     | 341 687     | 357 260     | 469 340     | 1 506 063   |
| écart (MWh)                                | 32 937      | (72 235)    | (126 187)   | (4 609)     | (170 094)   |
| Coût de l'énergie (\$)                     | (2 864 728) | 6 282 797   | 10 975 367  | 400 854     | 14 794 290  |
| Coût total ( \$ )                          | (853 834)   | 8 292 758   | 13 052 280  | 3 124 439   | 23 615 643  |

9 Note: Pour 2011, la "quantité contributive" (associée à la puissance garantie, ligne 2 du tableau) est établie à 15 %.

1 (35 % - 15 %)\*(845 100 kW)\*(96/ 743) \* (90,093 \$/kW-an / 12) = 1 087 734,74 \$

2 • avril à septembre inclusivement : 1 268 959,90 \$ par mois

3 soit,

4 (35 % - 15 %) \* (845 100 kW) \* (90,093 \$/kW-an / 12) = 1 268 959,90 \$

5  
6 Pour les trois premiers trimestres de 2012, les coûts du service de puissance  
7 complémentaire ont totalisés 10 823 184 \$.

### 2.3 Énergie livrée

8 Durant la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 septembre 2012, les parcs éoliens ont produit  
9 345 894 MWh de moins que le Producteur n'en avait livrés en vertu de l'Entente. Le  
10 coût de l'énergie pour combler la différence entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et  
11 celle livrée par le Producteur est de 30 836 914 \$.

### 2.4 Sommaire des coûts de l'Entente

12 Comme le démontre le tableau suivant, le coût total de l'Entente pour les trois premiers  
13 trimestres de 2012 est de 41 844 546 \$.

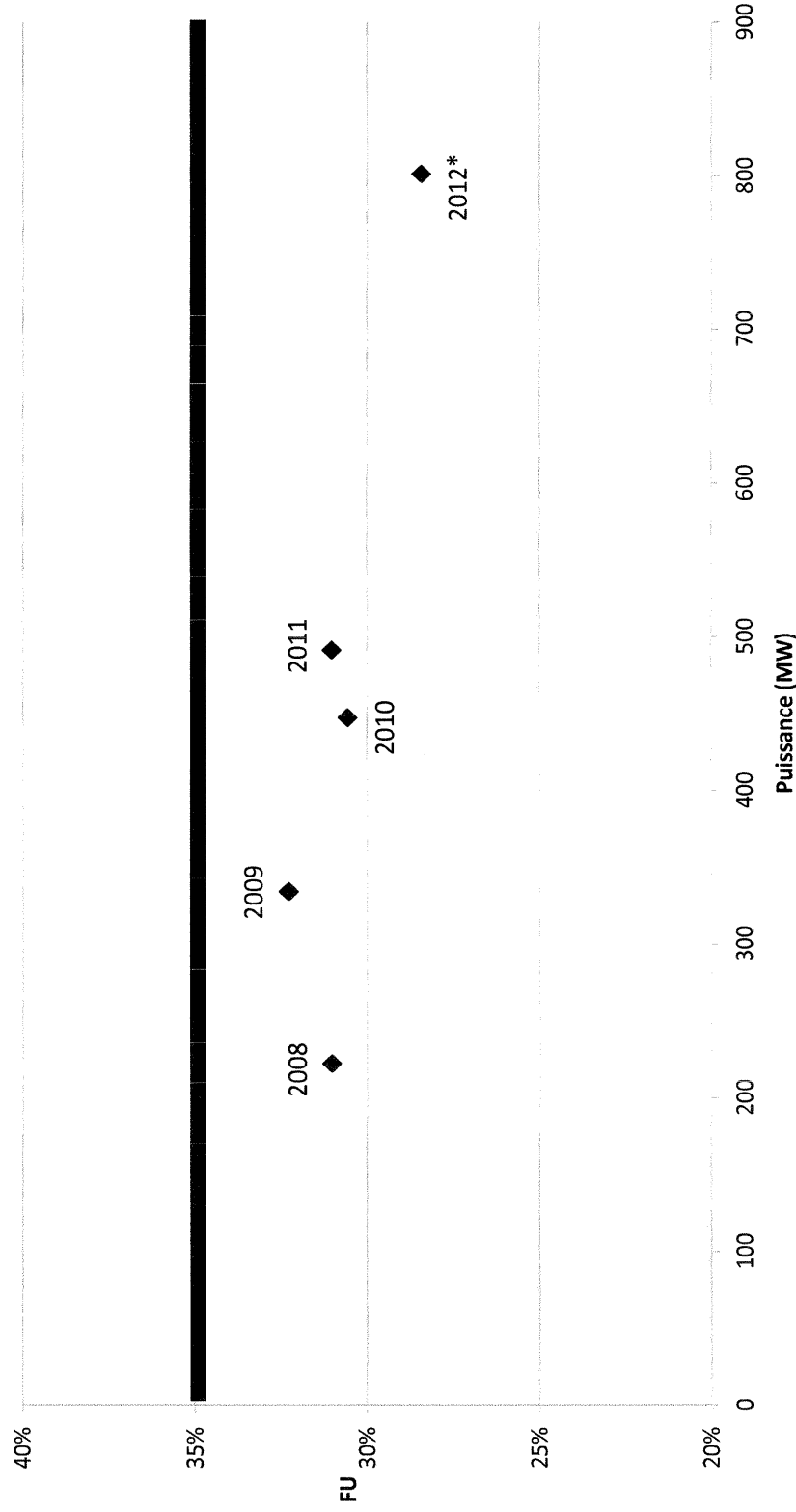
14 **TABLEAU 1**  
15 **COÛT DE L'ENTENTE – 1<sup>ER</sup> JANVIER AU 30 SEPTEMBRE 2012**

|  | Trimestre 1 | Trimestre 2 | Trimestre 3 | Total T1-T3 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Service d'équilibrage (art. 7.1)           |             |             |             |             |
| Coût des écarts de prévision (\$)          | 71 255      | 63 205      | 49 988      | 184 448     |
| Puissance complémentaire (art 7.2)         |             |             |             |             |
| Coût de la puissance garantie (\$)         | 3 209 425   | 3 806 880   | 3 806 880   | 10 823 184  |
| Énergie (art. 7.3)                         |             |             |             |             |
| Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh) | 574 781     | 479 360     | 443 512     | 1 497 652   |
| Énergie livrée par HQP (MWh)               | 544 458     | 645 994     | 653 093     | 1 843 546   |
| écart (MWh)                                | 30 322      | -166 635    | -209 581    | -345 894    |
| Coût de l'énergie (\$)                     | (2 703 281) | 14 855 721  | 18 684 473  | 30 836 914  |
| Coût total (\$)                            | 577 399     | 18 725 806  | 22 541 341  | 41 844 546  |

16 Note: Pour 2012, la "quantité contributive" (associée à la puissance garantie, ligne 2 du tableau) est établie à 15 %.

# Amélioration du FU avec ajout de nouveaux parcs éoliens?

Facteur d'utilisation vs. puissance installée



Source : Suivis D-2006-27 pour les années 2008-2012

\* Pour 2012, il s'agit des résultats des 3 premiers trimestres

(5)

|  | 2011             |              |              | 2012          |              |             | 2013         |                |             |
|--|------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|-------------|--------------|----------------|-------------|
|  | Année historique |              |              | Année de base |              |             | Année témoin |                |             |
|  | TWh              | M\$          | \$/MWh       | TWh           | M\$          | \$/MWh      | TWh          | M\$            | \$/MWh      |
| <b>LONG TERME</b>                                | <b>5,1</b>       | <b>513,2</b> | <b>100,4</b> | <b>7,2</b>    | <b>653,7</b> | <b>91,2</b> | <b>10,9</b>  | <b>992,8</b>   | <b>91,4</b> |
| TCE  | -                | -            | -            | -             | -            | -           | -            | -              | -           |
| HQP  | 3,3              | 233,2        | 70,9         | 3,9           | 238,8        | 61,8        | 4,4          | 271,2          | 61,3        |
| Base   | 2,4              | 165,8        | 69,5         | 3,8           | 207,4        | 54,6        | 3,9          | 215,9          | 56,0        |
| dont puissance garantie des rappels              |                  | 3,0          |              |               | 1,6          |             |              | 2,8            |             |
| Cyclable   | 0,9              | 67,4         | 74,4         | 0,1           | 31,4         | 500,4       | 0,6          | 55,3           | 97,5        |
| dont Transactions avec HQP                       | -1,8             | 19,1         |              |               |              |             |              |                |             |
| Intégration éolienne                             | 0,2              | 23,6         |              | 0,0           | 15,2         |             | -            | 31,9           |             |
| Kruger   | 0,1              | -            | -            | 0,1           | -            | -           | 0,1          | -              | -           |
| Tembec   | 0,0              | 4,1          | 91,2         | 0,1           | 5,1          | 92,8        | 0,1          | 6,2            | 92,9        |
| Biomasse II (A/O 2009-01)                        |                  |              |              | 0,0           | 3,8          | 113,1       | 0,4          | 47,1           | 114,8       |
| Saint-Nicéphore                                  |                  |              |              | 0,0           | 0,5          | 95,3        | 0,1          | 5,9            | 96,0        |
| Thurso   |                  |              |              | 0,0           | 1,5          | 122,6       | 0,2          | 19,3           | 123,9       |
| Ste-Cécile-de-Milton                             |                  |              |              | 0,0           | 0,1          | 116,7       | 0,0          | 1,3            | 119,9       |
| St-Thomas  |                  |              |              | 0,0           | 0,6          | 104,9       | 0,1          | 7,8            | 105,6       |
| St-Patrice-de-Beaurivage                         |                  |              |              | 0,0           | 0,4          | 126,0       | 0,0          | 4,7            | 128,7       |
| St-Félicien                                      |                  |              |              | 0,0           | 0,7          | 110,2       | 0,1          | 8,2            | 113,1       |
| Biomasse III (PAE 2011-01)                       |                  |              |              | 0,2           | 17,6         | 106,0       | 0,2          | 26,4           | 108,3       |
| FibreK   |                  |              |              | 0,2           | 17,6         | 106,0       | 0,2          | 25,2           | 108,1       |
| Autres projets <sup>1</sup>                      |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 1,3            | 112,7       |
| Éolien I (A/O 2003-02)                           | 1,4              | -            | -            | 2,2           | -            | -           | 2,5          | -              | -           |
| Baie-des-Sables <sup>2</sup>                     | 0,3              | -            | -            | 0,3           | -            | -           | 0,3          | -              | -           |
| L'Anse-à-Valleau <sup>2</sup>                    | 0,3              | -            | -            | 0,3           | -            | -           | 0,3          | -              | -           |
| Cartelon <sup>2</sup>                            | 0,3              | -            | -            | 0,3           | -            | -           | 0,3          | -              | -           |
| St-Ulric <sup>2</sup>                            | 0,3              | 18,9         | 59,4         | 0,4           | 23,5         | 59,6        | 0,4          | 24,4           | 61,4        |
| Mont-Louis <sup>2</sup>                          | 0,1              | 5,7          | 50,0         | 0,3           | 18,0         | 56,7        | 0,3          | 17,8           | 57,9        |
| Montagne Sèche                                   | 0,0              | -            | -            | 0,2           | -            | -           | 0,2          | -              | -           |
| Gros-Morne (phase 1)                             | 0,0              | -            | -            | 0,3           | -            | -           | 0,3          | -              | -           |
| Gros-Morne (phase 2)                             | 0,0              | -            | -            | 0,0           | -            | -           | 0,3          | -              | -           |
| Éolien II (A/O 2005-03)                          | -0,6             | -            | -            | 0,6           | 50,6         | 88,2        | 2,8          | 272,0          | 97,3        |
| Le Plateau                                       | -0,2             | -            | -            | 0,3           | 33,3         | 97,0        | 0,4          | 45,2           | 106,3       |
| de l'Érable                                      | -0,2             | -            | -            | 0,0           | 1,6          | 62,5        | 0,3          | 40,7           | 132,6       |
| des Moulins                                      | -0,3             | -            | -            |               | -2,9         |             | 0,3          | 25,1           | 89,6        |
| Montérégie                                       |                  |              |              | 0,0           | 2,8          | 101,4       | 0,3          | 31,1           | 101,5       |
| New Richmond                                     |                  |              |              | 0,0           | 2,1          | 118,5       | 0,2          | 24,2           | 119,5       |
| Témiscouata II (St-Valentin)                     |                  |              |              |               |              |             |              | -1,0           |             |
| St-Robert-Bellarmin                              |                  |              |              | 0,1           | 7,0          | 84,7        | 0,2          | 22,4           | 91,4        |
| Lac Alfred (phase 1)                             |                  |              |              | 0,0           | 3,4          | 81,9        | 0,5          | 37,7           | 82,0        |
| Lac Alfred (phase 2)                             |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 3,3            | 83,9        |
| Massif du Sud                                    |                  |              |              | 0,0           | 3,3          | 80,4        | 0,5          | 37,0           | 80,4        |
| Seigneurie de Beaupré 2                          |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 3,7            | 106,9       |
| Seigneurie de Beaupré 3                          |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 4,1            | 111,9       |
| Seigneurie de Beaupré 4                          |                  |              |              |               |              |             |              | -1,4           |             |
| Éolien III (A/O 2009-02)                         |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 2,3            | 123,4       |
| St-Damase  |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 0,8            | 123,4       |
| Viger-Denonville                                 |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 0,8            | 123,4       |
| Le Plateau 2                                     |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 0,7            | 123,4       |
| Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01) | 0,1              | 6,7          | 76,08        | 0,1           | 10,1         | 78,8        | 0,3          | 20,5           | 80,8        |
| Franquelin                                       | 0,0              | 1,6          | 76,6         | 0,0           | 3,7          | 78,8        | 0,0          | 3,3            | 80,8        |
| Pont-Arnaud                                      | 0,0              | 3,0          | 75,7         | 0,0           | 2,4          | 78,8        | 0,0          | 3,6            | 80,8        |
| Chute-Gameau                                     | 0,0              | 2,1          | 76,3         | 0,0           | 3,7          | 78,8        | 0,0          | 2,2            | 80,8        |
| St-Gabriel                                       |                  |              |              | 0,0           | 0,3          | 78,8        | 0,0          | 1,9            | 80,8        |
| Sheldrake  |                  |              |              |               |              |             | 0,1          | 5,3            | 80,8        |
| Chute Rivière Mistassini                         |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 0,6            | 80,8        |
| Val Jalbert                                      |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 3,2            | 80,8        |
| St-Joachim                                       |                  |              |              |               |              |             | 0,0          | 0,6            | 80,8        |
| <b>COURT TERME</b>                               | <b>0,3</b>       | <b>27,2</b>  | <b>s.o.</b>  | <b>0,2</b>    | <b>14,5</b>  | <b>s.o.</b> | <b>0,7</b>   | <b>43,2</b>    | <b>s.o.</b> |
| Achats d'énergie <sup>3</sup>                    | 0,6              | 31,4         | 50,2         | 0,2           | 7,0          | 37,0        | 0,7          | 32,3           | 46,5        |
| Reventes d'énergie                               | -0,3             | -10,1        | 30,0         | -             | -            | -           | -            | -              | -           |
| Achats de puissance                              | s.o.             | 5,8          | s.o.         | s.o.          | 7,5          | s.o.        | s.o.         | 10,9           | s.o.        |
| <b>SERVICE DE TRANSPORT</b>                      |                  | <b>0,5</b>   |              |               |              |             |              |                |             |
| <b>TOTAL</b>                                     | <b>5,4</b>       | <b>540,9</b> | <b>100,1</b> | <b>7,4</b>    | <b>668,2</b> | <b>90,8</b> | <b>11,6</b>  | <b>1 036,0</b> | <b>89,7</b> |

(1) Incluant les frais de raccordement.

(2) Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.

(3) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

|  | 2010             |              |              | 2011          |              |              | 2012         |              |              |
|--|------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|  | Année historique |              |              | Année de base |              |              | Année témoin |              |              |
|  | TWh              | M\$          | \$/MWh       | TWh           | M\$          | \$/MWh       | TWh          | M\$          | \$/MWh       |
| <b>LONG TERME</b>                                | <b>3,5</b>       | <b>381,9</b> | <b>108,5</b> | <b>5,0</b>    | <b>506,4</b> | <b>101,6</b> | <b>6,3</b>   | <b>638,7</b> | <b>101,4</b> |
| TCE <sup>1</sup>                                 | -                |              |              | -             |              |              | -            |              |              |
| HQP  | 2,1              | 153,1        | 73,5         | 3,1           | 226,4        | 72,8         | 2,9          | 220,9        | 77,1         |
| Base   | 1,1              | 72,4         | 67,0         | 2,2           | 155,8        | 70,9         | 1,9          | 144,4        | 75,6         |
| <i>dont puissance garantie des rappels</i>       |                  |              |              |               | 3,0          |              |              | 3,4          |              |
| Cyclable   | 0,8              | 58,2         | 70,0         | 1,0           | 70,6         | 73,6         | 1,0          | 71,8         | 75,1         |
| <i>dont Transactions avec HQP</i>                | -1,8             | 0,0          |              | -1,9          | 18,2         |              | -2,1         | 17,3         |              |
| Intégration éolienne                             | 0,2              | 22,5         |              | 0,0           | 5,2          |              |              |              |              |
| Entente globale de modulation                    |                  |              |              |               |              |              |              | 4,6          |              |
| Bowater  | 0,0              | 1,9          | 56,7         |               |              |              |              |              |              |
| Kruger   | 0,1              |              |              | 0,1           |              |              | 0,1          |              |              |
| Tembec   | 0,1              | 5,3          | 92,2         | 0,1           | 6,0          | 91,9         | 0,1          | 6,2          | 92,4         |
| Biomasse II (A/O 2009-01)                        |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 3,9          | 113,3        |
| Saint-Nicéphore                                  |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 0,5          | 95,3         |
| Thurso   |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 1,6          | 122,6        |
| Ste-Cécile-de-Milton                             |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 0,1          | 116,7        |
| St-Thomas  |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 0,7          | 104,9        |
| St Patrice-de-Beauvage                           |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 0,4          | 126,0        |
| St-Félicien                                      |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 0,7          | 110,2        |
| Éolien I (A/O 2003-02)                           | 1,2              |              |              | 1,6           |              |              | 2,3          |              |              |
| Bale-des-Sables <sup>2</sup>                     | 0,3              |              |              | 0,3           |              |              | 0,3          |              |              |
| L'Anse-à-Valleau <sup>2</sup>                    | 0,3              |              |              | 0,3           |              |              | 0,3          |              |              |
| Carleton <sup>2</sup>                            | 0,3              |              |              | 0,4           |              |              | 0,4          |              |              |
| St-Ulric <sup>2</sup>                            | 0,3              | 17,5         | 58,1         | 0,4           | 23,8         | 59,1         | 0,5          | 28,8         | 60,8         |
| Les Méchins                                      |                  |              |              |               |              |              |              |              |              |
| Mont-Louis <sup>2</sup>                          |                  |              |              | 0,1           | 5,2          | 56,6         | 0,3          | 18,3         | 57,5         |
| Montagne Sèche                                   |                  |              |              | 0,0           |              |              | 0,2          |              |              |
| Gros-Morne (phase 1)                             |                  |              |              | 0,0           |              |              | 0,3          |              |              |
| Gros-Morne (phase 2)                             |                  |              |              |               |              |              | 0,0          |              |              |
| Éolien II (A/O 2005-03)                          |                  |              |              | 0,0           | 3,4          | 93,6         | 0,8          | 71,8         | 95,7         |
| Le Plateau                                       |                  |              |              | 0,0           | 3,8          | 105,7        | 0,4          | 46,3         | 105,7        |
| de l'Érable                                      |                  |              |              | -             | -0,3         |              | 0,0          | 1,7          | 64,3         |
| des Moulins                                      |                  |              |              | -             | -0,2         |              | -            | -2,9         |              |
| Montérégie                                       |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 2,8          | 104,3        |
| New Richmond                                     |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 2,1          | 118,6        |
| St-Valentin                                      |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 1,6          | 121,4        |
| St-Robert-Bellarmin                              |                  |              |              |               |              |              | 0,1          | 13,2         | 89,3         |
| Lac Alfred (phase 1)                             |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 3,5          | 87,0         |
| Massif du Sud (phase 1)                          |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 3,4          | 85,4         |
| Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01) | 0,0              | 0,2          | 50,35        | 0,1           | 6,6          | 76,0         | 0,1          | 9,3          | 79,8         |
| Franquelin                                       | 0,0              | 0,2          | 50,4         | 0,0           | 3,1          | 76,9         | 0,0          | 3,2          | 78,8         |
| Pont-Arnaud                                      |                  |              |              | 0,0           | 1,8          | 74,5         | 0,0          | 3,5          | 78,8         |
| Chute-Garneau                                    |                  |              |              | 0,0           | 1,7          | 76,1         | 0,0          | 2,1          | 78,8         |
| Moulin des Pères <sup>3</sup>                    |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 0,1          | 99,8         |
| St-Gabriel <sup>3</sup>                          |                  |              |              |               |              |              | 0,0          | 0,5          | 99,8         |
| <b>COURT TERME</b>                               | <b>-0,4</b>      | <b>3,9</b>   | <b>s.o.</b>  | <b>0,3</b>    | <b>26,9</b>  | <b>s.o.</b>  | <b>0,2</b>   | <b>20,4</b>  | <b>s.o.</b>  |
| Achats d'énergie <sup>4</sup>                    | 0,7              | 47,3         | 65,0         | 0,6           | 30,5         | 49,7         | 0,4          | 19,0         | 52,5         |
| Reventes d'énergie                               | -1,1             | -50,7        | 44,9         | -0,3          | -9,2         | 29,4         | -0,2         | -6,3         | 31,8         |
| Achats de puissance                              | s.o.             | 7,3          |              | s.o.          | 5,5          |              | s.o.         | 7,7          |              |
| <b>GAIN ANTICIPÉ RELATIF À L'EGM</b>             |                  |              |              |               |              |              | <b>s.o.</b>  | <b>-4,2</b>  | <b>s.o.</b>  |
| <b>SERVICE DE TRANSPORT</b>                      |                  | <b>0,1</b>   |              |               | <b>-</b>     |              |              | <b>-</b>     |              |
| <b>TOTAL</b>                                     | <b>3,1</b>       | <b>385,8</b> | <b>123,8</b> | <b>5,3</b>    | <b>533,2</b> | <b>100,9</b> | <b>6,5</b>   | <b>654,9</b> | <b>101,3</b> |

(1) L'écart entre le coût associé au contrat de TCE pour 2010 et celui présenté dans le Rapport annuel 2010 s'explique par des gains et pertes sur les instruments financiers.  
 (2) Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.  
 (3) Incluant les frais de raccordement.  
 (4) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

## 5. CONCLUSION

La Régie juge l'Entente acceptable, malgré certaines réserves exprimées dans la présente décision. Elle est d'avis qu'il est d'intérêt public de l'approuver pour répondre au besoin d'un service d'équilibrage permettant d'intégrer la production d'énergie éolienne qui proviendra des parcs sélectionnés lors de l'appel d'offres A/O 2003-02. Lorsqu'elle aura reçu les résultats des études que le Distributeur prévoit effectuer, et tenant compte de la décision qu'elle rendra éventuellement sur le Plan 2008-2017, la Régie sera alors en mesure de se prononcer sur l'option choisie par le Distributeur concernant le renouvellement ou non de l'Entente.

**CONSIDÉRANT** la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>30</sup>, notamment l'article 74.2;

**CONSIDÉRANT** le *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie*<sup>31</sup>;

### La Régie de l'énergie :

**APPROUVE** l'Entente, mais **ORDONNE** au Distributeur de soumettre à l'approbation préalable de la Régie l'option qu'il aura choisie en ce qui concerne le renouvellement ou non de l'Entente, et ce, en temps utile pour en permettre l'examen approprié par la Régie avant la fin de la quatrième année de l'Entente;

**ORDONNE** au Distributeur de déposer à la Régie, comme suivi périodique de l'Entente, les informations décrites à la section 7 de la pièce HQD-2, document 1, selon l'échéancier qui y est présenté.

Gilles Boulianne  
Régisseur

<sup>30</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>31</sup> Décret 1354-2002, (2002) 134 G.O.Q. II, 8151.

d'électricité, la Régie demande au Distributeur de définir clairement les exigences techniques s'appliquant aux centrales de faible capacité. Pour s'assurer d'un traitement équitable, le Distributeur devra veiller à ce que ces centrales soient raccordées au réseau de distribution ou de transport au plus bas coût possible, en tenant compte de la nature, de l'emplacement et de la capacité de la centrale.

#### 4. INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

##### 4.1 ENTENTES D'INTÉGRATION ÉOLIENNE

Dans la décision D-2005-178 relative au plan d'approvisionnement 2005-2014, la Régie annonçait qu'elle réévaluerait le besoin d'un service d'équilibrage éolien dans le plan d'approvisionnement 2008-2017. Elle encourageait la poursuite d'études sur la quantité de puissance éolienne qui pourrait, sans service d'équilibrage, être incluse au bilan du Distributeur. Elle avait demandé au Distributeur de produire les résultats d'une analyse sur la nécessité d'obtenir des livraisons uniformes tout au long de l'année ainsi que sur l'opportunité d'adapter le service d'équilibrage pour qu'il réponde aussi à des besoins cyclables<sup>124</sup>.

Dans sa décision D-2006-27, la Régie approuvait l'entente d'intégration éolienne. Elle indiquait qu'elle serait en mesure de se prononcer sur l'option choisie par le Distributeur concernant le renouvellement ou non de l'entente lorsqu'elle aurait reçu les résultats des études que le Distributeur prévoyait effectuer et en tenant compte de la décision qu'elle rendrait éventuellement sur le plan d'approvisionnement 2008-2017<sup>125</sup>.

C'est dans le cadre d'un plan d'approvisionnement que sont examinées les caractéristiques des contrats que le Distributeur entend conclure<sup>126</sup>. La Régie expose donc ci-après les éléments à prendre en considération lors du renouvellement, le cas échéant, de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur pour le premier bloc de 990 MW et lors de l'élaboration d'une éventuelle entente pour le second bloc de 2 000 MW.

<sup>124</sup> Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 26.

<sup>125</sup> Décision D-2006-27, dossier R-3573-2005, page 12.

<sup>126</sup> L.R.Q., c. R-6.01, article 72; (2001) 133 G.O. II, 6038.



La Régie conclut, sur la base des informations disponibles à ce jour, qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise.

#### **4.1.3 PUISSANCE COMPLÉMENTAIRE**

La puissance complémentaire prévue à l'entente d'intégration éolienne actuelle est évaluée sur une base annuelle à 80 \$/kW-an, indexé de 2 % par année à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007. Ainsi, le coût de la puissance complémentaire est de 83,23 \$/kW-an ou 6,94 \$/kW-mois en 2008.

La Régie est d'avis que ce coût est élevé comparativement aux coûts d'autres sources d'approvisionnement en puissance comparables<sup>132</sup> requises pour combler des besoins en hiver. Elle constate justement que la puissance complémentaire dont le Distributeur a besoin est principalement requise en hiver.

#### **4.1.4 ADAPTATION DU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE AUX BESOINS DE NATURE CYCLABLE**

Le Distributeur considère qu'il n'est pas opportun d'adapter le service d'équilibrage pour qu'il réponde aussi à des besoins cyclables. La Régie accepte cette conclusion puisque le contrat cyclable de 250 MW que le Distributeur a conclu avec le Producteur a été utilisé presque exclusivement en base à ce jour<sup>133</sup>.

#### **4.1.5 CONCLUSION**

Concernant le renouvellement ou non de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur pour le premier bloc de 990 MW et le besoin ou non d'une deuxième entente pour le second bloc de 2 000 MW, la Régie note que même, en l'absence de telles ententes, l'acquisition de certains services complémentaires serait tout de même requise pour la gestion du réseau<sup>134</sup>. Si une entente d'intégration éolienne était nécessaire, celle actuellement en vigueur ne devrait pas, selon la Régie, être renouvelée aux mêmes termes et conditions. Elle devrait être renégociée sur de nouvelles bases en tenant compte des commentaires émis plus haut par la Régie.

Le Distributeur indique qu'il complètera les études d'impacts sur les réserves d'exploitation et sur les provisions pour aléas à la fin de 2008 pour le premier bloc d'énergie éolienne et

---

<sup>132</sup> Dossiers R-3603-2006 et R-3678-2008.

<sup>133</sup> Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 58.

<sup>134</sup> Pièce A-26-7, page 43.

### *Stratégie 4 – Fournir les services d'équilibrage et de puissance complémentaire nécessaires pour l'intégration des nouveaux approvisionnements éoliens.*

Le développement du potentiel hydroélectrique du Québec garantit la puissance et la flexibilité du réseau nécessaires à l'intégration de l'énergie éolienne. En effet, Hydro-Québec Production offre des services d'équilibrage et de puissance complémentaire à Hydro-Québec Distribution pour compenser la variabilité du vent.

À cette fin, les deux divisions ont signé une entente d'intégration qui a reçu l'aval de la Régie de l'énergie en février 2006. Dans le cadre de cette entente, en vigueur jusqu'en 2011, Hydro-Québec Production comble les écarts des approvisionnements éoliens qu'Hydro-Québec Distribution a souscrits par suite de son premier appel d'offres (990 MW) et garantit une puissance complémentaire équivalant à 35 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale, à un coût global de 0,5 ¢/kWh. Au terme de l'entente, les parties en concluront une nouvelle qui couvrira les besoins associés à tous les approvisionnements éoliens d'Hydro-Québec Distribution, établis en fonction des données de production réelles des parcs en service. Selon l'hypothèse actuelle, Hydro-Québec Production s'attend à fournir une puissance complémentaire d'un peu plus de 500 MW durant l'hiver 2015-2016.

### *Stratégie 5 – Optimiser le coût des futurs projets.*

Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Équipement explorent de nouvelles pistes pour optimiser le coût des projets de développement<sup>12</sup>, notamment en ce qui concerne les méthodes de construction et les approvisionnements en biens et en services.

Sur le chantier de l'Eastmain-1-A, par exemple, la construction d'une partie importante du bâtiment et du pont aval de la centrale se fait à partir d'éléments préfabriqués. Réalisés en usine, ces éléments sont ensuite transportés sur le site pour y être assemblés. Cela permet d'accélérer des travaux se trouvant sur le chemin critique du projet.

La division prévoit faire de même dans le cadre du projet de la Romaine, où d'autres innovations seront aussi mises à l'essai pour réduire le délai de réalisation des travaux dans la centrale de même que les besoins globaux en main-d'œuvre pour les activités de bétonnage.

12. Près des deux tiers des charges d'Hydro-Québec Production correspondent aux coûts de financement et à l'amortissement ainsi qu'aux taxes et aux redevances.

INTRODUCTION

Le présent appel de qualification d'Hydro-Québec Distribution vise la présélection d'intéressés à soumissionner en vue de participer à un appel d'offres pour l'acquisition d'un service d'intégration éolienne (« Appel d'offres »), service similaire à celui actuellement en place et approuvé par la Régie de l'énergie (la « Régie ») dans le cadre du dossier R-3573-2005. Les contrats conclus au terme de l'Appel d'offres devront être approuvés par la Régie de l'énergie.

Le service d'intégration éolienne pourra être rendu par plus d'un fournisseur. Chacun des fournisseurs retenus au terme d'un processus d'appel d'offres aura la responsabilité de l'équilibrage éolien et de la fourniture de la puissance complémentaire associée à une portion de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution.

Le présent appel de qualification est assujéti au *Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres* approuvés par la Régie et qui peut être consulté sur le site Web d'Hydro-Québec Distribution à l'adresse suivante :

[www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois)

L'appel de qualification est ouvert à tout intéressé à soumissionner qui satisfait aux exigences décrites au présent document.

Hydro-Québec Distribution a mandaté la firme Raymond Chabot Grant Thornton & Cie pour agir à titre de Représentant officiel (le « Représentant officiel »). Les coordonnées du Représentant officiel sont présentées à l'article 3.2. Hydro-Québec Distribution retient aussi les services d'Hydro-Québec TransÉnergie (le « Transporteur »), afin de s'assurer du respect des obligations en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec.

Compte tenu de la nature exceptionnelle des services demandés, Hydro-Québec Distribution procède à un appel de qualification avant de lancer l'Appel d'offres et requiert d'abord des intéressés à soumissionner qu'ils soumettent un dossier de qualification. Seuls les intéressés à soumissionner ayant répondu aux exigences minimales décrites au présent document d'appel de qualification seront invités à soumettre une soumission dans le cadre d'un Appel d'offres.

Le chapitre 1 traite des besoins et des exigences, le chapitre 2 décrit le processus de sélection et le chapitre 3 fournit les instructions aux intéressés à soumissionner.

L'adéquation des quantités fournies et absorbées par le fournisseur du service d'intégration éolienne est assurée et mesurée aux 5 minutes.

Chacun des soumissionnaires retenus au terme de l'Appel d'offres, sera appelé à fournir une portion de ces besoins totaux décrits ci-haut. La portion qui sera octroyée à un soumissionnaire retenu correspondra à la *quantité contractuelle* qu'il aura proposée dans sa soumission et sera reproduite dans le Contrat qu'il devra conclure avec Hydro-Québec Distribution.

Un soumissionnaire pourra soit proposer une *quantité contractuelle* fixe pour la durée du contrat de services d'intégration éolienne à intervenir, assujettie à un minimum de 20 MW, ou soit offrir à Hydro-Québec Distribution l'option de modifier les *quantités contractuelles* en fonction des mises en service commerciales des parcs éoliens, sous réserve d'une quantité maximale qu'il déterminera. Hydro-Québec Distribution verra à combler la croissance de ses besoins avec les soumissions qui lui offriront cette flexibilité.

## 1.2 Origine de la production

Les services d'intégration éolienne doivent provenir d'une unité de production située au Québec, raccordée de manière synchrone au réseau de transport intégré<sup>1</sup> d'Hydro-Québec et à l'intérieur de la zone d'équilibrage du Transporteur.

L'intéressé à soumissionner doit s'assurer que l'unité de production ou le parc de production qu'il propose respecte les lois, règlements, et normes applicables au Québec incluant les exigences découlant de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2).

L'intéressé à soumissionner doit aussi se conformer aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec et respecter les normes de fiabilité en vigueur au Québec.

## 1.3 Description générale des paramètres contractuels

Hydro-Québec Distribution inclura au document d'Appel d'offres une copie du Contrat-type de service d'intégration éolienne (**Contrat-type**). Les conditions générales de la fourniture du service d'intégration éolienne se décrivent comme suit :

Le **Contrat** à intervenir est rédigé en français seulement et il est interprété et régi selon les lois qui s'appliquent au Québec. Toute poursuite judiciaire y afférente doit être intentée dans le district judiciaire de Montréal.

### 1.3.1 Durée des Contrats et début des services

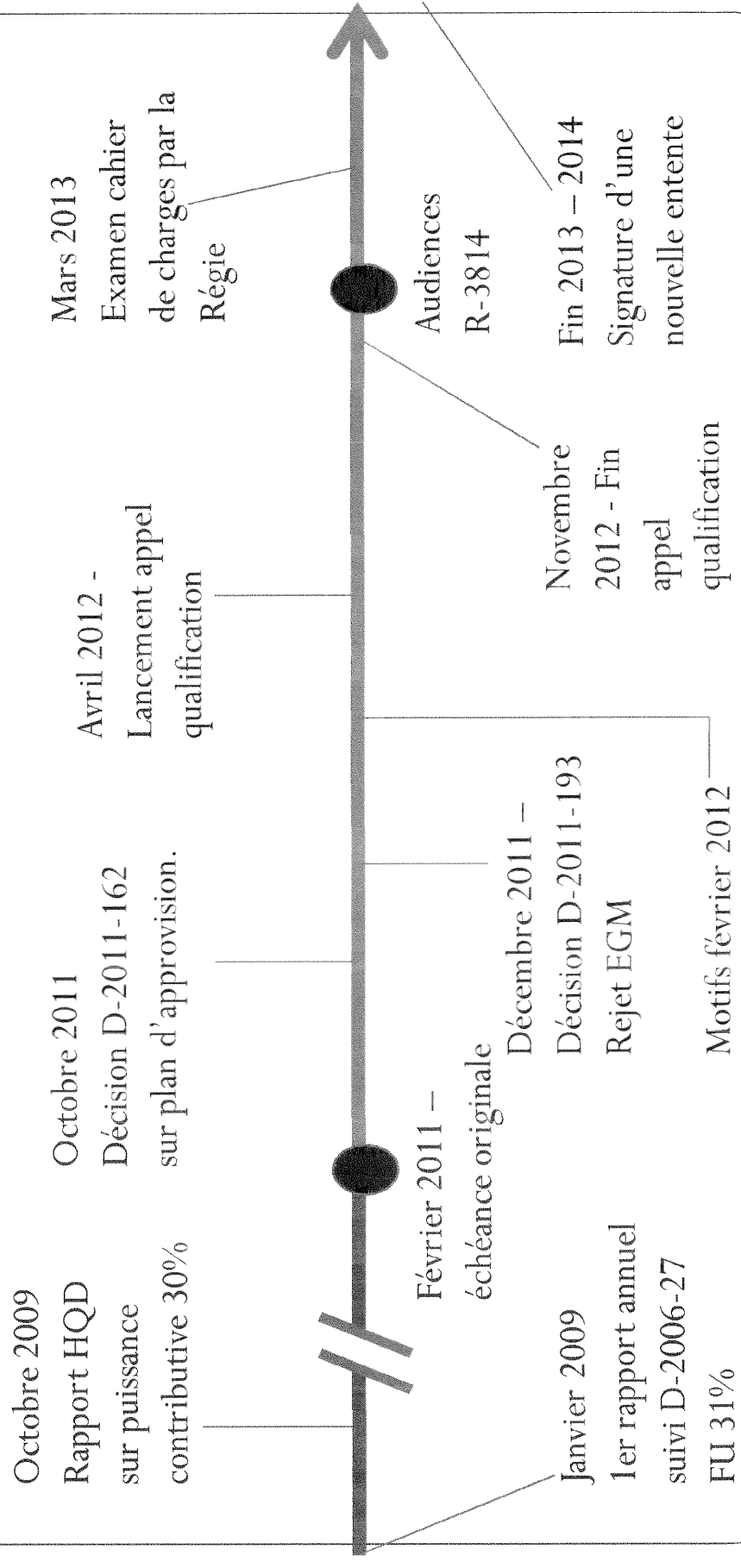
Le Contrat aura une durée de 5 ans et débutera à la date de son approbation par la Régie.

---

<sup>1</sup> Le réseau intégré d'Hydro-Québec exclut le réseau des Iles-de-la-Madeleine et les autres réseaux autonomes.

# Que s'est-il passé depuis 2008?

- Durée entente originale : février 2006 à février 2011
- Reconnue *sine die* (2013? 2014?)



## 2. POSITION DU DISTRIBUTEUR

[8] Le Distributeur demande de prolonger l'Entente jusqu'au 31 décembre 2011, car celle-ci arrive à échéance le 9 février 2011.

[9] Le Distributeur indique qu'il visait le remplacement de cette entente dès le début de l'année 2011, conformément à ce qu'il avait annoncé dans l'État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

[10] Il mentionne cependant que ses discussions avec le Producteur ont permis d'explorer de nouvelles avenues qui lui permettraient d'assurer un meilleur appariement entre l'offre et la demande et que ces avenues peuvent comporter des impacts importants qu'il convient d'évaluer correctement, tant sur les activités du Distributeur que sur celles du Producteur. Ainsi, compte tenu des enjeux qui en découlent et des délais avant l'application d'une nouvelle entente, le Distributeur et le Producteur ont convenu de prolonger temporairement les dispositions de l'entente d'intégration actuelle pour le reste de l'année 2011.

[11] Le Distributeur présentera les principaux objectifs et paramètres des nouvelles avenues recherchées dans le cadre du Plan.

## 3. OPINION DE LA RÉGIE

[12] Prenant en considération, d'une part, que la prolongation de l'Entente est une mesure temporaire qui permettra d'assurer la continuité de la fourniture de ce service pour 2011 et, d'autre part, que les principaux objectifs et paramètres des nouvelles avenues que le Distributeur explore avec le Producteur seront présentés dans le cadre du Plan, la Régie accueille la demande du Distributeur visant l'approbation de la prolongation de l'Entente jusqu'au 31 décembre 2011.

## 1 CONTEXTE

1 Le 12 mai 2003, Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) lançait l'appel  
2 d'offres A/O 2003-02 découlant de l'adoption par le gouvernement du *Règlement*  
3 *sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse* (le  
4 *Règlement*).

5 Le Règlement prévoit que le bloc d'énergie éolienne « *est assorti d'une garantie*  
6 *de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention*  
7 *d'équilibrage souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre*  
8 *fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production*  
9 *d'électricité.* »

10 Le 25 février 2005, le Distributeur signait huit contrats totalisant 990 MW, avec  
11 les fournisseurs Cartier Énergie Éolienne et Northland Power Inc. Le 27 avril  
12 2005, le Distributeur déposait à la Régie de l'énergie une demande d'approbation  
13 de ces contrats (R-3569-2005).

14 Le 9 juin 2005, le Distributeur et Hydro-Québec Production ont signé une entente  
15 permettant une contribution efficace de l'énergie éolienne à la satisfaction des  
16 besoins des Québécois tout en répondant aux impératifs du décret (l'Entente).  
17 Cette Entente est produite comme pièce HQD-1, Document 1.

18 L'Entente est très avantageuse pour les consommateurs puisqu'elle permet une  
19 intégration de la production éolienne aux ressources du Distributeur à un prix de  
20 0,5 ¢ le kWh.

21 La présente preuve du Distributeur traite des éléments suivants :

- 22 • Une description de la contribution de l'Entente au bloc d'énergie fixé par  
23 règlement et au plan d'approvisionnement, présentée à la section 2 ;

Le tableau suivant présente les achats de court terme envisagés par le Distributeur pour 2006 à 2008 :

**TABLEAU 7  
ACHATS DE COURT TERME**

|                       | 2006      | 2007      | 2008      |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|
| Énergie annuelle      | 6,4 TWh   | 1,5 TWh   | 2,2 TWh   |
|                       | 2005-2006 | 2006-2007 | 2007-2008 |
| Puissance à la pointe | 670 MW    | 420 MW    | 260 MW    |

Source : pièce HQD-3, document 3, page 35.

Or, comme indiqué au tableau 6, ces besoins pourraient s'élever à 3 TWh à l'horizon 2008.

Le Distributeur a contracté différents produits, dont certains comprennent de la puissance garantie pour l'hiver 2005-2006, à la suite des appels d'offres A/O-2005-01 et A/O-2005-02. Ces contrats totalisent respectivement 2 630 GWh et 652 GWh et visent des quantités de puissance mensuelles maximales de 600 MW et 800 MW selon le mois.

La Régie reconnaît les initiatives du Distributeur sur les marchés de court terme et note que la réponse à ses appels d'offres démontre actuellement une certaine profondeur. Elle est satisfaite du développement de produits flexibles. Cependant, son niveau de dépendance envers les marchés de court terme de 5 TWh est dépassé pour 2006, ce qui augmente l'exposition du Distributeur à la volatilité des prix sur les marchés de court terme.

### **Conclusion sur les approvisionnements additionnels requis**

Le Distributeur est responsable d'assurer les approvisionnements de sa clientèle, tout en recherchant le plus bas coût possible. La Régie approuve la stratégie du Distributeur de couvrir ses besoins de court terme par des produits de court terme et ses besoins de long terme par des produits de long terme.

La Régie constate un retard dans l'application de cette stratégie, notamment en raison du résultat de l'appel d'offres de cogénération et du délai de l'annonce du second bloc d'énergie éolienne. Le Distributeur ne prévoyait lancer un appel d'offres que pour des besoins significatifs apparaissant à partir de 2012, alors que des besoins se matérialisent bien avant.