

## APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ



## TABLE DES MATIÈRES

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. SUIVI DE L'ANNÉE 2017</b> .....   | <b>5</b>  |
| <b>2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2018</b> .....                            | <b>5</b>  |
| 2.1. Besoins à approvisionner en 2018 .....                                     | 5         |
| 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2018.....                 | 6         |
| 2.2.1. <i>Approvisionnements en énergie</i> .....                               | 6         |
| 2.2.2. <i>Approvisionnements en puissance</i> .....                             | 8         |
| 2.2.3. <i>Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux</i> .....               | 9         |
| <b>3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE</b> .....                             | <b>10</b> |
| 3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2016 .....                         | 10        |
| 3.1.1. <i>Coût des approvisionnements postpatrimoniaux</i> .....                | 10        |
| 3.1.2. <i>Indicateurs</i> .....   | 11        |
| 3.2. Gestion des risques.....   | 13        |
| <b>ANNEXE A : VOLUMES ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX</b> ..... | <b>15</b> |

## LISTE DES TABLEAUX

|  |    |
|--|----|
| Tableau 1 : Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2017 .....           | 5  |
| Tableau 2 : Besoins en énergie .....   | 6  |
| Tableau 3 : Besoins en puissance .....   | 6  |
| Tableau 4 : Approvisionnements postpatrimoniaux en énergie .....                   | 8  |
| Tableau 5 : Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.....                  | 9  |
| Tableau 6 : Coût des approvisionnements postpatrimoniaux.....                      | 10 |
| Tableau 7 : Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2016.....            | 11 |
| Tableau 8 : Indicateur de prix de marché pour l'année 2016.....                    | 12 |
| Tableau A-1 : Volumes et coût des approvisionnements postpatrimoniaux .....        | 17 |
| Tableau A-1 (suite) : Volumes et coût des approvisionnements postpatrimoniaux..... | 18 |



## 1. SUIVI DE L'ANNÉE 2017

1 Les besoins du Distributeur à approvisionner pour l'année 2017 sont estimés à 180,8 TWh,  
 2 soit 0,3 TWh de moins que ceux prévus au dossier tarifaire 2017-2018 et reconnus dans la  
 3 décision D-2017-022<sup>1</sup>. Essentiellement, cette baisse des besoins se traduit par une  
 4 diminution équivalente des achats d'électricité patrimoniale, ce qui a pour effet de hausser le  
 5 volume prévu inutilisé du bloc patrimonial à 13,5 TWh.

6 Les approvisionnements postpatrimoniaux sont évalués à 15,4 TWh, soit au même volume  
 7 que la prévision reconnue dans le précédent dossier tarifaire. Le Distributeur ne prévoit pas  
 8 de rappel en vertu des Conventions d'énergie différée pour le mois de décembre 2017.

9 Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est maintenant évalué à 1 599,5 M\$  
 10 pour l'année 2017, incluant le coût de la suspension des livraisons d'électricité de la centrale  
 11 de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour. Il s'agit d'une baisse de 15,5 M\$ par rapport au  
 12 coût présenté dans le dossier tarifaire 2017-2018 et reconnu dans la décision D-2017-022.  
 13 Cet écart s'explique notamment par la production éolienne moindre que celle prévue.

14 Le tableau 1 présente, pour l'année 2017, la prévision des besoins et les moyens déployés  
 15 pour y répondre ainsi que les écarts par rapport à la prévision du précédent dossier tarifaire.

**TABLEAU 1 :  
 BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2017**

|   | 2017<br>(R-3980-2016) |                |              | 2017<br>Année de base |                |              | Écarts      |              |             |
|---|-----------------------|----------------|--------------|-----------------------|----------------|--------------|-------------|--------------|-------------|
|   | TWh                   | M\$            | \$/MWh       | TWh                   | M\$            | \$/MWh       | TWh         | M\$          | \$/MWh      |
| <b>Besoins</b>  | <b>181,1</b>          |                |              | <b>180,8</b>          |                |              | <b>-0,3</b> |              |             |
| <i>moins électricité patrimoniale</i>                         | 178,9                 |                |              | 178,9                 |                |              | 0,0         |              |             |
| <i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>               | 13,1                  |                |              | 13,5                  |                |              | 0,3         |              |             |
| <b>Approvisionnements postpatrimoniaux</b>                    | <b>15,4</b>           |                |              | <b>15,4</b>           |                |              | <b>0,0</b>  |              |             |
| <b>Approvisionnements de long terme</b>                       | <b>15,3</b>           | <b>1 583,1</b> | <b>103,2</b> | <b>15,4</b>           | <b>1 558,1</b> | <b>101,4</b> | <b>0,0</b>  | <b>-25,0</b> | <b>-1,8</b> |
| <b>Approvisionnements de court terme</b>                      | <b>0,0</b>            | <b>32,0</b>    | <b>s.o.</b>  | <b>0,0</b>            | <b>41,5</b>    | <b>s.o.</b>  | <b>0,0</b>  | <b>9,5</b>   | <b>s.o.</b> |
| Achats d'énergie <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup> | 0,0                   | 0,7            | 73,9         | 0,0                   | 0,3            | 49,9         | 0,0         | -0,4         | -24,0       |
| <i>dont l'entente cadre</i>                                   | -                     | -              | -            | -                     | -              | -            | -           | -            | -           |
| Achats de puissance   | s.o.                  | 31,2           | s.o.         | s.o.                  | 41,2           | s.o.         | s.o.        | 9,9          | s.o.        |
| <i>dont option d'électricité interruptible</i>                | s.o.                  | 11,5           | s.o.         | s.o.                  | 12,7           | s.o.         | s.o.        | 1,2          | s.o.        |
| <b>TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux</b>            | <b>15,4</b>           | <b>1 615,1</b> | <b>105,2</b> | <b>15,4</b>           | <b>1 599,5</b> | <b>104,1</b> | <b>0,0</b>  | <b>-15,5</b> | <b>-1,1</b> |

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année de base

(3) Incluant l'ajustement de -1,1 M\$ pour les transactions court terme non provisionnées en 2016

## 2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2018

### 2.1. Besoins à approvisionner en 2018

16 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2018 s'élèvent à 182,1 TWh, tels qu'ils sont  
 17 indiqués au tableau 7 de la pièce HQD-4, document 2. Le tableau 2 présente les besoins en  
 18 énergie sur la période 2016-2018.

<sup>1</sup> Dossier R-3980-2016.

**TABLEAU 2 :  
BESOINS EN ÉNERGIE**

| En TWh  | 2016<br>Année<br>historique | 2017<br>Année de base | 2018<br>Année témoin |
|---|-----------------------------|-----------------------|----------------------|
| <b>BESOINS PRÉVUS</b>                           | <b>182,1</b>                | <b>180,8</b>          | <b>182,1</b>         |
| <i>moins</i> électricité patrimoniale           | 178,9                       | 178,9                 | 178,9                |
| <i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée | 11,6                        | 13,5                  | 13,7                 |
| <b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>                 | <b>14,9</b>                 | <b>15,4</b>           | <b>16,9</b>          |

Note : Le détail de la prévision des ventes est présenté au tableau 5 de la pièce HQD-4, document 2.

- 1 Les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2017-2018 sont de 37 853 MW,
- 2 tels qu'ils sont illustrés au tableau 7 de la pièce HQD-4, document 2. Considérant la réserve
- 3 requise de 3 746 MW, les besoins en puissance au-delà de la contribution du contrat
- 4 patrimonial s'élèvent à 4 157 MW, comme il appert du tableau 3.

**TABLEAU 3 :  
BESOINS EN PUISSANCE**

| En MW  | Hiver<br>2017-2018<br>Année témoin |
|--|------------------------------------|
| <b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>                       | <b>37 853</b>                      |
| <i>plus</i> réserve requise                                    | 3 746                              |
| <i>Taux de réserve</i>   | 9,9%                               |
| <i>moins</i> électricité patrimoniale<br>(incluant la réserve) | 37 442                             |
| <b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>                                | <b>4 157</b>                       |

## 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2018

### 2.2.1. Approvisionnements en énergie

- 5 La contribution en énergie des contrats de long terme prévue pour l'année 2018 est de
- 6 16,9 TWh. Cette contribution prend en considération les éléments suivants :
- 7
  - aucune quantité d'énergie rappelée (Conventions d'énergie différée) ;
  - 8 • inclusion des paramètres du contrat de service d'intégration éolienne découlant
  - 9 de l'appel d'offres A/O 2015-02 tels qu'ils ont été approuvés par la Régie dans sa
  - 10 décision D-2016-095 ;
  - 11 • suspension des livraisons en base de la centrale de TCE, telle qu'elle est
  - 12 approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-179.

1 Sont également pris en compte dans la contribution en énergie, les ajustements suivants  
2 apportés au portefeuille d'approvisionnement de long terme depuis le dépôt du *Plan*  
3 *d'approvisionnement 2017-2026* :

4 **Parcs éoliens**

- 5 • report du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 1<sup>er</sup> décembre 2018 de la mise en service prévue du  
6 parc éolien d'Éoliennes Belle-Rivière S.E.C. (Val-Éo) ;
- 7 • report du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 30 juin 2019 de la mise en service prévue du parc  
8 éolien d'Énergies Durables Kahnawáke inc. (Saint-Cyprien) ;

9 **Centrales de cogénération à la biomasse**

- 10 • report du 15 mars 2018 au 1<sup>er</sup> juin 2019 de la mise en service prévue de la  
11 centrale de cogénération de Bioénergie Sacré-Cœur S.E.C. (Boisaco) ;
- 12 • report du 31 mars 2018 au 1<sup>er</sup> mai 2019 de la mise en service prévue de la  
13 centrale de cogénération de 8953546 Canada Inc. (Valleyfield) ;
- 14 • report du 30 juin 2018 au 1<sup>er</sup> décembre 2018 de la mise en service prévue de la  
15 centrale de cogénération de Finaxo Canada Inc. (Bedford) ;
- 16 • report du 30 juillet 2018 au 1<sup>er</sup> septembre 2019 de la mise en service prévue de la  
17 centrale de cogénération de Val D'Or S.E.C. (Val D'Or) ;

18 **Petites centrales hydrauliques (PCH)**

- 19 • devancement de la date de mise en service prévue du 1<sup>er</sup> avril 2018 au 1<sup>er</sup> janvier  
20 2018 pour la centrale hydraulique d'Énergie hydroélectrique Mistassini S.E.C.  
21 (11<sup>e</sup> Chute – Rivière Mistassini) ;
- 22 • report du 1<sup>er</sup> décembre 2018 au 1<sup>er</sup> décembre 2019 des mises en service prévues  
23 des deux centrales hydrauliques d'Énergie hydroélectrique Pessamit S.E.C.  
24 (Chutes du Quatre Milles et Chutes du Six Milles).

25 Le tableau 4 présente le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie. :

**TABLEAU 4 :  
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE**

| En TWh  | 2016<br>Année<br>historique | 2017<br>Année de base | 2018<br>Année témoin |
|---|-----------------------------|-----------------------|----------------------|
| <b>LONG TERME</b>                                   | <b>14,7</b>                 | <b>15,4</b>           | <b>16,9</b>          |
| TCE   | -                           | -                     | -                    |
| HQP   | 3,1                         | 3,1                   | 3,1                  |
| <i>Base</i>   | 3,1                         | 3,1                   | 3,1                  |
| dont énergie rappelée                               | -                           | -                     | -                    |
| <i>Cyclable</i>                                     | 0,0                         | -                     | 0,0                  |
| <i>Énergie différée</i>                             | -                           | -                     | -                    |
| Intégration éolienne                                | 1,0                         | 0,5                   | -                    |
| Kruger  | 0,1                         | 0,1                   | 0,1                  |
| Tembec  | 0,1                         | 0,1                   | 0,1                  |
| Biomasse II (A/O 2009-01)                           | 0,4                         | 0,4                   | 0,4                  |
| Biomasse III (PAE 2011-01)                          | 1,1                         | 1,1                   | 1,5                  |
| Éolien I (A/O 2003-02)                              | 2,3                         | 2,4                   | 2,5                  |
| Éolien II (A/O 2005-03)                             | 5,6                         | 5,8                   | 6,2                  |
| Éolien III (A/O 2009-02)                            | 0,6                         | 0,7                   | 0,7                  |
| Éolien IV (A/O 2013-01)                             | 0,0                         | 0,3                   | 1,4                  |
| Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)                  | 0,0                         | 0,4                   | 0,5                  |
| Petites centrales hydroélectriques<br>(PAE 2009-01) | 0,3                         | 0,4                   | 0,5                  |
| <b>COURT TERME</b>                                  | <b>0,1</b>                  | <b>0,0</b>            | <b>0,0</b>           |
| Achats d'énergie                                    | 0,1                         | 0,0                   | 0,0                  |
| <b>TOTAL</b>  | <b>14,9</b>                 | <b>15,4</b>           | <b>16,9</b>          |

### 2.2.2. Approvisionnements en puissance

- 1 La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme
- 2 totalise 2 427 MW pour l'année 2018.
- 3 Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur
- 4 des moyens de court terme totalisant 1 750 MW afin de combler l'ensemble des besoins
- 5 postpatrimoniaux en puissance.
- 6 Les achats sur les marchés de court terme totalisent 250 MW, dont 50 MW de puissance
- 7 UCAP déjà acquis lors de l'appel d'offres lancé en mai 2014 (A/O 2014-01).
- 8 Pour compléter ce bilan, le Distributeur pourra compter, d'une part, sur l'apport de 1 000 MW
- 9 de l'option d'électricité interruptible et, d'autre part, sur les interventions en gestion de la
- 10 demande en puissance (GDP) à hauteur de 250 MW. À cet égard, il est probable que



- 1 certains clients du programme de conversion à l'électricité<sup>2</sup> adhéreront au programme *GDP*
- 2 *Affaires*. Le détail des interventions en GDP est fourni à la pièce HQD-10, document 1.
- 3 Dans l'éventualité d'un apport de l'option d'électricité interruptible au bilan différent de
- 4 1 000 MW, les achats sur les marchés de court terme pourront être ajustés.
- 5 Enfin, l'abaissement de tension demeure un moyen disponible qui pourra éventuellement
- 6 contribuer à hauteur de 250 MW.
- 7 Le tableau 5 présente le détail de la contribution en puissance des approvisionnements
- 8 postpatrimoniaux pour l'hiver 2017-2018.

**TABLEAU 5 :**  
**APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE**

| En MW                                     | Hiver 2017-2018<br>Année témoin |
|---|---------------------------------|
| <b>LONG TERME</b>                         | <b>2 427</b>                    |
| TCE                                       | -                               |
| HQP                                       | 600                             |
| <i>Base</i>                               | 350                             |
| dont puissance garantie des rappels       | 0                               |
| <i>Cyclable</i>                           | 250                             |
| Kruger                                    | 16                              |
| Tembec                                    | 8                               |
| Biomasse II                               | 47                              |
| Biomasse III                              | 185                             |
| Éolien <sup>(1)</sup>                     | 1 467                           |
| Petite hydraulique                        | 103                             |
| <b>COURT TERME</b>                        | <b>1 750</b>                    |
| Interventions en GDP                      | 1 250                           |
| <i>Option d'électricité interruptible</i> | 1 000                           |
| <i>Nouvelles interventions en GDP</i>     | 250                             |
| Abaissement de tension                    | 250                             |
| Achats de puissance                       | 250                             |
| <i>A/O 2014-01</i>                        | 50                              |
| <i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i> | 200                             |
| <b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>           | <b>4 177</b>                    |

(1) Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de 40 % de la puissance contractuelle en hiver.

### **2.2.3. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux**

- 9 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2018 s'élève à 1 776,4 M\$, ce qui
- 10 correspond à un coût moyen de 105,3 \$/MWh. Il s'agit d'une croissance de 161,3 M\$ par

<sup>2</sup> Dossier R-4000-2017 en cours.

1 rapport au montant reconnu par la Régie dans la décision D-2017-022 pour l'année 2017.  
 2 Cette hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme, particulièrement  
 3 ceux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales  
 4 hydrauliques), dont le coût augmente de 142,9 M\$ par rapport au montant reconnu pour  
 5 l'année 2017.

6 Un sommaire du coût des approvisionnements postpatrimoniaux pour la période 2016-2018  
 7 est présenté au tableau 6, tandis que le détail du volume et des coûts par contrat est fourni à  
 8 l'annexe A. Certaines informations de cette annexe sont caviardées afin de respecter  
 9 l'obligation de confidentialité à laquelle le Distributeur est tenu en vertu de certains contrats.  
 10 Cependant, une version complète du tableau est déposée à la Régie sous pli confidentiel.

**TABLEAU 6 :  
 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

|  | 2016             |                |              | 2017          |                |              | 2018         |                |              |
|--|------------------|----------------|--------------|---------------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
|  | Année historique |                |              | Année de base |                |              | Année témoin |                |              |
|  | TWh              | M\$            | \$/MWh       | TWh           | M\$            | \$/MWh       | TWh          | M\$            | \$/MWh       |
| <b>LONG TERME</b>                              | <b>14,7</b>      | <b>1 469,0</b> | <b>99,7</b>  | <b>15,4</b>   | <b>1 558,1</b> | <b>101,4</b> | <b>16,9</b>  | <b>1 738,2</b> | <b>103,1</b> |
| <b>COURT TERME</b>                             | <b>0,1</b>       | <b>48,4</b>    | <b>s.o.</b>  | <b>0,0</b>    | <b>41,5</b>    | <b>s.o.</b>  | <b>0,0</b>   | <b>38,2</b>    | <b>s.o.</b>  |
| Achats d'énergie <sup>(1) (2)</sup>            | 0,1              | 11,3           | 91,4         | 0,0           | 0,3            | 49,9         | 0,0          | 0,7            | 67,0         |
| <i>dont entente cadre</i>                      | <i>0,0</i>       | <i>0,0</i>     | <i>300,0</i> | <i>-</i>      | <i>-</i>       | <i>-</i>     |              |                |              |
| Achats de puissance                            | s.o.             | 37,1           | s.o.         | s.o.          | 41,2           | s.o.         | s.o.         | 37,5           | s.o.         |
| <i>dont option d'électricité interruptible</i> | <i>s.o.</i>      | <i>14,0</i>    | <i>s.o.</i>  | <i>s.o.</i>   | <i>12,7</i>    | <i>s.o.</i>  | <i>s.o.</i>  | <i>13,0</i>    | <i>s.o.</i>  |
| <i>dont nouvelles interventions en GDP</i>     | <i>s.o.</i>      | <i>4,1</i>     | <i>s.o.</i>  | <i>s.o.</i>   | <i>15,2</i>    | <i>s.o.</i>  | <i>s.o.</i>  | <i>18,5</i>    | <i>s.o.</i>  |
| <b>TOTAL</b>                                   | <b>14,9</b>      | <b>1 517,4</b> | <b>102,1</b> | <b>15,4</b>   | <b>1 599,5</b> | <b>104,1</b> | <b>16,9</b>  | <b>1 776,4</b> | <b>105,3</b> |

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base

### 3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

#### 3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2016

##### 3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

11 Les besoins de l'année 2016 ont été inférieurs à la prévision présentée au dossier tarifaire  
 12 2016-2017<sup>3</sup> de 1,7 TWh, l'hiver 2015-2016 ayant été plus doux que la normale. Par  
 13 conséquent, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée a été plus élevé qu'anticipé afin  
 14 d'assurer l'équilibre offre-demande. Les approvisionnements de court terme, plus faibles que  
 15 prévus d'environ 0,1 TWh, ont servi au maintien de l'équilibre offre-demande durant l'hiver et  
 16 lors d'entretiens et événements sur le réseau électrique.

17 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux a diminué de 28,6 M\$ par rapport au coût  
 18 reconnu dans la décision D-2016-033.

<sup>3</sup> Décision D-2016-033.

**TABLEAU 7 :  
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2016**

|  | 2016<br>D-2016-033 |                |              | 2016<br>Année historique |                |              | Écarts      |              |             |
|--|--------------------|----------------|--------------|--------------------------|----------------|--------------|-------------|--------------|-------------|
|  | TWh                | M\$            | \$/MWh       | TWh                      | M\$            | \$/MWh       | TWh         | M\$          | \$/MWh      |
| <b>Besoins</b>                                     | <b>183,8</b>       |                |              | <b>182,1</b>             |                |              | <b>-1,7</b> |              |             |
| <i>moins électricité patrimoniale</i>              | 178,9              |                |              | 178,9                    |                |              | 0,0         |              |             |
| <i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>    | 10,0               |                |              | 11,6                     |                |              | 1,7         |              |             |
| <b>Approvisionnement postpatrimoniaux</b>          | <b>14,9</b>        |                |              | <b>14,9</b>              |                |              | <b>0,0</b>  |              |             |
| <b>Approvisionnements de long terme</b>            | <b>14,7</b>        | <b>1 487,2</b> | <b>101,3</b> | <b>14,7</b>              | <b>1 469,0</b> | <b>99,7</b>  | <b>0,1</b>  | <b>-18,2</b> | <b>-1,6</b> |
| <b>Approvisionnements de court terme</b>           | <b>0,2</b>         | <b>58,8</b>    | <b>s.o.</b>  | <b>0,1</b>               | <b>48,4</b>    | <b>s.o.</b>  | <b>-0,1</b> | <b>-10,4</b> | <b>s.o.</b> |
| Achats d'énergie <sup>(1) (2) (3)</sup>            | 0,2                | 18,6           | 80,8         | 0,1                      | 11,3           | 91,4         | -0,1        | -7,3         | 10,5        |
| <i>dont l'entente cadre</i>                        | 0,0                | 0,0            | 0,0          | 0,0                      | 0,0            | 300,0        | 0,0         | 0,0          | 300,0       |
| Achats de puissance                                | s.o.               | 40,2           | s.o.         | s.o.                     | 37,1           | s.o.         | s.o.        | -3,1         | s.o.        |
| <i>dont option d'électricité interruptible</i>     | s.o.               | 13,9           | s.o.         | s.o.                     | 14,0           | s.o.         | s.o.        | 0,1          | s.o.        |
| <b>TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux</b> | <b>14,9</b>        | <b>1 546,0</b> | <b>104,0</b> | <b>14,9</b>              | <b>1 517,4</b> | <b>102,1</b> | <b>0,0</b>  | <b>-28,6</b> | <b>-1,9</b> |

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique

(3) Incluant l'ajustement de 1,1 M\$ pour les transactions court terme non provisionnées en 2016

### 3.1.2. Indicateurs

- 1 Le Distributeur présente ci-dessous les indicateurs demandés par la Régie afin de suivre et  
 2 analyser ses activités d'approvisionnement.

#### **Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché**

- 3 Pour ce dossier, le Distributeur maintient l'indicateur présenté dans le dossier R-3980-2016.
- 4 Le Distributeur utilise un indicateur composite basé à la fois sur les prix des marchés de  
 5 New York (NY) et de la Nouvelle-Angleterre (NE), qui se rapproche des conditions réelles  
 6 d'approvisionnement de court terme en énergie, notamment les limites des marchés. Ainsi,  
 7 pour établir l'indicateur composite, lorsque les quantités sont inférieures ou égales à  
 8 1 100 MW, le prix de marché utilisé demeure celui de NY. En revanche, lorsque les quantités  
 9 excèdent la limite des interconnexions du marché de NY, le prix de marché est celui de NY  
 10 pour la portion allant jusqu'à 1 100 MW et celui de la NE pour la portion dépassant cette  
 11 quantité.
- 12 Le Distributeur présente au tableau 8 la comparaison du coût d'achat des  
 13 approvisionnements postpatrimoniaux avec l'indicateur composite de prix de marché NY-NE.
- 14 En ce qui a trait à l'utilisation de l'indicateur des achats long terme, celui-ci suppose que le  
 15 marché serait en mesure de fournir toutes les quantités recherchées. Or, la capacité  
 16 physique des interconnexions ne permet pas d'acquérir de telles quantités. En outre, le  
 17 Distributeur tient à souligner que tous les approvisionnements de long terme ont été acquis à  
 18 la suite d'un processus d'appel d'offres approuvé par la Régie et que les contrats qui en ont  
 19 découlé ont également été approuvés par la Régie. Toute comparaison entre le coût des  
 20 approvisionnements postpatrimoniaux de long terme réel et le coût d'achat si ces mêmes  
 21 volumes avaient été acquis sur le marché de court terme de référence est donc à considérer  
 22 avec circonspection. Cette comparaison, portant sur les approvisionnements de long terme,  
 23 est donc fournie à titre indicatif seulement.

1 Pour ce qui est du coût moyen des approvisionnements en énergie de court terme, celui-ci a  
 2 été supérieur en 2016 d'environ 13,5 \$/MWh au prix de l'indicateur composite des marchés  
 3 de référence. En ne tenant pas compte des achats effectués afin d'assurer la fiabilité lors  
 4 d'événements sur le réseau, le coût moyen des achats aurait été similaire à celui calculé par  
 5 l'indicateur. À titre d'information, les achats de court terme ont dépassé la limite de  
 6 1 100 MW pendant seulement 41 heures en 2016.

**TABLEAU 8 :  
 INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2016**

| <i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i> |               | Indicateur de<br>marché NY-NE | Coûts réels    |
|---|---------------|-------------------------------|----------------|
| <b>Coût total</b>   | <b>M\$</b>    | <b>643,5</b>                  | <b>1 517,4</b> |
| Besoins postpatrimoniaux                                  | TWh           | 14,8                          | 14,9           |
| Coût moyen  | \$/MWh        | 43,4                          | 102,1          |
| <b>Achats de long terme</b>                               |               |                               |                |
| <b>Coût total</b>   | <b>M\$</b>    | <b>596,8</b>                  | <b>1 469,0</b> |
| Quantités acquises  | TWh           | 14,7                          | 14,7           |
| <b>Coût moyen</b>   | <b>\$/MWh</b> | <b>40,6</b>                   | <b>99,7</b>    |
| <b>Achats de court terme</b>                              |               |                               |                |
| <b>Coût total de l'énergie</b>                            | <b>M\$</b>    | <b>9,6</b>                    | <b>11,3</b>    |
| Quantités acquises  | TWh           | 0,1                           | 0,1            |
| <b>Coût moyen de l'énergie</b>                            | <b>\$/MWh</b> | <b>77,9</b>                   | <b>91,4</b>    |

**Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente globale cadre**

7 Une demande plus faible s'est traduite par une augmentation de 1,7 TWh du volume  
 8 d'électricité patrimoniale inutilisée, par rapport au volume présenté au dossier tarifaire 2016-  
 9 2017, pour un total de 11,6 TWh en 2016.

10 Par ailleurs, un volume d'électricité de 0,01 GWh a été acquis en dépassement de  
 11 l'électricité patrimoniale pour l'année 2016, en vertu de l'entente globale cadre. Il s'agit du  
 12 plus faible volume en dépassement depuis 2005. Ces dépassements ont été effectués lors  
 13 des 300 heures de plus forte contribution.

14 Au total, le coût des dépassements pour l'année 2016 s'élève à 2,8 k\$, soit le coût le plus  
 15 faible depuis l'approbation de la première entente cadre.

**Appels d'offres**

16 Depuis la dernière demande tarifaire, le Distributeur n'a effectué aucun appel d'offres pour  
 17 des achats d'énergie de court terme.

### **3.2. Gestion des risques**

1 Aucun suivi des indicateurs du programme de gestion des risques n'est requis dans le  
2 présent dossier. En effet, au moment de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur n'a  
3 effectué aucun appel d'offres ni transaction bilatérale pour une durée d'un mois ou plus<sup>4</sup>. De  
4 même, les transactions d'une durée d'un mois ou moins représentent de faibles volumes qui  
5 ne requièrent pas un suivi dans le présent dossier<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Dans sa décision D-2008-133 (page 47), la Régie demande un suivi des indicateurs du programme de gestion des risques dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur.

<sup>5</sup> Dans sa décision D-2010-022 (page 52), la Régie demande que les indicateurs concernant les transactions d'un mois ou moins soient déposés dans les dossiers tarifaires du Distributeur, dans la mesure où elles représentent des quantités significatives.



**ANNEXE A :  
VOLUMES ET COÛT DES  
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**





**TABLEAU A-1 :  
VOLUMES ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

|                                     | 2016             |                |             | 2017          |                |              | 2018         |                |              |
|-------------------------------------|------------------|----------------|-------------|---------------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
|                                     | Année historique |                |             | Année de base |                |              | Année témoin |                |              |
|                                     | TWh              | M\$            | \$/MWh      | TWh           | M\$            | \$/MWh       | TWh          | M\$            | \$/MWh       |
| <b>LONG TERME</b>                   | <b>14,7</b>      | <b>1 469,0</b> | <b>99,7</b> | <b>15,4</b>   | <b>1 558,1</b> | <b>101,4</b> | <b>16,9</b>  | <b>1 738,2</b> | <b>103,1</b> |
| TCE                                 | 0,0              |                |             | 0,0           |                |              | 0,0          |                |              |
| HQP                                 | 3,1              | 212,0          | 68,6        | 3,1           | 215,0          | 70,1         | 3,1          | 224,4          | 73,0         |
| Base                                | 3,1              | 180,3          | 58,6        | 3,1           | 183,5          | 59,8         | 3,1          | 187,1          | 61,0         |
| dont puissance garantie des rappels |                  | -              |             |               |                |              |              |                |              |
| Cyclable                            | 0,0              | 31,8           |             | 0,0           | 31,5           |              | 0,0          | 32,6           |              |
| HQP - LT (A/O 2015-01)              |                  |                |             |               |                |              |              | 4,7            |              |
| Intégration éolienne                | 1,0              | 131,9          |             | 0,5           | 93,7           |              | 0,0          | 72,0           |              |
| Kruger                              | 0,1              |                |             | 0,1           |                |              | 0,1          |                |              |
| Tembec                              | 0,1              | 6,2            | 95,6        | 0,1           | 6,5            | 97,5         | 0,1          | 6,6            | 98,9         |
| Biomasse II (A/O 2009-01)           | 0,4              | 40,6           | 115,0       | 0,4           | 43,6           | 117,3        | 0,4          | 45,4           | 120,4        |
| Saint-Nicéphore                     | 0,1              | 6,3            | 97,6        | 0,1           | 6,3            | 100,3        | 0,1          | 6,3            | 102,6        |
| Thurso                              | 0,1              | 18,0           | 121,8       | 0,2           | 19,0           | 122,7        | 0,2          | 19,6           | 125,6        |
| Ste-Cécile-de-Milton                | 0,0              | 1,9            | 130,0       | 0,0           | 1,9            | 133,6        | 0,0          | 1,9            | 137,3        |
| St-Thomas                           | 0,1              | 8,2            | 109,2       | 0,1           | 8,4            | 110,8        | 0,1          | 8,3            | 112,8        |
| St-Félicien                         | 0,1              | 6,1            | 121,8       | 0,1           | 8,0            | 125,3        | 0,1          | 9,3            | 128,9        |
| Biomasse III (PAE 2011-01)          | 1,1              | 116,7          | 105,6       | 1,1           | 120,3          | 106,6        | 1,5          | 166,9          | 110,5        |
| Renouvellement SF 2012 (FibreK)     | 0,2              | 26,3           | 110,4       | 0,2           | 26,4           | 112,0        | 0,2          | 26,5           | 114,0        |
| Témiscaming #2                      | 0,3              | 32,4           | 104,9       | 0,3           | 33,3           | 106,4        | 0,4          | 43,2           | 109,5        |
| Dolbeau                             | 0,2              | 20,5           | 99,9        | 0,2           | 19,6           | 105,9        | 0,2          | 18,1           | 106,6        |
| Gatineau                            | 0,1              | 10,9           | 107,1       | 0,1           | 11,3           | 108,7        | 0,1          | 10,6           | 110,3        |
| Windsor                             | 0,2              | 22,7           | 110,1       | 0,2           | 22,0           | 111,8        | 0,2          | 20,9           | 113,8        |
| Bromptonville                       | 0,0              | 3,3            | 107,3       | 0,0           | 3,1            | 108,4        | 0,0          | 3,2            | 110,4        |
| Valleyfield                         | -                | -0,4           | -           | -             | 0,0            | -            | -            | -              | -            |
| Thurso                              | 0,0              | 1,5            | 104,0       | 0,0           | 3,8            | 112,4        | 0,0          | 4,6            | 112,6        |
| Biomont Énergie                     | -                | -0,2           | -           | 0,0           | 1,4            | 108,4        | 0,0          | 3,8            | 112,8        |
| Lebel-sur-Quévillon                 | -                | -              | -           | -             | -2,3           | -            | 0,2          | 23,2           | 111,5        |
| Bedford                             | -                | -              | -           | -             | 0,0            | -            | 0,0          | 0,2            | 31,2         |
| Boisaco (Sacré-Cœur)                | -                | -              | -           | -             | -0,5           | -            | -            | -0,1           | -            |
| Windsor-TG2                         | -                | -              | -           | 0,0           | 2,0            | 113,5        | 0,1          | 13,4           | 115,5        |
| Port-Cartier                        | -                | -0,2           | -           | -             | -              | -            | -            | -              | -            |
| Val D'Or                            | -                | -              | -           | -             | -              | -            | -            | -0,5           | -            |
| Assinica                            | -                | -              | -           | -             | -              | -            | -            | -0,2           | -            |
| Éolien I (A/O 2003-02)              | 2,3              |                |             | 2,4           |                |              | 2,5          |                |              |
| Baie-des-Sables <sup>(1)</sup>      | 0,3              |                |             | 0,3           |                |              | 0,3          |                |              |
| L'Anse-à-Valleau <sup>(1)</sup>     | 0,3              |                |             | 0,3           |                |              | 0,3          |                |              |
| Carleton <sup>(1)</sup>             | 0,3              |                |             | 0,3           |                |              | 0,3          |                |              |
| St-Uric <sup>(1)</sup>              | 0,3              | 20,4           | 62,0        | 0,4           | 23,1           | 62,6         | 0,4          | 26,4           | 64,5         |
| Mont-Louis <sup>(1)</sup>           | 0,3              | 18,3           | 59,4        | 0,3           | 18,0           | 60,1         | 0,3          | 18,7           | 60,7         |
| Montagne Sèche                      | 0,2              |                |             | 0,2           |                |              | 0,2          |                |              |
| Gros-Morne (phase 1 et 2)           | 0,6              |                |             | 0,6           |                |              | 0,6          |                |              |
| Éolien II (A/O 2005-03)             | 5,6              | 555,6          | 99,3        | 5,8           | 582,3          | 99,9         | 6,2          | 618,8          | 100,4        |
| Le Plateau                          | 0,3              | 36,4           | 106,2       | 0,4           | 41,1           | 106,2        | 0,4          | 45,2           | 106,3        |
| de l'Érable                         | 0,3              | 42,3           | 133,6       | 0,3           | 42,4           | 134,6        | 0,3          | 41,4           | 135,1        |
| des Moulins                         | 0,5              | 41,9           | 92,7        | 0,5           | 45,3           | 95,1         | 0,5          | 46,8           | 97,3         |
| Montérégie                          | 0,3              | 26,2           | 104,6       | 0,3           | 31,0           | 106,0        | 0,3          | 33,3           | 107,2        |
| New Richmond                        | 0,2              | 21,8           | 122,4       | 0,2           | 23,8           | 124,2        | 0,2          | 26,3           | 126,4        |
| Témiscouata II (St-Valentin)        | 0,1              | 17,6           | 118,5       | 0,2           | 18,3           | 120,2        | 0,2          | 19,4           | 122,3        |
| St-Robert-Bellarmin                 | 0,2              | 23,2           | 94,2        | 0,2           | 23,0           | 92,2         | 0,2          | 22,7           | 92,6         |
| Lac Alfred                          | 0,7              | 62,0           | 83,2        | 0,8           | 67,1           | 83,6         | 0,9          | 77,5           | 84,2         |
| Massif du Sud                       | 0,4              | 31,0           | 81,2        | 0,4           | 32,8           | 81,6         | 0,5          | 37,9           | 82,4         |
| Seigneurie de Beaupré 2             | 0,4              | 41,2           | 106,4       | 0,4           | 42,1           | 107,1        | 0,4          | 43,3           | 107,7        |
| Seigneurie de Beaupré 3             | 0,4              | 47,6           | 111,6       | 0,4           | 47,9           | 112,2        | 0,4          | 48,6           | 112,8        |
| Seigneurie de Beaupré 4             | 0,2              | 21,7           | 103,3       | 0,2           | 21,6           | 104,4        | 0,2          | 22,0           | 105,9        |
| Vents du Kempt                      | 0,3              | 29,3           | 105,5       | 0,3           | 31,5           | 107,5        | 0,3          | 33,9           | 109,6        |
| Rivière du Moulin                   | 1,0              | 92,2           | 92,5        | 1,0           | 94,1           | 92,5         | 1,1          | 99,6           | 92,8         |
| Mont Rothery (Clermont)             |                  |                |             | 0,2           | 20,3           | 92,1         | 0,2          | 21,0           | 92,6         |

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

**TABLEAU A-1 (SUITE) :**  
**VOLUMES ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

|  | 2016             |                |              | 2017          |                |              | 2018         |                |              |
|--|------------------|----------------|--------------|---------------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
|  | Année historique |                |              | Année de base |                |              | Année témoin |                |              |
|  | TWh              | M\$            | \$/MWh       | TWh           | M\$            | \$/MWh       | TWh          | M\$            | \$/MWh       |
| Éolien III (A/O 2009-02)                         | 0,6              | 83,0           | 127,7        | 0,7           | 94,4           | 131,6        | 0,7          | 97,6           | 132,4        |
| <i>St-Damase</i>                                 | 0,1              | 7,3            | 98,8         | 0,1           | 7,0            | 100,4        | 0,1          | 7,3            | 101,9        |
| <i>Viger-Denonville</i>                          | 0,1              | 10,1           | 149,5        | 0,1           | 10,7           | 149,9        | 0,1          | 11,3           | 150,5        |
| <i>Le Plateau 2</i>                              | 0,1              | 7,5            | 123,8        | 0,1           | 7,6            | 124,2        | 0,1          | 8,1            | 124,7        |
| <i>Témiscouata</i>                               | 0,1              | 10,3           | 122,4        | 0,1           | 9,1            | 122,7        | 0,1          | 8,9            | 123,2        |
| <i>Saint-Philémon</i>                            | 0,1              | 6,9            | 105,1        | 0,1           | 7,7            | 106,2        | 0,1          | 7,9            | 107,4        |
| <i>La Mitis</i>                                  | 0,1              | 9,9            | 146,2        | 0,1           | 10,6           | 147,1        | 0,1          | 11,1           | 147,3        |
| <i>Le Granit</i>                                 | 0,1              | 11,2           | 151,1        | 0,1           | 11,5           | 149,5        | 0,1          | 11,3           | 149,7        |
| <i>St-Cyprien</i>                                | -                | -0,3           | -            | -             | -              | -            | -            | -              | -            |
| <i>Côte-de-Beaupré</i>                           | 0,1              | 9,7            | 141,0        | 0,1           | 9,9            | 141,4        | 0,1          | 10,2           | 141,9        |
| <i>Belle-Rivière (Val-Éo)</i>                    | -                | -0,4           | -            | -             | 0,0            | -            | 0,0          | 0,9            | 124,6        |
| <i>Frampton</i>                                  | 0,1              | 11,0           | 133,6        | 0,1           | 10,7           | 133,9        | 0,1          | 9,9            | 134,5        |
| <i>Pierre-de-Saurel</i>                          | 0,0              | -0,3           | -            | 0,1           | 9,5            | 138,3        | 0,1          | 10,6           | 140,8        |
| Éolien IV (A/O 2013-01)                          | 0,0              | 0,4            | 22,5         | 0,3           | 26,4           | 78,5         | 1,4          | 103,3          | 75,5         |
| <i>Roncevaux</i>                                 | 0,0              | 0,4            | 22,5         | 0,2           | 17,3           | 80,9         | 0,2          | 18,9           | 82,4         |
| <i>Nicolas-Riou</i>                              | -                | -              | -            | 0,1           | 5,5            | 74,5         | 0,7          | 51,2           | 74,5         |
| <i>Mont-Sainte-Marguerite</i>                    | -                | -              | -            | 0,0           | 3,6            | 73,6         | 0,5          | 33,2           | 73,6         |
| Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)               | 0,0              | 0,8            | 26,0         | 0,4           | 45,2           | 105,4        | 0,5          | 48,4           | 105,8        |
| Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01) | 0,3              | 28,0           | 85,8         | 0,4           | 33,2           | 86,8         | 0,5          | 40,0           | 88,8         |
| <i>Chutes à Thompson (Franquelin)</i>            | 0,0              | 3,1            | 87,0         | 0,0           | 3,5            | 89,1         | 0,0          | 3,7            | 91,4         |
| <i>Pont-Arnaud</i>                               | 0,1              | 4,6            | 86,9         | 0,0           | 3,7            | 90,0         | 0,0          | 4,0            | 91,4         |
| <i>Chute-Garneau</i>                             | 0,0              | 2,9            | 86,9         | 0,0           | 2,4            | 89,9         | 0,0          | 2,5            | 91,4         |
| <i>Courbe du Sault (Sheldrake)</i>               | 0,1              | 8,5            | 87,0         | 0,1           | 7,7            | 89,2         | 0,1          | 7,9            | 91,4         |
| <i>Val Jalbert</i>                               | 0,1              | 9,0            | 83,4         | 0,1           | 7,9            | 85,6         | 0,1          | 6,8            | 87,7         |
| <i>Hydro-Canyon St-Joachim</i>                   | -                | -              | -            | 0,1           | 7,9            | 82,8         | 0,1          | 7,3            | 87,3         |
| <i>11e chute - Rivière Mistassini</i>            | -                | -              | -            | -             | -              | -            | 0,1          | 7,8            | 85,4         |
| Autres approvisionnements de long terme          | s.o.             | 1,0            | s.o.         | s.o.          | 0,0            | s.o.         | s.o.         | 0,0            | s.o.         |
| <b>COURT TERME</b>                               | <b>0,1</b>       | <b>48,4</b>    | <b>s.o.</b>  | <b>0,0</b>    | <b>41,5</b>    | <b>s.o.</b>  | <b>0,0</b>   | <b>38,2</b>    | <b>s.o.</b>  |
| Achats d'énergie <sup>(2) (3)</sup>              | 0,1              | 11,3           | 91,4         | 0,0           | 0,3            | 49,9         | 0,0          | 0,7            | 67,0         |
| <i>dont entente cadre</i>                        | 0,0              | 0,0            | 300,0        | -             | -              | -            | -            | -              | -            |
| Achats de puissance <sup>(4)</sup>               | s.o.             | 37,1           | s.o.         | s.o.          | 41,2           | s.o.         | s.o.         | 37,5           | s.o.         |
| <i>dont option d'électricité interruptible</i>   | s.o.             | 14,0           | s.o.         | s.o.          | 12,7           | s.o.         | s.o.         | 13,0           | s.o.         |
| <i>dont nouvelles interventions en GDP</i>       | s.o.             | 4,1            | s.o.         | s.o.          | 15,2           | s.o.         | s.o.         | 18,5           | s.o.         |
| <b>TOTAL</b>                                     | <b>14,9</b>      | <b>1 517,4</b> | <b>102,1</b> | <b>15,4</b>   | <b>1 599,5</b> | <b>104,1</b> | <b>16,9</b>  | <b>1 776,4</b> | <b>105,3</b> |

(2) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(3) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base

(4) Incluant les montants relatifs à l'alimentation de la charge locale de l'îlot Kipawa (voir la pièce HQT-10, document 1 de la demande tarifaire du Transporteur)