

## APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. SUIVI DE L'ANNÉE 2015 .....</b>	<b>5</b>
<b>2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2016.....</b>	<b>6</b>
2.1. Besoins à approvisionner en 2016.....	6
2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2016 .....	7
2.2.1. <i>Approvisionnements en énergie</i> .....	7
2.2.2. <i>Approvisionnements en puissance</i> .....	9
2.2.3. <i>Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux</i> .....	10
<b>3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE .....</b>	<b>11</b>
3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2014.....	11
3.1.1. <i>Coût des approvisionnements postpatrimoniaux</i> .....	11
3.1.2. <i>Indicateurs</i> .....	12
3.1.3. <i>Suivi des activités de revente</i> .....	14
3.2. Gestion des risques .....	14
<b>ANNEXE A : VOLUMES ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX .....</b>	<b>15</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2015 .....	6
Tableau 2 : Besoins en énergie.....	6
Tableau 3 : Besoins en puissance .....	7
Tableau 4 : Approvisionnements postpatrimoniaux en énergie .....	9
Tableau 5 : Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance .....	10
Tableau 6 : Coût des approvisionnements postpatrimoniaux .....	11
Tableau 7 : Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2014.....	12
Tableau 8 : Indicateur de prix de marché pour l'année 2014 .....	13
Tableau A-1 : Volumes et coût des approvisionnements postpatrimoniaux.....	17



## 1. SUIVI DE L'ANNÉE 2015

1 Les besoins du Distributeur à approvisionner pour l'année 2015 sont estimés à 189,4 TWh,  
2 soit 4,2 TWh de plus que ceux prévus au dossier tarifaire 2015-2016<sup>1</sup> (voir les explications à  
3 la section 2 de la pièce HQD-4, document 2).

4 Conséquemment, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est actuellement évalué à  
5 7,3 TWh, en baisse de 0,2 TWh par rapport à la prévision reconnue par la Régie dans la  
6 décision D-2015-018, alors que les approvisionnements postpatrimoniaux sont réévalués à  
7 17,9 TWh, en hausse de 4,1 TWh. Cette hausse des approvisionnements postpatrimoniaux  
8 provient principalement d'achats d'énergie de court terme (3,2 TWh), des livraisons  
9 additionnelles du contrat cyclable (0,4 TWh) et des rappels d'énergie (0,5 TWh).

10 La hausse des besoins prévus de 4,2 TWh pour l'année 2015 amène le Distributeur à  
11 planifier des rappels de 400 MW en décembre 2015, pour une contribution en énergie de  
12 0,3 TWh en décembre.

13 Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est maintenant évalué à 1 731 M\$  
14 pour l'année 2015. Il s'agit d'une hausse de 296 M\$ par rapport au coût présenté dans le  
15 dossier tarifaire 2015-2016, laquelle s'explique en majeure partie par la hausse des besoins  
16 à approvisionner ainsi que par la hausse du prix de l'énergie sur les marchés de court terme.  
17 Ce montant inclut le coût de suspension des livraisons d'électricité de la centrale de  
18 TransCanada Energy (TCE) à Bécancour, considérant les amendements à l'entente de  
19 suspension approuvés par la Régie dans sa décision D-2014-086, de même que les  
20 ajustements aux options d'électricité interruptible approuvés dans la décision D-2014-156.

21 Le tableau 1 présente les besoins et les approvisionnements postpatrimoniaux révisés pour  
22 l'année 2015 ainsi que les écarts par rapport aux prévisions du précédent dossier tarifaire.

---

<sup>1</sup> Dossier R-3905-2014, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016*. Les données initiales du dossier R-3905-2014 ont été ajustées pour tenir compte de la décision relative à la prévision des ventes en énergie (décision D-2015-018, paragraphe 431) et du suivi de la décision D-2015-018 (pièce HQD-19, document 1 [B-0225]).

**TABLEAU 1 :  
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2015**

	2015			2015			Écarts		
	(D-2015-018)			Année de base					
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>Besoins</b>	<b>185,2</b>			<b>189,4</b>			<b>4,2</b>		
<i>moins Électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus Électricité patrimoniale inutilisée</i>	7,5			7,3			-0,2		
<b>Approvisionnement postpatrimoniaux</b>	<b>13,8</b>			<b>17,9</b>			<b>4,1</b>		
<b>Approvisionnements de long terme</b>	<b>13,6</b>	<b>1 388,2</b>	<b>102,4</b>	<b>14,4</b>	<b>1 418,8</b>	<b>98,7</b>	<b>0,8</b>	<b>30,6</b>	<b>-3,7</b>
<b>Approvisionnements de court terme</b>	<b>0,2</b>	<b>46,7</b>	<b>s.o.</b>	<b>3,5</b>	<b>311,8</b>	<b>s.o.</b>	<b>3,2</b>	<b>265,1</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>(1) (2)</sup>	0,2	19,8	79,8	3,5	280,8	80,3	3,2	261,0	0,6
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	26,9	s.o.	s.o.	31,1	s.o.	s.o.	4,1	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	12,8	s.o.	s.o.	12,8	s.o.	s.o.	0,1	s.o.
Entente cadre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Service de transport</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux</b>	<b>13,8</b>	<b>1 434,9</b>	<b>104,0</b>	<b>17,9</b>	<b>1 730,6</b>	<b>96,9</b>	<b>4,1</b>	<b>295,7</b>	<b>-7,1</b>

(1) Incluant les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie du programme d'électricité interruptible pour l'année de base.

## 2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2016

### 2.1. Besoins à approvisionner en 2016

- 1 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2016 s'élèvent à 184,9 TWh, tels qu'ils sont
- 2 présentés à la pièce HQD-4, document 2. Le tableau 2 présente les besoins en énergie sur
- 3 la période 2014-2016.

**TABLEAU 2 :  
BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2014 Année historique	2015 Année de base	2016 Année témoin
<b>BESOINS PRÉVUS</b>	<b>187,5</b>	<b>189,4</b>	<b>184,9</b>
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9	178,9	178,9
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	6,7	7,3	9,2
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>15,3</b>	<b>17,9</b>	<b>15,2</b>

Note : Le détail de la prévision des ventes est présenté au tableau 6 de la pièce HQD-4, document 2.

- 4 Les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2015-2016 sont de 38 049 MW,
- 5 tels qu'ils sont présentés à la pièce HQD-4, document 2. Considérant la réserve requise de
- 6 3 523 MW, les besoins en puissance au-delà de l'électricité patrimoniale s'élèvent à
- 7 4 130 MW, comme il appert du tableau 3.

**TABLEAU 3 :  
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2015-2016 Année témoin
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>38 049</b>
<i>plus réserve requise</i>	3 523
<i>Taux de réserve</i>	9,3%
<i>moins électricité patrimoniale (incluant la réserve)</i>	37 442
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 130</b>

## 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2016

### 2.2.1. Approvisionnements en énergie

1 La contribution prévue des contrats de long terme pour l'année 2016 est de 15,0 TWh. Celle-  
2 ci prend en considération les éléments suivants :

- 3 • aucune quantité d'énergie différée en vertu des Conventions d'énergie différée ni  
4 revendue sur les marchés, conformément à la *Loi concernant principalement la*  
5 *mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014*  
6 *et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016* adoptée le 20 avril 2015  
7 (la « Loi sur le budget 2014 ») ;
- 8 • aucune quantité d'énergie rappelée (Conventions d'énergie différée) ;
- 9 • la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle  
10 considérant le processus d'appel d'offres actuellement en cours pour l'acquisition  
11 du service d'intégration éolienne, comme approuvé par la Régie dans sa décision  
12 D-2015-014<sup>2</sup> ;
- 13 • la suspension des livraisons de la centrale de TCE, telle qu'elle est approuvée par  
14 la Régie dans sa décision D-2014-086 ;
- 15 • les livraisons du contrat cyclable d'environ 0,2 TWh ;
- 16 • les ajustements apportés au portefeuille d'approvisionnement de long terme  
17 depuis le dépôt de l'*État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-*  
18 *2023* :

#### 19 **Parcs éoliens**

- 20 ○ le report de la mise en service prévue de la phase 2 du parc de Saint-Ulric-  
21 Saint-Léandre au 1<sup>er</sup> décembre 2016 ;

<sup>2</sup> Dossier R-3848-2013, *Demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne.*

1           o le nouveau contrat signé avec Énergie éolienne Roncevaux, dans le cadre de  
2           l'appel d'offres A/O 2013-01 pour un bloc de 450 MW d'énergie éolienne<sup>3</sup>, pour  
3           une puissance contractuelle de 74,8 MW et une date garantie de début des  
4           livraisons au 1<sup>er</sup> décembre 2016 ;

5           o la révision à la baisse de la puissance contractuelle du projet de Saint-Cyprien  
6           de 24 MW à 18,8 MW ;

7           **Centrales de cogénération à la biomasse**

8           o la résiliation du contrat d'Innoventé (Trois-Rivières) pour une puissance  
9           contractuelle de 8,8 MW dont la date garantie de début des livraisons était fixée  
10          au 1<sup>er</sup> mai 2016 ;

11          o la résiliation du contrat d'Innoventé (Matane) pour une puissance contractuelle  
12          de 7,2 MW dont la date garantie de début des livraisons était fixée le 3 juin  
13          2016 ;

14          o la résiliation du contrat d'Innoventé (Saint-Patrice-de-Beaurivage) pour une  
15          puissance contractuelle de 4,6 MW dont les livraisons avaient débuté le  
16          25 septembre 2013.

17          Le Distributeur prévoit réaliser des achats de 0,3 TWh sur les marchés de court terme en  
18          hiver. De plus, un volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 9,2 TWh est anticipé pour  
19          l'année 2016. Le tableau 4 présente le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en  
20          énergie.

---

<sup>3</sup> Dossier R-3920-2015, *Demande d'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2013-01 pour un bloc de 450 MW d'énergie éolienne.*

**TABLEAU 4 :**  
**APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE**

<b>En TWh</b>	<b>2014</b> Année historique	<b>2015</b> Année de base	<b>2016</b> Année témoin
<b>LONG TERME</b>	<b>12,5</b>	<b>14,4</b>	<b>15,0</b>
TCE	-	-	-
HQP	4,2	4,1	3,3
<i>Base</i>	3,7	3,6	3,1
dont énergie rappelée	0,7	0,5	-
<i>Cyclable</i>	0,5	0,6	0,2
<i>Énergie différée</i>	-	-	-
Intégration éolienne	0,3	0,0	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,0	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,3	0,3	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	0,7	1,1	1,2
Éolien I (A/O 2003-02)	2,4	2,5	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	4,1	5,3	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,1	0,5	0,9
Éolien IV (A/O 2013-01)	-	-	0,0
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	-	-	0,0
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,2	0,3	0,3
<b>COURT TERME</b>	<b>2,7</b>	<b>3,5</b>	<b>0,3</b>
Achats d'énergie	2,7	3,5	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>15,3</b>	<b>17,9</b>	<b>15,2</b>

### 2.2.2. Approvisionnement en puissance

1 La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme  
2 totalise 2 147 MW pour l'année 2016.

3 Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur  
4 des moyens de court terme totalisant 1 960 MW afin de combler l'ensemble des besoins  
5 postpatrimoniaux en puissance. Parmi ces moyens, l'option d'électricité interruptible  
6 contribue pour 850 MW. Dans l'éventualité d'un niveau d'adhésion à l'option d'électricité  
7 interruptible différent de 850 MW, les achats sur les marchés de court terme pourront être  
8 ajustés. Les achats sur les marchés de court terme totalisent 800 MW et intègrent les  
9 500 MW de puissance UCAP acquis par le biais de l'appel d'offres lancé en mai 2014  
10 (A/O 2014-01). L'abaissement de tension demeure un moyen disponible qui pourra  
11 contribuer jusqu'à hauteur de 250 MW. Pour compléter ce bilan, le Distributeur pourra, en  
12 outre, compter sur l'apport des interventions en gestion de la demande en puissance à  
13 hauteur de 60 MW, dont le détail est fourni à la pièce HQD-10, document 1. Le tableau 5

- 1 présente le détail de la contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux  
 2 pour l'hiver 2015-2016.

**TABLEAU 5 :  
 APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2015-2016 Année témoin
<b>LONG TERME</b>	<b>2 147</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	173
Éolien <sup>(1)</sup>	1 088
Petite hydraulique	64
Autres approvisionnements de long terme	150
<b>COURT TERME</b>	<b>1 960</b>
Interventions en GDP	910
<i>Option d'électricité interruptible</i>	850
<i>Nouvelles interventions en GDP</i>	60
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	800
<i>A/O 2014-01</i>	500
<i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i>	300
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 107</b>

(1) Contribution basée sur les paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle avec garantie de puissance de 35%.

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

3 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2016 s'élève à 1 591 M\$, ce qui  
 4 correspond à un coût moyen de 104,4 \$/MWh. Il s'agit d'une hausse de 156 M\$ par rapport  
 5 au montant approuvé par la Régie dans la décision D-2015-018 pour l'année 2015. Cette  
 6 hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme, particulièrement ceux  
 7 découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales  
 8 hydroélectriques), dont le coût augmente de 161 M\$ par rapport au montant approuvé pour  
 9 l'année 2015.

10 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux comprend le coût fixe relatif à la centrale  
 11 de TCE, ainsi que le coût associé à la suspension de ses livraisons pour l'année 2016 et les

1 coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe<sup>4</sup>. Il inclut également le  
 2 coût des achats de court terme<sup>5</sup>, lequel est évalué à 20 M\$, intégrant le coût d'achat des  
 3 droits d'émission. Par ailleurs, considérant que le processus visant à acquérir un service  
 4 d'intégration éolienne conforme à la décision D-2015-014 rendue par la Régie le 27 février  
 5 2015 est présentement en cours, le Distributeur établit le coût du service pour l'année 2016  
 6 en fonction des paramètres de l'entente actuelle.

7 Un sommaire du coût des approvisionnements postpatrimoniaux pour la période 2014-2016  
 8 est présenté au tableau 6, tandis que le détail du volume et des coûts par contrat est fourni à  
 9 l'annexe A. Certaines informations de cette annexe sont caviardées afin de respecter  
 10 l'obligation de confidentialité à laquelle le Distributeur est tenu en vertu de certains contrats.  
 11 Cependant, une version complète du tableau est déposée à la Régie sous pli confidentiel.

**TABLEAU 6 :  
 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2014			2015			2016		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	12,5	1 189,0	94,8	14,4	1 418,8	98,7	15,0	1 527,6	102,0
<b>COURT TERME</b>	2,7	521,0	s.o.	3,5	311,8	s.o.	0,3	63,7	s.o.
Achats d'énergie <sup>(1)</sup>	2,7	502,6	183,8	3,5	280,8	80,3	0,3	20,2	75,1
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	18,4	s.o.	s.o.	31,1	s.o.	s.o.	43,5	s.o.
dont option d'électricité interruptible		7,7			12,8			11,1	
dont nouvelles interventions en GDP					2,3			8,8	
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>								-	
<b>TOTAL</b>	<b>15,3</b>	<b>1 709,9</b>	<b>111,9</b>	<b>17,9</b>	<b>1 730,6</b>	<b>96,9</b>	<b>15,2</b>	<b>1 591,4</b>	<b>104,4</b>

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

### 3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

#### 3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2014

##### 3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

12 Les besoins de l'année 2014 ont été de 3,8 TWh plus élevés que la prévision présentée au  
 13 dossier R-3854-2013, principalement en raison des températures plus froides observées  
 14 durant les mois de janvier, février et mars. Afin d'assurer l'équilibre offre-demande, les  
 15 achats d'énergie de court terme ont été supérieurs de 2,5 TWh, les livraisons du contrat  
 16 cyclable de 0,3 TWh et les rappels d'énergie de 0,7 TWh. Les autres approvisionnements de  
 17 long terme expliquent un écart négatif de -0,2 TWh. De plus, le Distributeur a eu davantage  
 18 recours à l'électricité patrimoniale, ce qui s'est traduit par une réduction de -0,6 TWh de  
 19 l'électricité patrimoniale inutilisée.

<sup>4</sup> Dossier R-3925-2015, *Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en périodes de pointe.*

<sup>5</sup> L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2015.

1 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux a augmenté de 511 M\$ par rapport au  
 2 coût présenté au dossier R-3854-2013. Cette croissance provient principalement de  
 3 l'augmentation du volume des achats d'énergie effectués sur les marchés de court terme,  
 4 ainsi que la hausse des prix moyens payés, en raison des températures froides de l'hiver  
 5 2014, ainsi que de la croissance des prix d'électricité dans le nord-est américain en 2014.

**TABLEAU 7 :  
 BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2014**

	2014 (D-2014-037)			2014 Année historique			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>Besoins</b>	<b>183,6</b>			<b>187,5</b>			<b>3,8</b>		
moins Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus Électricité patrimoniale inutilisée	7,3			6,7			-0,6		
<b>Approvisionnement postpatrimoniaux</b>	<b>12,1</b>			<b>15,3</b>			<b>3,2</b>		
<b>Approvisionnements de long terme</b>	<b>11,9</b>	<b>1 178,4</b>	<b>99,4</b>	<b>12,5</b>	<b>1 189,0</b>	<b>94,8</b>	<b>0,7</b>	<b>10,6</b>	<b>-4,6</b>
<b>Approvisionnements de court terme</b>	<b>0,2</b>	<b>20,9</b>	<b>s.o.</b>	<b>2,7</b>	<b>521,0</b>	<b>s.o.</b>	<b>2,5</b>	<b>500,1</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>(1) (2)</sup>	0,2	11,8	53,2	2,7	502,6	183,8	2,5	490,9	130,6
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	9,1	s.o.	s.o.	18,4	s.o.	s.o.	9,2	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	7,2	s.o.	s.o.	7,7	s.o.	s.o.	0,5	s.o.
<b>TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux</b>	<b>12,1</b>	<b>1 199,2</b>	<b>99,3</b>	<b>15,3</b>	<b>1 709,9</b>	<b>111,9</b>	<b>3,2</b>	<b>510,7</b>	<b>12,6</b>

(1) Incluant les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie du programme d'électricité interruptible et de l'entente cadre pour l'année historique.

### 3.1.2. Indicateurs

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

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

8 Le Distributeur présente au tableau 8 la comparaison du coût d'achat des  
 9 approvisionnements postpatrimoniaux par rapport à l'indicateur de prix de marché.

10 La comparaison entre l'indicateur des prix de marché et le coût des approvisionnements de  
 11 long terme est fournie à titre indicatif seulement, car elle ne reflète d'aucune façon la réalité  
 12 du Distributeur à l'égard des achats de long terme qui ont été contractés dans un contexte  
 13 donné et approuvés par la Régie. De plus, les approvisionnements de long terme, appelés à  
 14 croître au cours des prochaines années, sont souvent supérieurs à la capacité physique de  
 15 l'interconnexion du marché de référence. Par conséquent, le coût des approvisionnements  
 16 postpatrimoniaux de long terme ne peut raisonnablement être comparé à ce qu'il aurait été si  
 17 les mêmes volumes avaient été acquis sur le marché de court terme de référence.

18 Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2014 a été supérieur d'environ  
 19 29 \$/MWh au prix associé au marché de référence. Cet écart est dû aux achats de court  
 20 terme que le Distributeur a réalisé durant certaines heures sur les marchés autres que celui  
 21 de New York. Les achats ont dépassé la capacité de l'interconnexion du marché de  
 22 référence (1 100 MW) pour près de la moitié des heures. Ces achats sur les autres marchés  
 23 ont été effectués à des prix qui étaient supérieurs à celui du marché de référence.

**TABLEAU 8 :  
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2014**

		Indicateur de marché	Coûts réels
<b>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</b>			
<b>Coût total</b>	<b>M\$</b>	<b>1 239,9</b>	<b>1 709,9</b>
Besoins postpatrimoniaux	<i>TWh</i>	15,3	15,3
Coût moyen	<i>\$/MWh</i>	81,1	111,9
<b>Achats de long terme</b>			
Coûts des approvisionnements	<i>M\$</i>	761,2	1 151,6
Coût de la fermeture de TCE <sup>(1)</sup>	<i>M\$</i>	37,4	37,4
<b>Coût total</b>	<b>M\$</b>	<b>798,5</b>	<b>1 189,0</b>
Quantités acquises	<i>TWh</i>	12,5	12,5
<b>Coût moyen</b>	<b>\$/MWh</b>	<b>63,6</b>	<b>94,8</b>
<b>Achats de court terme</b>			
NYHQ_GEN_IMPORT <sup>(2)(3)</sup>	<i>\$/MWh</i>	143,9	
+ Frais de sortie de NY <sup>(2)(3)</sup>	<i>\$/MWh</i>	5,4	
+ Frais de courtage <sup>(3)</sup>	<i>\$/MWh</i>	0,8	
+ Frais de GES <sup>(4)</sup>	<i>\$/MWh</i>	3,0	
= Prix d'achat	<i>\$/MWh</i>	153,1	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	<i>M\$</i>	409,6	495,4
Coût de l'entente cadre	<i>M\$</i>	0,1	0,1
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	<i>M\$</i>	13,3	7,1
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	<i>M\$</i>	18,4	18,4
<b>Coût total</b>	<b>M\$</b>	<b>441,4</b>	<b>521,0</b>
Quantités acquises	<i>TWh</i>	2,7	2,7
<b>Coût moyen</b>	<b>\$/MWh</b>	<b>161,4</b>	<b>190,5</b>

(1) Le coût de la fermeture de la centrale de TCE de 37,4 M\$ exclut les coûts de puissance de remplacement (inclus sous la rubrique «Achats de court terme»).

(2) Moyenne annuelle pondérée sur les transactions réelles.

(3) Taux de change (moyenne annuelle) : 1,1045 \$CA = 1 \$US.

(4) Les frais des émissions de gaz à effet de serre sont ceux reliés à l'indicateur du marché de New York.

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

1 Une demande plus forte durant la période d'hiver s'est traduite par une diminution de  
2 0,6 TWh du volume d'électricité patrimoniale inutilisée, par rapport au volume présenté au  
3 dossier R-3854-2013, pour un total de 6,7 TWh en 2014.

4 Par ailleurs, un volume d'électricité de 4,0 GWh a été acquis en dépassement de l'électricité  
5 patrimoniale pour l'année 2014, en vertu de l'entente globale cadre. Il s'agit du plus faible  
6 volume en dépassement depuis 2005. Les dépassements ont été effectués uniquement lors  
7 des 40 heures de plus faible contribution. Ce résultat apparaît très satisfaisant considérant le  
8 contexte de l'hiver 2014 marqué par de forts aléas climatiques.

9 Au total, le coût des dépassements pour l'année 2014 s'élève à 116,4 k\$, soit le coût le plus  
10 faible depuis l'approbation de la première entente globale cadre.

### **Appels d'offres**

11 Le Distributeur n'a effectué aucun appel d'offres pour des achats d'énergie de court terme.

#### **3.1.3. Suivi des activités de revente**

12 Le Distributeur n'a effectué aucune revente en 2014. Considérant l'impact de l'adoption de la  
13 Loi sur le budget 2014, le Distributeur soumet que le suivi des activités de revente n'est plus  
14 requis et n'entend plus le présenter.

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

15 Aucun suivi des indicateurs du programme de gestion des risques n'est requis dans le  
16 présent dossier. En effet, au moment de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur n'a  
17 effectué aucun appel d'offres ni transaction bilatérale pour une durée d'un mois ou plus, tant  
18 pour des achats d'énergie que pour la revente<sup>6</sup>. De même, les transactions d'une durée d'un  
19 mois ou moins représentent de faibles volumes ne justifiant pas un suivi dans le présent  
20 dossier<sup>7</sup>.

---

<sup>6</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>7</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**

	2014			2015			2016		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>12,5</b>	<b>1 189,0</b>	<b>94,8</b>	<b>14,4</b>	<b>1 418,8</b>	<b>98,7</b>	<b>15,0</b>	<b>1 527,6</b>	<b>102,0</b>
TCE	0,0			0,0			0,0		
HQP	4,2	265,0	63,2	4,1	266,3	64,2	3,3	221,0	67,5
Base	3,7	213,1	57,2	3,6	208,0	58,3	3,1	180,3	58,6
dont puissance garantie des rappels		3,1			3,0			0,0	
Cyclable	0,5	51,9	110,1	0,6	58,3	99,9	0,2	40,7	202,6
Intégration éolienne	0,3	71,4		0,0	53,0		0,0	61,0	
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,0	3,6	84,7	0,1	5,2	94,9	0,1	6,4	96,0
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,3	33,3	109,8	0,3	37,3	114,2	0,4	43,9	116,6
Saint-Nicéphore	0,1	6,0	94,7	0,1	5,5	97,4	0,1	6,1	98,7
Thurso	0,1	11,5	119,4	0,1	15,7	121,9	0,2	19,3	123,5
St-Cécile-de-Milton	0,0	1,6	123,2	0,0	1,7	126,5	0,0	1,7	130,0
St-Thomas	0,1	8,4	105,9	0,1	7,4	107,5	0,1	8,0	108,6
St-Patrice-de-Beaurivage	0,0	0,3	88,3						
St-Félicien	0,0	5,4	115,2	0,1	7,1	118,6	0,1	8,9	122,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	0,7	71,8	101,2	1,1	118,7	106,9	1,2	129,7	110,6
Renouvellement SF-2012 (FibreK)	0,2	21,5	106,8	0,2	25,5	108,6	0,2	26,0	111,2
Témiscaming #2		-1,8		0,3	31,7	107,7	0,3	34,0	109,1
Dolbeau	0,2	19,4	101,0	0,2	19,8	102,5	0,2	18,9	111,1
Gatineau	0,1	10,1	103,4	0,1	11,0	105,3	0,1	10,7	111,2
Windsor	0,2	22,6	105,6	0,2	22,9	107,9	0,2	20,5	111,2
Bromptonville	0,0	0,5	103,3	0,0	2,9	107,5	0,0	3,2	111,2
Trois-Rivières		-0,2							
Matane		-0,2							
Valleyfield				0,0	1,9	109,8	0,1	8,7	111,2
Thurso				0,0	2,9	110,3	0,0	4,6	111,2
Biomont Énergie							0,0	3,2	111,2
Éolien I (A/O 2003-02)	2,4			2,5			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	21,0	60,8	0,4	23,2	61,2	0,4	24,8	62,4
Mont-Louis <sup>(1)</sup>	0,3	18,1	58,1	0,3	18,7	58,8	0,3	18,2	58,9
Montagne Sèche	0,2			0,2			0,2		
Gros-Morne (phase 1 et 2)	0,7			0,7			0,7		
Éolien II (A/O 2005-03)	4,1	396,5	97,4	5,3	518,1	98,3	6,2	609,6	98,6
Le Plateau	0,3	36,7	106,3	0,4	43,6	106,3	0,4	45,3	106,3
de l'Érable	0,3	45,6	132,3	0,3	43,1	133,2	0,3	41,0	133,4
des Moulins	0,4	37,4	89,7	0,5	44,0	91,3	0,5	44,9	93,1
Monterégie	0,3	28,8	102,1	0,3	31,0	103,6	0,3	32,4	104,0
New Richmond	0,2	21,7	118,8	0,2	24,8	121,1	0,2	25,4	121,7
Témiscouata II (St-Valentin)				0,0	1,7	120,8	0,2	19,2	120,8
St-Robert-Bellarmin	0,3	23,9	93,4	0,2	22,8	91,7	0,2	22,6	91,8
Lac Alfred (phase 1)	0,8	67,6	83,1	0,9	72,7	83,5	0,9	77,1	83,6
Massif du Sud	0,4	35,1	81,3	0,4	36,3	81,6	0,5	37,7	81,7
Seigneurie de Beaupré 2	0,4	41,4	105,4	0,4	44,3	106,0	0,4	42,9	106,4
Seigneurie de Beaupré 3	0,4	48,9	110,4	0,4	49,9	111,0	0,4	48,2	111,5
Seigneurie de Beaupré 4	0,0	2,4	56,8	0,2	21,7	102,3	0,2	21,4	102,7
Vents du Kempf	0,0	2,2	71,0	0,3	30,8	103,5	0,3	32,7	105,4
Rivière du Moulin (phase 1)	0,1	4,9	54,3	0,5	42,9	90,6	0,5	42,8	92,9
Rivière du Moulin (phase 2)				0,1	6,3	65,0	0,6	55,1	89,5
Mont Rothery (Clermont)				0,0	2,0	92,1	0,2	21,0	92,1
Éolien III (A/O 2009-02)	0,1	16,2	118,6	0,5	69,6	127,9	0,9	112,6	130,4
St-Damase	0,0	0,1	13,5	0,1	6,9	97,6	0,1	7,1	98,1
Viger-Denonville	0,1	11,1	148,6	0,1	11,7	149,1	0,1	11,3	149,3
Le Plateau 2	0,0	0,0	-9,7	0,1	7,8	123,5	0,1	8,0	123,6
Témiscouata	0,0	0,7	89,2	0,1	9,7	122,1	0,1	8,8	122,2
Saint-Philémon	0,0	0,0	28,1	0,1	6,9	100,2	0,1	7,6	103,4
La Mitis	0,0	2,3	112,7	0,1	10,9	145,9	0,1	11,1	146,1
Le Granit	0,0	2,0	102,5	0,1	11,4	148,3	0,1	11,2	148,5
St-Cyprien				0,0	0,7	137,5	0,1	7,9	137,5
Côte-de-Beaupré				0,0	0,9	140,4	0,1	10,1	140,4
Val-Éo				0,0	0,8	124,1	0,1	9,2	124,1
Frampton				0,0	0,9	132,8	0,1	9,8	132,8
Pierre-de-Saurel				0,0	0,9	137,5	0,1	10,4	137,5
Éolien IV (A/O 2013-01)							0,0	1,6	80,7
Roncevaux							0,0	1,6	80,7
Mesg'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)							0,0	4,1	105,3
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,2	17,4	82,8	0,3	22,2	83,3	0,3	28,0	85,9
Chutes à Thompson (Franquelin)	0,0	3,2	82,8	0,0	3,0	84,9	0,0	3,5	87,0
Pont-Arnaud	0,0	3,8	82,8	0,0	3,3	84,9	0,0	3,8	87,0
Chute-Garneau	0,0	2,4	82,8	0,0	2,2	84,9	0,0	2,4	87,0
Courbe du Sault (Sheldrake)	0,1	8,0	82,8	0,1	7,7	84,9	0,1	7,5	87,0
Val Jalbert				0,1	6,0	79,4	0,1	6,5	83,5
Hydro-Canyon St-Joachim							0,0	4,2	85,4
Autres approvisionnements de long terme	s.o.	1,2	s.o.	s.o.	1,0	s.o.	s.o.	1,2	s.o.
<b>COURT TERME</b>	<b>2,7</b>	<b>521,0</b>	<b>s.o.</b>	<b>3,5</b>	<b>311,8</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,3</b>	<b>63,7</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>(2)</sup>	2,7	502,6	183,8	3,5	280,8	80,3	0,3	20,2	75,1
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	18,4	s.o.	s.o.	31,1	s.o.	s.o.	43,5	s.o.
dont option d'électricité interruptible		7,7			12,8			11,1	
dont nouvelles interventions en GDP					2,3			8,8	
<b>TOTAL</b>	<b>15,3</b>	<b>1 709,9</b>	<b>111,9</b>	<b>17,9</b>	<b>1 730,6</b>	<b>96,9</b>	<b>15,2</b>	<b>1 591,4</b>	<b>104,4</b>

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

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