

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 7  
DE LA RÉGIE**

**RÉPONSES AUX QUESTIONS 1 ET 11**



---

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 7 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À  
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ  
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017

---

**PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES**

1. **Références :**
- (i) Pièce B-0015, p. 11;
  - (ii) Pièce B-0068, p. 19;
  - (iii) Pièce B-0077, p. 6.

**Préambule :**

(i) « Entente avec Gaz Métro

*Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de coût d'approvisionnement en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de pass-on pour l'achat d'électricité. »*

(ii) « [...] En vertu des US GAAP et des IFRS, l'entente avec Gaz Métro est considérée comme un contrat de location-acquisition. »

(iii) « Le traitement comptable réglementaire proposé pour les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro permet également de facturer annuellement à la clientèle les coûts réellement encourus conformément aux factures reçues. Ce traitement comptable permet de traiter les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro comme un contrat d'approvisionnement. Cette proposition présente l'avantage de traiter de manière similaire les coûts associés aux contrats ayant la même finalité.

*Une méthode alternative aurait été d'harmoniser le traitement comptable réglementaire avec le traitement comptable statutaire et de traiter l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Gaz Métro comme un contrat de location-acquisition. Ainsi, une charge d'amortissement d'immobilisation et un rendement sur la base de tarification liée à cette immobilisation seraient inclus dans les revenus requis du Distributeur. »*

**Demandes :**

**Veillez déposer les réponses aux questions suivantes sous pli confidentiel, le cas échéant et si nécessaire.**

- 1.1 Veillez déposer une illustration des traitements comptables décrits aux références (i) à (iii) en deux tableaux, le premier illustrant les écritures comptables en vertu des normes US GAAP et celles de la pratique réglementaire demandée par le Distributeur. Veillez quantifier et fournir les hypothèses.

**Réponse :**

- 1 **Sur le plan comptable statutaire, l'entente d'entreposage et de vaporisation**  
2 **est considérée comme un contrat de location-acquisition en vertu des**

1           **US GAAP. Cette entente comprend deux natures de coûts qui seront facturés**  
2           **au Distributeur, soit les dépenses en immobilisations et les coûts réellement**  
3           **encourus pour l'exploitation et l'entretien.**

4           **Les frais d'exploitation et d'entretien prévus dans l'entente d'entreposage et**  
5           **de vaporisation n'entrent pas dans le calcul du contrat de**  
6           **location-acquisition. L'écart entre le montant prévu dans le dossier tarifaire**  
7           **relatif aux frais d'exploitation et d'entretien et le montant des coûts réellement**  
8           **encourus par le Distributeur (et facturés par Gaz Métro) sera comptabilisé**  
9           **dans le compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.**

10           **Le tableau R-1.1 fournit un exemple théorique des écritures comptables**  
11           **US GAAP relatives à la comptabilisation d'un contrat de location-acquisition**  
12           **sans traitement réglementaire et les écritures de comptabilisation d'un contrat**  
13           **de location-acquisition avec traitement réglementaire de récupération des**  
14           **coûts en fonction des factures reçues.**

**TABLEAU R-1.1 :**  
**EXEMPLE D'APPLICATION DE LA COMPTABILISATION D'UN CONTRAT DE LOCATION-ACQUISITION EN VERTU DES US GAAP -**  
**AVEC ET SANS TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE (M\$)**

Sans la pratique réglementaire demandée			Avec la pratique réglementaire demandée			
<i>Hypothèses :</i>			<i>Hypothèses :</i>			
Juste valeur de l'actif au début du contrat	20,0	M\$	Identiques au scénario sans la pratique réglementaire demandée			
Durée du contrat	5 ans		+			
Facturation annuelle	6,0	M\$	Récupération dans les tarifs selon les factures reçues,			
Taux implicite du contrat	15,24%		soit 6 M\$ / année			
			Débit	Crédit	Débit	Crédit
<b>1) <u>Comptabilisation initiale du contrat de location-acquisition</u></b>			<b>1) <u>Comptabilisation initiale du contrat de location-acquisition</u></b>			
Immobilisations	20,0			20,0		
@ Passif-Obligation découlant d'un contrat de location-acquisition					20,0	
<b>2) <u>Paiement et désactualisation de l'obligation (20 M\$ x 15,24%)</u></b>			<b>2) <u>Paiement et désactualisation de l'obligation (20 M\$ x 15,24%)</u></b>			
Charge de désactualisation	3,0			3,0		
Obligation découlant d'un contrat de location-acquisition	3,0			3,0		
@ Encaisse					6,0	
<b>3) <u>Calcul de l'amortissement de l'actif (20 M\$ / 5 ans)</u></b>			<b>3) <u>Calcul de l'amortissement de l'actif (20 M\$ / 5 ans)</u></b>			
Amortissement	4,0			4,0		
@ Amortissement cumulé					4,0	
<b>4) <u>Comptabilisation d'un actif réglementaire</u></b>			<b>4) <u>Comptabilisation d'un actif réglementaire</u></b>			
Actif réglementaire				1,0		
@ Amortissement actif réglementaire					1,0	
			(Correspond à l'écart entre la charge aux résultats statutaire (7) vs la charge récupérée dans les tarifs (6))			
<b>5) <u>Reclassement des charges pour refléter la pratique réglementaire</u></b>			<b>5) <u>Reclassement des charges pour refléter la pratique réglementaire</u></b>			
Achat d'électricité				6,0		
Amortissement actif réglementaire				1,0		
@ Charge de désactualisation					3,0	
Amortissement					4,0	
<b>Impact - Revenus Requis</b>			<b>Impact - Revenus Requis</b>			
Amortissement	4,0				6,0	
Charge de désactualisation	3,0					
	7,0					
Rendement base de tarification	0,2					
	7,2					

1.2 Veuillez estimer le montant de l'actif à titre de contrat de location-acquisition qui serait inclus dans la base de tarification, en vertu des normes US GAAP.

**Réponse :**

1            **Le montant de l'actif au titre du contrat de location-acquisition correspondrait**  
2            **au coût de construction des infrastructures. Selon l'entente d'entreposage et**  
3            **de vaporisation, ce montant ne devra pas excéder [REDACTED] M\$. Le montant**  
4            **précis ne sera toutefois connu qu'après analyse des soumissions reçues et,**  
5            **dépendamment des montants soumis, le Distributeur déterminera les suites à**  
6            **donner à ce dossier.**

[...]

## APPROVISIONNEMENTS

11. **Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 10;
  - (ii) Pièce B-0023, p. 7;
  - (iii) Pièce B-0023, p. 11;
  - (iv) Dossier R-3905-2014, décision D-2015-014, par. 215;
  - (v) Pièce B-0077, p. 24;
  - (vi) Pièce B-0023, p. 17;
  - (vii) Pièce B-0024, p. 5;
  - (viii) Pièce B-0127, p. 3;
  - (ix) Pièce B-0127, p. 4.

**Préambule :**

(i)

**Tableau 5**  
**Approvisionnement 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
Abaissment 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%.

(ii) « 2.2.1. Approvisionnements en énergie

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

- la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle considérant le processus d'appel d'offres actuellement en cours pour l'acquisition du service d'intégration éolienne, comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2015-014; » [nous soulignons]

(iii)

**Tableau 6**  
**Coûts 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.

- (iv) « [215] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans l'appel d'offres, des retours d'énergie selon deux périodes de l'année, l'une pour les mois couvrant d'hiver et une seconde pour les autres mois de l'année. Elle fixe les retours d'énergie à 40 % pour la période d'octobre à mars et à 30 % pour la période d'avril à septembre. » [nous soulignons]
- (v) « [...] L'impact sur les coûts de 2016 dépendra de la date d'entrée en vigueur des contrats qui seront accordés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02. Comme précisé dans le document d'appel d'offres, les contrats devront prendre effet au plus tard le 1er octobre 2016. Selon l'échéancier, les soumissions retenues seront annoncées le 24 novembre 2015. »
- (vi) Dans le tableau A-1 intitulé « Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux », le Distributeur anticipe les coûts de l'intégration éolienne à 61 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une croissance de 8 M\$ (15 %) par rapport à ceux de l'année de base 2015.

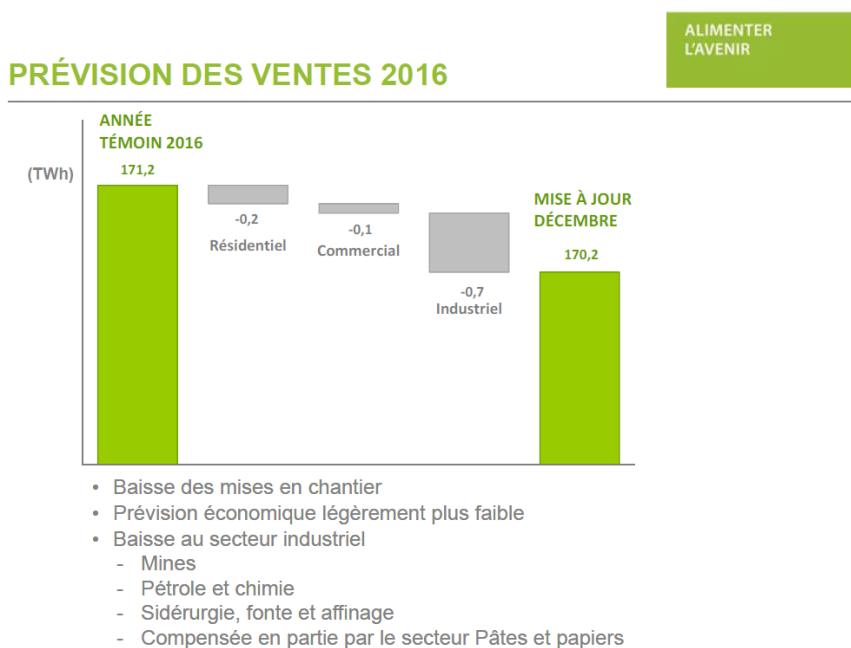


(vii)

**Tableau 1**  
**Achats d'électricité (M\$)**

	Année historique 2014	Année de base 2015	Année témoin 2016
<b>Achats d'électricité</b>	<b>5 617,0</b>	<b>6 117,9</b>	<b>6 356,3</b>
Électricité patrimoniale	4 508,2	4 534,2	4 534,4
Électricité postpatrimoniale	1 684,6	1 717,1	1 591,4
Tarif de gestion de la consommation	25,8	13,5	-
Ajustement des contrats spéciaux	(247,4)	(154,9)	(145,0)
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2012	(4,3)	-	-
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2013	(27,9)	-	56,4
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2014	(322,0)	135,8	191,3
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2015	-	(127,8)	127,8

(viii) Présentation du 4 décembre 2015, p. 3 :



(ix) Présentation du 4 décembre 2015, p. 4 :

## APERÇU 2016

ALIMENTER  
L'AVENIR

### MISE À JOUR DE CERTAINS PARAMÈTRES

• Revenus des ventes nets des achats	↑ 16 M\$
• Approvisionnements (reports de projets)	↓ 25 M\$
• Pass-on et compte de nivellement*	↓ 23 M\$
• Retrait de la disposition du compte pour événements imprévisibles en réseaux autonomes	↓ 20 M\$
• Révision du prix des combustibles*	↓ 15 M\$
• Mise à jour du coût de la dette (HQT et HQD)	↓ 24 M\$
• Décision relative aux US GAAP	↑ 63 M\$
	↓ 28 M\$

\* 10 mois réels / 2 mois prévisionnels

HAUSSE TARIFAIRE DEMANDÉE

1,7 %

### Demandes :

11.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur a considéré à 35 %, sur une base annuelle, la contribution en puissance des approvisionnements éoliens pour l'année témoin 2016 (références (i) et (ii)). Dans l'affirmative, veuillez chiffrer l'impact de l'application des indications formulées au paragraphe 215 de la décision D-2015-014 (référence (iv)) sur le coût des approvisionnements en énergie et puissance (référence (iii)) ainsi que sur le revenu additionnel requis pour l'année témoin 2016.

### Réponse :

1 Le dossier de l'appel d'offres A/O 2015-02 visant l'acquisition de services  
2 d'intégration éolienne n'est pas complété. Le nouveau contrat d'intégration  
3 éolienne qui en découlera - précisant la date d'entrée en vigueur, les prix  
4 applicables et les volumes concernés - sera présenté à la Régie, aux fins  
5 d'approbation, en janvier 2016.

6 Dans le cadre du présent dossier tarifaire, les coûts associés aux services  
7 d'intégration éolienne sont établis sur la base du contrat actuel lequel prévoit  
8 une contribution en puissance des approvisionnements éoliens de 35 % ainsi  
9 qu'une contribution en énergie uniforme de 35 %.

10 Le nouveau contrat, qui prendra effet au plus tard le 1<sup>er</sup> octobre 2016,  
11 procurera une contribution en énergie équivalente à l'entente actuelle sur une  
12 base annuelle, soit une contribution annuelle de 35 % en tenant compte d'une  
13 contribution modulée de 30 % pendant 6 mois (été) et de 40 % pendant 6 mois  
14 (hiver).

1            **En matière de puissance, la nouvelle entente procurera une contribution plus**  
2            **élevée que l'entente actuelle compte tenu d'une contribution en puissance à**  
3            **hauteur de 40 %. Cette contribution additionnelle permettra ainsi de répondre**  
4            **d'avantage aux besoins du Distributeur en matière de puissance par rapport à**  
5            **l'entente actuelle. Ces bénéfices pour la clientèle du Distributeur se**  
6            **matérialiseront dans l'année tarifaire 2017-2018.**

7            **Enfin, dans l'éventualité où des écarts financiers découleraient de**  
8            **l'implantation de la nouvelle entente par rapport à l'entente actuelle, ces**  
9            **écarts seraient captés par le compte de *pass-on*.**

11.2 Veuillez fournir la date d'entrée en vigueur prévue du contrat de services d'intégration éolienne qui sera accordé dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02 (référence (v)).

**Réponse :**

10            **Voir la réponse à la question 11.1.**

11.3 Veuillez calculer la différence entre les coûts d'intégration éolienne de l'ancien contrat (référence (vi)) et celui retenu par le Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02 (référence (v)). Veuillez également calculer l'impact de cette différence de coûts sur le revenu requis du Distributeur pour l'année témoin 2016.

**Réponse :**

11            **Voir la réponse à la question 11.1.**

11.4 Pour l'année témoin 2016, veuillez mettre à jour les tableaux des références (iii), (vi) et (vii) en tenant compte de la mise à jour de la prévision des ventes et des paramètres relatifs aux revenus des ventes nets des achats ainsi que des approvisionnements (références (viii) et (ix)).

**Réponse :**

12            **Le tableau R-11.4-A présente, pour la référence (iii), la mise à jour des coûts**  
13            **des approvisionnements postpatrimoniaux de l'année témoin 2016.**

**TABLEAU R-11.4-A :**  
**COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2016**

	2016		
	Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>14,7</b>	<b>1 488,5</b>	<b>101,4</b>
<b>COURT TERME</b>	<b>0,2</b>	<b>61,4</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>(1)</sup>	0,2	18,6	81,0
Reventes d'énergie	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	42,8	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>		13,9	
<i>dont nouvelles interventions en GDP</i>		8,8	
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>		-	
<b>TOTAL</b>	<b>14,9</b>	<b>1 549,9</b>	<b>104,0</b>

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

- 1 Le tableau R-11.4-B présente, pour la référence (vi), la mise à jour des  
2 volumes et des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de l'année  
3 témoin 2016.

**TABLEAU R-11.4-B :  
VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2016		
	Année-témoin		
	TWh	MS	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>14,7</b>	<b>1 488,5</b>	<b>101,4</b>
TCE	0,0		
HQP	3,3	220,8	67,5
Base	3,1	180,3	58,6
dont puissance garantie des rappels		0,0	
Cyclable	0,2	40,6	205,2
Intégration éolienne	0,0	60,1	
Kruger	0,1		
Tembec	0,1	6,4	96,0
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,4	43,9	116,6
Saint-Nicéphore	0,1	6,1	98,7
Thurso	0,2	19,3	123,5
Ste-Cécile-de-Milton	0,0	1,7	130,0
St-Thomas	0,1	8,0	108,6
St-Patrice-de-Beaurivage			
St-Félicien	0,1	8,9	122,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,1	120,8	110,1
Renouvellement SF 2012 (FibreK)	0,2	26,0	111,2
Témiscaming #2	0,3	34,0	109,1
Dolbeau	0,2	18,9	111,1
Gatineau	0,1	10,7	111,2
Windsor	0,2	20,5	111,2
Bromptonville	0,0	3,2	111,2
Trois-Rivières			
Matane			
Valleyfield	0,0	1,8	89,1
Thurso	0,0	4,6	111,2
Biomont Énergie	0,0	1,1	98,4
Éolien I (A/O 2003-02)	2,5		
Baie-des-Sables <sup>(1)</sup>	0,3		
L'Anse-à-Valleau <sup>(1)</sup>	0,3		
Carleton <sup>(1)</sup>	0,3		
St-Uric <sup>(1)</sup>	0,4	25,6	62,4
Mont-Louis <sup>(1)</sup>	0,3	18,2	58,9
Montagne Sèche	0,2		
Gros-Morne (phase 1 et 2)	0,7		
Éolien II (A/O 2005-03)	6,2	609,6	98,6
Le Plateau	0,4	45,3	106,3
de l'Érable	0,3	41,0	133,4
des Moulins	0,5	44,9	93,1
Montérégie	0,3	32,4	104,0
New Richmond	0,2	25,4	121,7
Témiscouata II (St-Valentin)	0,2	19,2	120,8
St-Robert-Bellarmin	0,2	22,6	91,8
Lac Alfred (phase 1)	0,9	77,1	83,6
Massif du Sud	0,5	37,7	81,7
Seigneurie de Beauré 2	0,4	42,9	106,4
Seigneurie de Beauré 3	0,4	48,2	111,5
Seigneurie de Beauré 4	0,2	21,4	102,7
Vers du Kempf	0,3	32,7	105,4
Rivière du Moulin (phase 1)	0,5	42,8	92,9
Rivière du Moulin (phase 2)	0,6	55,1	89,5
Mont Rothery (Clermont)	0,2	21,0	92,1
Éolien III (A/O 2009-02)	0,7	86,2	127,9
St-Damase	0,1	7,1	98,1
Viger-Denonville	0,1	11,3	149,3
Le Plateau 2	0,1	8,0	123,6
Témiscouata	0,1	8,8	122,2
Saint-Philémon	0,1	7,6	103,4
La Mitis	0,1	11,1	146,1
Le Granit	0,1	11,2	148,5
St-Cyprien	0,0	0,3	67,2
Côte-de-Beauré	0,1	10,1	140,4
Val-Éo	0,0	0,3	53,8
Frampton	0,1	9,8	132,8
Pierre-de-Saurel	0,0	0,4	67,2
Éolien IV (A/O 2013-01)	0,0	1,6	80,7
Roncevaux	0,0	1,6	80,7
Mesgîg Ugiu'sh (Décret 191-2014)	0,0	4,1	105,3
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,3	24,6	86,0
Chutes à Thompson (Franquelin)	0,0	3,5	87,0
Pont-Arnaud	0,0	3,8	87,0
Chute-Garneau	0,0	2,4	87,0
Courbe du Sault (Sheldrake)	0,1	7,5	87,0
Val Jalbert	0,1	6,5	83,5
Hydro-Canyon St-Joachim	0,0	0,8	85,4
Autres approvisionnements de long terme	s.o.	1,2	s.o.
<b>COURT TERME</b>	<b>0,2</b>	<b>61,4</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>(2)</sup>	0,2	18,6	81,0
Reventes d'énergie	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	42,8	s.o.
dont option d'électricité interruptible		13,9	
dont nouvelles interventions en GDP		8,8	
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>14,9</b>	<b>1 549,9</b>	<b>104,0</b>

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

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

- 1 Le tableau R-11.4-C présente, pour la référence (vii), la mise à jour du coût des  
2 achats d'électricité.

**TABLEAU R-11.4-C :  
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ (M\$)**

	Année historique 2014	Année de base 2015	Année témoin 2016
<b>Achats d'électricité</b>	<b>5 617,0</b>	<b>6 117,9</b>	<b>6 232,8</b>
Électricité patrimoniale	4 508,2	4 534,2	4 515,2
Électricité postpatrimoniale	1 684,6	1 717,1	1 549,9
Tarif de gestion de la consommation	25,8	13,5	-
Ajustement des contrats spéciaux	(247,4)	(154,9)	(191,2)
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2012	(4,3)	-	-
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2013	(27,9)	-	56,4
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2014	(322,0)	135,8	191,3
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2015	-	(127,8)	111,2