

## **APPROVISIONNEMENTS**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2010.....</b>	<b>5</b>
1.1	BESOINS À APPROVISIONNER EN 2010 .....	5
1.2	APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX POUR L'ANNÉE 2010.....	6
1.2.1	Approvisionnements en énergie .....	6
1.2.2	Approvisionnements en puissance.....	8
1.2.3	Coût des approvisionnements postpatrimoniaux.....	9
1.3	GESTION DES RISQUES .....	10
<b>2</b>	<b>SUIVI DE LA DÉCISION D-2009-016 .....</b>	<b>11</b>
	<b>ANNEXE A RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2008 .....</b>	<b>13</b>
1	BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS .....	15
2	COÛT DES APPROVISIONNEMENTS .....	15
3	SUIVI DES ACTIVITÉS DE VENTE .....	16
4	INDICATEURS.....	17
	<b>ANNEXE B SUIVI DE L'ANNÉE 2009.....</b>	<b>21</b>
1	BESOINS ESTIMÉS .....	23
2	BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX .....	23
3	COÛT ESTIMÉ DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX .....	24
4	TRANSACTIONS DE COURT TERME .....	25



**1. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2010**

**1.1 Besoins à approvisionner en 2010**

1 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2010 s'élèvent à 179,0 TWh, une hausse de  
 2 2,6 TWh par rapport à l'estimation actuelle des besoins normalisés de l'année 2009,  
 3 mais une baisse de 4,7 TWh par rapport au précédent dossier tarifaire. Selon un  
 4 scénario déterministe, à conditions climatiques normales et excluant tout recours à  
 5 l'entente cadre, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux prévus sont de  
 6 1,5 TWh et le volume d'électricité patrimoniale inutilisé de 1,3 TWh.

7 **TABLEAU 1**  
 8 **BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS**

		<b>2009</b> <small>(R-3677-2008)</small>	<b>2010</b>	<b>Écart</b>
<b>PRÉVISION DES VENTES (TWh)</b>		<b>170,7</b>	<b>166,3</b>	<b>-4,5</b>
<i>plus</i>	Usage interne	0,6	0,7	0,1
<i>moins</i>	Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,0
<b>CONSOMMATION PRÉVUE</b>		<b>170,9</b>	<b>166,6</b>	<b>-4,3</b>
<i>plus</i>	Pertes de distribution et de transport	12,8	12,5	-0,3
<b>BESOINS PRÉVUS</b>		<b>183,7</b>	<b>179,0</b>	<b>-4,7</b>
<i>moins</i>	Électricité patrimoniale	178,9	177,6	-1,3
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>		<b>4,8</b>	<b>1,5</b>	<b>-3,4</b>

9  
 10 Les besoins en puissance prévus pour la pointe d'hiver 2009-2010 sont de 35 353 MW.  
 11 Considérant une réserve requise de 3 279 MW, les besoins s'élèvent à 1 190 MW au-  
 12 delà de l'électricité patrimoniale.

1

**TABLEAU 2**

2

**BESOINS EN PUISSANCE PRÉVUS POUR LA POINTE D'HIVER**

		2008-2009 (R-3677-2008)	2009-2010	Écart
<b>BESOINS PRÉVUS (MW)</b>		<b>35 887</b>	<b>35 353</b>	<b>-534</b>
<i>plus</i>	Réserve requise	3 660	3 279	-381
	Taux de réserve	10,2%	9,3%	-0,9%
<i>moins</i>	Électricité patrimoniale (Incluant la réserve)	37 442	37 442	0
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>		<b>2 105</b>	<b>1 190</b>	<b>-915</b>

3

4 La diminution de la réserve requise de 381 MW est attribuable à la baisse du taux de  
 5 réserve associée à l'électricité interruptible<sup>1</sup> ainsi qu'à la réduction des besoins prévus.

## 1.2 Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2010

6

### 1.2.1 Approvisionnements en énergie

7 Considérant des besoins postpatrimoniaux de 1,5 TWh prévus pour l'année 2010, le  
 8 Distributeur a conclu une nouvelle entente pour la suspension de la livraison des  
 9 4,3 TWh associés au contrat avec TCE<sup>2</sup> et procédera au report de 4,2 TWh en vertu des  
 10 conventions d'énergie différée avec le Producteur pour les contrats en base et cyclable,  
 11 ce qui portera le solde du compte d'énergie différée à 10,5 TWh. Le recours à ces  
 12 moyens permet au Distributeur de limiter à 1,3 TWh net le volume d'énergie qu'il devra  
 13 revendre afin de rétablir son équilibre offre-demande et de minimiser les coûts associés  
 14 aux approvisionnements postpatrimoniaux.

15 Le Distributeur prendra livraison de 1,7 TWh des contrats d'approvisionnements de long  
 16 terme associés à la biomasse et à l'éolien. Par rapport au précédent dossier tarifaire, il  
 17 s'agit d'une hausse d'un peu plus de 0,3 TWh attribuable essentiellement à la mise en  
 18 exploitation commerciale des parcs éoliens de Saint-Ulric (127,5 MW en décembre 2009  
 19 et 22,5 MW en décembre 2010) et de Mont-Louis (100,5 MW en décembre 2010). La

<sup>1</sup> Dossier R-3678-2008.

<sup>2</sup> Dossier R-3704-2009, en cours, pour la suspension des livraisons de l'année 2010.

1 mise en service du parc éolien Les Méchins (150 MW), initialement prévue pour  
2 décembre 2009, est reportée à décembre 2011.

3

**TABLEAU 3**

4

**VOLUME DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE**

En TWh	2009 (R-3677-2008)	2010	Écart
<b>LONG TERME</b>	<b>4,788</b>	<b>2,750</b>	<b>-2,038</b>
TCE	0,000	0,000	0,000
HQP	3,384	1,036	-2,348
<i>Base</i>	1,561	0,496	-1,065
<i>Cyclable</i>	1,823	0,540	-1,283
<i>Énergie différée</i>	1,872	4,220	2,348
Bowater	0,147	0,112	-0,035
Kruger	0,133	0,133	0,000
Tembec	0,067	0,067	0,000
Éolien I (990 MW)	1,058	1,403	0,345
<i>Baie des Sables</i>	0,336	0,336	0,000
<i>Anse-à-Valleau</i>	0,308	0,308	0,000
<i>Carleton</i>	0,336	0,336	0,000
<i>St-Ulric</i>	0,039	0,397	0,358
<i>Les Méchins</i>	0,039	0,000	-0,039
<i>Mont-Louis</i>	-	0,026	0,026
Intégration éolienne	s.o.	s.o.	
<b>COURT TERME</b>	<b>0,061</b>	<b>-1,275</b>	<b>-1,336</b>
Achats d'énergie	0,529	0,079	-0,450
Reventes d'énergie	-0,468	-1,354	-0,886
<b>TOTAL</b>	<b>4,849</b>	<b>1,475</b>	<b>-3,374</b>

5

1

**TABLEAU 4**

2

**COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE (TWh)**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>ÉNERGIE DIFFÉRÉE</b>	<b>2,1</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>
Base	1,4	2,5	2,6
Cyclable	0,6	1,7	1,7
<hr/>			
<b>SOLDE</b>	<b>2,1</b>	<b>6,2</b>	<b>10,5</b>
Base	1,4	4,0	6,5
Cyclable	0,6	2,3	3,9

3

4

**1.2.2 Approvisionnements en puissance**

6 Les besoins postpatrimoniaux en puissance de 1 190 MW prévus pour l'hiver 2009-2010  
7 seront comblés en grande partie par la contribution des contrats de long terme du  
8 Distributeur, qui s'élève à 797 MW. Par rapport à l'hiver 2008-2009, il s'agit d'une  
9 contribution additionnelle nette de 41 MW, attribuable à la mise en exploitation  
10 commerciale du parc éolien de Saint-Ulric (127,5 MW à 35 % de FU) et à la baisse de  
11 3,6 MW pour la contribution à la pointe d'hiver de Bowater<sup>3</sup>.

12 Outre l'abaissement de tension, le Distributeur comptera sur l'option d'électricité  
13 interruptible afin de couvrir les besoins en puissance additionnels. Pour l'hiver 2009-  
14 2010, un niveau d'adhésion de 140 MW<sup>4</sup> permet d'équilibrer le bilan en puissance  
15 (jusqu'à 675 MW ont été offerts à l'hiver 2008-2009<sup>5</sup>). Enfin, le Distributeur n'envisage  
16 pas d'avoir recours aux marchés de court terme afin de satisfaire les besoins en  
17 puissance.

<sup>3</sup> La contribution prévue de Bowater à la pointe de l'hiver 2009-2010 est de 16,8 MW, comparativement aux 20,4 MW prévus pour l'hiver 2008-2009 lors du précédent dossier tarifaire (contribution de 12,4 ou 16,8 MW, selon les mois, plus 4,4 MW additionnels durant l'hiver).

<sup>4</sup> Les quantités définitives pour l'hiver 2009-2010 ne seront connues qu'après la date limite d'adhésion, le 1<sup>er</sup> septembre 2009.

<sup>5</sup> Rapport annuel 2008 d'Hydro-Québec Distribution déposé à la Régie, HQD-3, document 2.1.



1

**TABLEAU 5**

2

**APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE**

En MW	2009 (R-3677-2008)	2010	Écart
<b>LONG TERME</b>	<b>756</b>	<b>797</b>	<b>41</b>
TCE	0	0	0
HQP	600	600	0
<i>Base</i>	350	350	0
<i>Cyclable</i>	250	250	0
Bowater	20	17	-4
Kruger	16	16	0
Tembec	8	8	0
Intégration éolienne	112	156	44
<b>COURT TERME</b>	<b>1 350</b>	<b>390</b>	<b>-960</b>
Électricité interruptible	800	140	-660
Abaissement de tension	250	250	0
Marchés	300	0	-300
<b>TOTAL</b>	<b>2 106</b>	<b>1 187</b>	<b>-919</b>

3

4

**1.2.3 Coût des approvisionnements postpatrimoniaux**

6 Le coût total prévu des approvisionnements postpatrimoniaux en 2010 est de 285,1 M\$,  
7 ou 193,3 \$/MWh, en baisse de 203,3 M\$ par rapport au précédent dossier tarifaire. Ce  
8 coût inclut les coûts fixes de la centrale de TCE, les coûts associés à la fermeture de  
9 TCE en 2010, ainsi que les revenus de revente.

10 Le coût des approvisionnements de long terme reflète les modalités prévues aux  
11 contrats signés par le Distributeur et devrait atteindre 319,5 M\$ pour un coût moyen de  
12 116,2 \$/MWh. L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des  
13 revenus de revente est basée sur les prix à terme («forward») sur les marchés de  
14 l'énergie en date du 30 avril 2009. Selon cette approche, les revenus de revente sont  
15 estimés à un peu plus de 42 M\$ en 2010 pour un prix de vente moyen de 31,2 \$/MWh.  
16 Les achats de puissance intègrent le coût du volet puissance de l'option d'électricité  
17 interruptible.

1

**TABLEAU 6**

2

**VOLUME ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2009 (R-3677-2008)			2010		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>4,788</b>	<b>460,0</b>	<b>96,07</b>	<b>2,750</b>	<b>319,5</b>	<b>116,19</b>
<b>COURT TERME</b>	<b>0,061</b>	<b>24,7</b>	-	<b>-1,275</b>	<b>-34,5</b>	-
Achats d'énergie	0,529	50,5	95,44	0,079	4,6	58,18
Reventes d'énergie	-0,468	-33,2	70,95	-1,354	-42,3	31,23
Achats de puissance	s.o	7,4	-	s.o	3,2	-
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>	-	<b>3,8</b>	-	-	<b>0,0</b>	-
<b>TOTAL</b>	<b>4,849</b>	<b>488,4</b>	<b>100,72</b>	<b>1,475</b>	<b>285,1</b>	<b>193,26</b>

3

**1.3 Gestion des risques**

4

Le Distributeur a déposé, à la fin de 2008, son programme de gestion des risques des activités d'approvisionnement en électricité.

5

6

Le Distributeur rappelle que ses principaux risques d'approvisionnement sont liés à la gestion des quantités d'approvisionnement requis. À cet effet, le Distributeur procède à une gestion active des approvisionnements afin d'adapter son portefeuille au caractère changeant de la demande. Notons l'entente de suspension des livraisons conclue avec TCE et les conventions pour différer les livraisons reliées aux contrats de long terme avec le Producteur. En 2010, ces deux ententes permettront de gérer plus de 80 % des approvisionnements postpatrimoniaux sous contrat de long terme.

7

8

9

10

11

12

13

L'exposition aux variations de prix du gaz naturel est limitée à l'approvisionnement en gaz pour le remplacement de la vapeur fournie par TCE. Cet aspect est traité de manière plus précise dans le cadre du dossier portant sur la suspension des livraisons de TCE. Aussi, le Distributeur poursuivra en 2010 la gestion de son risque de change sur les transactions de court terme qui présentent un déboursé ou un encaissement certain.

14

15

16

17

18

1 Finalement, en ce qui concerne les achats de combustible pour les réseaux autonomes,  
2 la mise en place d'un compte de frais reportés permet de stabiliser l'impact tarifaire  
3 d'éventuelles fluctuations des prix du mazout.

## **2. SUIVI DE LA DÉCISION D-2009-016**

4 Aux fins du présent dossier tarifaire, la Régie demande que le revenu requis du  
5 Distributeur soit ajusté d'un montant reflétant la diminution de 10 % du volume souscrit  
6 de TCE en 2009<sup>6</sup>. Elle demande également de présenter les calculs détaillés de ce  
7 montant. Le Distributeur évalue ce dernier à 557 451 \$, selon les tarifs de Gaz Métro en  
8 vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2008, et à 595 723 M\$ si la demande de Gaz Métro pour  
9 modifier ses tarifs à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2009 est approuvée telle que soumise à la  
10 Régie. Le Distributeur déposera le calcul exact du montant reflétant la diminution de  
11 10 % du volume souscrit de TCE en 2009 une fois la décision finale rendue dans le  
12 dossier R-3690-2009.

---

<sup>6</sup> D-2009-016, page 46.

1  
2  
3

**TABLEAU 7**  
**CALCULS DÉTAILLÉS DU MONTANT REFLÉTANT**  
**LA DIMINUTION DE 10 % DU VOLUME SOUSCRIT DE TCE EN 2009**

<b>Année 2009 : volume souscrit à 100% versus 90%</b>					
Volume souscrit		... à 100%		... à 90%	
Volume souscrit en m <sup>3</sup> /jour		2 639 219		2 375 297	
Période		1 <sup>er</sup> jan. au 31 déc. 2009		1 <sup>er</sup> jan. au 31 déc. 2009	
Tarifs		1 <sup>er</sup> déc. 2008		1 <sup>er</sup> déc. 2008	
Volume souscrit m <sup>3</sup> /jour	1 <sup>er</sup> déc. 08	Paliers	\$	Paliers	\$
333 premiers	9,530	333	32	333	32
667 suivants	6,318	667	42	667	42
2 000 suivants	4,929	2 000	99	2 000	99
7 000 suivants	3,453	7 000	242	7 000	242
20 000 suivants	2,430	20 000	486	20 000	486
70 000 suivants	1,926	70 000	1 348	70 000	1 348
200 000 suivants	1,322	200 000	2 644	200 000	2 644
700 000 suivants	1,138	700 000	7 966	700 000	7 966
Sur les m <sup>3</sup> excédants 1 000 000	0,782	1 639 219	12 819	1 375 297	10 755
Total journalier			25 677		23 613
Total après rabais de 26%			19 001		17 474
Total période			6 935 374		6 377 922
Total annuel			6 935 374		6 377 922
<b>Différence p/r 100%</b>				<b>(557 451)</b>	

<b>Considérant les propositions de Gaz Métro déposées au dossier R-3690-2009</b> (À titre indicatif)											
<b>Année 2009 : volume souscrit à 100% versus 90%</b>											
Volume souscrit		... à 100%			... à 90%						
Volume souscrit en m <sup>3</sup> /jour		2 639 219			2 375 297						
Période		1 <sup>er</sup> jan. au 30 sep. 2009			1 <sup>er</sup> oct. au 31 déc. 2009		1 <sup>er</sup> jan. au 30 sep. 2009			1 <sup>er</sup> oct. au 31 déc. 2009	
Tarifs		1 <sup>er</sup> déc. 2008			1 <sup>er</sup> oct. 2009		1 <sup>er</sup> déc. 2008			1 <sup>er</sup> oct. 2009	
Volume souscrit m <sup>3</sup> /jour	1 <sup>er</sup> déc. 08	1 <sup>er</sup> oct. 2009 (R-3690-2009)	Paliers	\$	\$	Paliers	\$	\$	\$	\$	
333 premiers	9,530	10,183	333	32	34	333	32	34	333	34	
667 suivants	6,318	7,614	667	42	51	667	42	51	667	51	
2 000 suivants	4,929	5,694	2 000	99	114	2 000	99	114	2 000	114	
7 000 suivants	3,453	4,257	7 000	242	298	7 000	242	298	7 000	298	
20 000 suivants	2,430	3,183	20 000	486	637	20 000	486	637	20 000	637	
70 000 suivants	1,926	2,380	70 000	1 348	1 666	70 000	1 348	1 666	70 000	1 666	
200 000 suivants	1,322	1,780	200 000	2 644	3 560	200 000	2 644	3 560	200 000	3 560	
700 000 suivants	1,138	1,330	700 000	7 966	9 310	700 000	7 966	9 310	700 000	9 310	
Sur les m <sup>3</sup> excédants 1 000 000	0,782	0,995	1 639 219	12 819	16 310	1 375 297	10 755	13 684	1 375 297	13 684	
Total journalier				25 677	31 979		23 613	29 353		29 353	
Total après rabais de 26%				19 001	23 665		17 474	21 721		21 721	
Total période				5 187 279	2 177 157		4 770 336	1 998 377		1 998 377	
Total annuel					7 364 436			6 768 714		6 768 714	
<b>Différence p/r 100%</b>										<b>(595 723)</b>	

4  
5

**ANNEXE A**

**RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2008**



## 1 BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS

1 En 2008, afin de gérer ses surplus, le Distributeur a négocié la suspension temporaire  
2 de la production de TCE (4,3 TWh) et a différé de l'énergie selon les conventions avec le  
3 Producteur (2,0 TWh). Par rapport à la demande tarifaire de 2008, ces deux ententes lui  
4 ont permis de diminuer de 6,3 TWh ses approvisionnements de long terme et de  
5 3,5 TWh ses reventes. Le Distributeur a tout de même dû procéder, principalement  
6 durant l'hiver, à des achats d'énergie sur les marchés de court terme et à des achats de  
7 puissance, et recourir à l'option d'électricité interruptible.

8 **TABLEAU A-1**

9 **BILAN DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008**

En TWh	Demande tarifaire 2008 <sup>(1)</sup>	Réel 2008	Écart
<b>Besoins visés</b>	<b>185,4</b>	<b>183,6</b>	<b>-1,8</b>
Moins: Électricité patrimoniale	178,9	178,9	0,0
Énergie patrimoniale inutilisée	0,0	0,0	0,0
<b>Besoins postpatrimoniaux</b>	<b>6,5</b>	<b>4,7</b>	<b>-1,8</b>
Approvisionnements de LT	10,4	4,1	-6,3
Approvisionnements de CT	0,0	0,9	0,9
Option d'électricité interruptible	0,0	0,0	0,0
Entente cadre	0,0	0,1	0,1
Revente d'énergie	-3,9	-0,4	3,5

10 (1) Dossier R-3644-2007

11

## 2 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS

12 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux de l'année 2008 a été inférieur de  
13 119,6 M\$ à la prévision intégrée au dossier tarifaire 2008. Cette baisse est attribuable à  
14 la diminution de la demande d'électricité et à la stratégie de gestion des surplus du  
15 Distributeur.

1

**TABLEAU A-2**

2

**COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008**

En M\$	Demande tarifaire 2008 <sup>(1)</sup>	Réel 2008 <sup>(2)</sup>	Écart
Approvisionnements de LT	767,0	383,4	-383,6
Approvisionnements de CT <sup>(3)</sup>	3,0	76,2	73,2
Option d'électricité interruptible	5,3	5,7	0,4
Revente d'énergie	-250,7	-34,6	216,1
Achats de puissance	0,0	2,4	2,4
Coût du service de transport <sup>(4)</sup>	31,8	3,6	-28,2
<b>Total</b>	<b>556,4</b>	<b>436,8</b>	<b>-119,6</b>

(1) Dossier R-3644-2007

(2) Le réel inclut une perte de couverture pour un montant de 3,7 M\$

(3) Incluant 8,5 M\$ attribuables à l'entente cadre, dont 2,8 M\$ seront comptabilisés en 2009

(4) La baisse du coût du service de transport est la conséquence de la diminution des reventes de surplus

3

**3 SUIVI DES ACTIVITÉS DE VENTE**

4

Compte tenu des faibles volumes, le Distributeur n'a pas procédé par appel d'offres pour la revente en 2008. Il a plutôt eu recours aux transactions bilatérales et aux bourses d'énergie des marchés avoisinants, durant la période de juin à décembre. Cette stratégie lui a permis d'équilibrer l'offre et la demande sur une base hebdomadaire de façon optimale.

5

6

7

8



1  
2  
3

**TABLEAU A-3**  
**COMPTE RENDU DES ACTIVITÉS DE REVENTE POUR L'ANNÉE 2008,**  
**PAR TYPES DE TRANSACTION**

	Janvier			Février			Mars					
	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh
<b>Revente</b>												
<i>Appels d'offres</i>												
<i>Trans. Bilatérales</i>												
<i>DAM</i>												
<i>RT</i>												
<i>Réservation de transport</i>												
	Avril			Mai			Juin					
	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh
<b>Revente</b>							-123,71	-8,98	72,59			
<i>Appels d'offres</i>												
<i>Trans. Bilatérales</i>							-123,71	-10,32	83,46			
<i>DAM</i>												
<i>RT</i>												
<i>Réservation de transport</i>								1,34				
	Juillet			Août			Septembre					
	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh
<b>Revente</b>	-87,54	-7,70	87,90	-64,92	-4,26	65,64	-22,00	-1,58	71,94			
<i>Appels d'offres</i>												
<i>Trans. Bilatérales</i>	-87,54	-8,82	100,78	-64,92	-5,17	79,60	-22,00	-1,75	79,72			
<i>DAM</i>												
<i>RT</i>												
<i>Réservation de transport</i>		1,13			0,91			0,17				
	Octobre			Novembre			Décembre			Total		
	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût <sup>(1)</sup> M\$	Coût moyen \$/MWh
<b>Revente</b>				-5,59	-0,28	50,91	-125,97	-7,89	62,61	-429,74	-30,69	71,42
<i>Appels d'offres</i>												
<i>Trans. Bilatérales</i>				-5,59	-0,30	53,24	-123,68	-7,80	63,70	-427,45	-34,17	79,94
<i>DAM</i>							-2,29	-0,16	70,91	-2,29	-0,16	70,91
<i>RT</i>												
<i>Réservation de transport</i>					0,01			0,08			3,64	

(1) En excluant les coûts pour les réservations de transport, on obtient un coût total de -34,33 M\$. Comparativement au tableau A-2, ce coût total ne tient pas compte du gain de couverture de 0,27 M\$

4

#### 4 INDICATEURS

Le Distributeur présente les indicateurs lui permettant de suivre et d'analyser ses activités d'approvisionnements.

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

Aux fins de cet indicateur, le Distributeur compare le coût moyen de l'ensemble des approvisionnements postpatrimoniaux à un indicateur de prix du marché<sup>7</sup>, tout en isolant

<sup>7</sup> La méthodologie d'établissement de l'indicateur de prix du marché est présentée à l'annexe B de la pièce HQD-2, document 2 du dossier R-3677-2008.

1 la composante de court terme de ses coûts d'approvisionnements (conformément à la  
2 décision D-2008-024<sup>8</sup>).

3  
4

**TABLEAU A-4**  
**INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ**

<b><i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i></b>		<b>Indicateur de marché</b>	<b>Coût moyen réel</b>
Coût total	<i>M\$</i>	408,8 \$	436,8 \$
Besoins postpatrimoniaux	<i>TWh</i>	4,70	4,70
Coût moyen	<i>\$CAN/MWh</i>	86,90 \$	92,85 \$
<b><i>Achats de long terme</i></b>			
Coûts des approvisionnements	<i>M\$</i>	306,2 \$	331,5 \$
Coût de la fermeture de TCE <sup>(1)</sup>	<i>M\$</i>	51,9 \$	51,9 \$
Coût total	<i>M\$</i>	358,1 \$	383,4 \$
Quantités acquises	<i>TWh</i>	4,14	4,14
Coût moyen	<i>\$CAN/MWh</i>	86,42 \$	92,53 \$
<b><i>Achats de court terme</i></b>			
Coûts des approvisionnements	<i>M\$</i>	62,8 \$	67,7 \$
Coût de l'entente cadre	<i>M\$</i>	7,3 \$	8,5 \$
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	<i>M\$</i>	2,3 \$	1,1 \$
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	<i>M\$</i>	7,0 \$	7,0 \$
Coût total	<i>M\$</i>	79,4 \$	84,3 \$
Quantités acquises	<i>TWh</i>	0,99	0,99
Coût moyen	<i>\$CAN/MWh</i>	80,20 \$	85,17 \$
<b><i>Ventes</i></b>			
Revenus de vente	<i>M\$</i>	(32,4) \$	(34,6) \$
Achat du service de transport	<i>M\$</i>	3,6 \$	3,6 \$
Coût total	<i>M\$</i>	(28,7) \$	(31,0) \$
Quantités vendues	<i>TWh</i>	-0,43	-0,43
Coût moyen	<i>\$CAN/MWh</i>	66,84 \$	72,03 \$

5 (1) Le coût de la fermeture de TCE de 51,9 M\$ exclut les coûts de puissance de 2,4 M\$ (inclus sous la  
6 rubrique "Achats de court terme"). Le total correspond au montant déposé au dossier R-3704-2009.

6 En 2008, le coût total moyen des approvisionnements a été de 92,85 \$/MWh, soit  
7 5,95 \$/MWh plus élevé que si l'ensemble des achats et des ventes avait été effectué au

<sup>8</sup> D-2008-024, page 40.

1 fur et à mesure sur le marché DAM de la zone HQ du NYISO. Le coût total des  
2 approvisionnements aurait donc été de 28 M\$ inférieurs aux coûts réellement encourus  
3 par le Distributeur.

4 Ce résultat est attribuable principalement aux approvisionnements de long terme. L'écart  
5 défavorable de 25,3 M\$ pour cette catégorie d'approvisionnements provient en partie du  
6 paiement des frais fixes reliés à la centrale de TCE, sans que l'énergie associée soit  
7 livrée.

8 Le coût des approvisionnements de court terme a quant à lui été de 4,9 M\$ supérieur à  
9 ce qu'il aurait été si le Distributeur avait uniquement eu recours au marché de référence.  
10 Cette situation s'explique principalement par d'importants achats réalisés lors des  
11 heures de plus forte demande en janvier et en décembre 2008, à des prix supérieurs à  
12 la référence, afin d'éviter des dépassements à 300 \$/MWh en vertu de l'entente cadre.

13 Enfin, les revenus de vente sont supérieurs aux revenus que le Distributeur aurait  
14 obtenus sur le marché puisque le faible volume d'énergie vendu a permis au Distributeur  
15 d'obtenir des prix relativement élevés auprès des contreparties.

16 ***Les appels d'offres :***

17 Le Distributeur n'a eu recours à aucun appel d'offres en 2008.

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

19 En 2008, le Distributeur a utilisé la presque totalité de l'électricité patrimoniale  
20 (178 859,994 GWh). Les reventes effectuées ont contribué à l'atteinte de ce résultat. Un  
21 volume de 102,824 GWh a été acquis en vertu de l'entente cadre, mais aucun  
22 dépassement n'est survenu durant les 300 plus grandes contributions.



**ANNEXE B**  
**SUIVI DE L'ANNÉE 2009**



## **1 BESOINS ESTIMÉS**

1 En août 2008, lors du dépôt du dossier tarifaire 2009, le Distributeur estimait à  
2 183,7 TWh les besoins à satisfaire pour l'année témoin. Les prévisions subséquentes du  
3 Distributeur montraient des baisses significatives des besoins, principalement en raison  
4 de la diminution des ventes dans les secteurs de l'aluminium et des pâtes et papiers.  
5 Pour faire face à cette situation de surplus importants, le Distributeur a exercé son  
6 option de suspension temporaire de la production TCE et a différé davantage d'énergie  
7 en vertu des conventions signées avec le Producteur.

8 Les besoins du Distributeur pour l'année en cours sont estimés, au 30 avril 2009 (quatre  
9 mois réels), à 176,8 TWh, soit 6,9 TWh de moins que les besoins prévus au dossier  
10 tarifaire 2009.

## **2 BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

11 Les besoins postpatrimoniaux s'établissent à 2,4 TWh en 2009. Malgré les efforts  
12 déployés par le Distributeur pour réduire et revendre ses approvisionnements  
13 postpatrimoniaux, l'importance de la diminution des besoins, par rapport à ceux prévus  
14 au dossier tarifaire 2009, occasionne 4,5 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée.

15 Considérant le report additionnel de 2,3 TWh associés aux contrats avec le Producteur  
16 (pour un total de 4,2 TWh), la vente de surplus énergétique de l'année 2009 sur les  
17 marchés de court terme est maintenant évaluée à 0,9 TWh, soit 0,5 TWh de plus que  
18 prévu. Par ailleurs, compte tenu des conditions climatiques particulièrement froides de  
19 janvier, les achats de court terme ont été plus élevés de 0,5 TWh.

1

**TABLEAU B-1**

2

**BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2009**

En TWh	Demande tarifaire 2009	Estimation actuelle <sup>(1)</sup>	Écart
<b>Besoins visés</b>	<b>183,7</b>	<b>176,8</b>	<b>-6,9</b>
Moins: Électricité patrimoniale	178,9	178,9	0,0
Énergie patrimoniale inutilisée	0,0	-4,5	-4,5
<b>Besoins postpatrimoniaux</b>	<b>4,8</b>	<b>2,4</b>	<b>-2,4</b>
Approvisionnements de LT	4,8	2,4	-2,4
Approvisionnements de CT	0,5	1,0	0,5
Option d'électricité interruptible	0,0	0,0	0,0
Entente cadre	0,0	0,0	0,0
Revente d'énergie	-0,5	-0,9	-0,5

3

(1) 4 mois réels et 8 mois prévisionnels

**3 Coût estimé des approvisionnements postpatrimoniaux**

4 Pour l'année en cours, le coût total estimé des approvisionnements postpatrimoniaux  
 5 s'élève à 377,5 M\$, incluant 27,7 M\$ en revenus de revente d'énergie (pour des  
 6 livraisons effectuées principalement au point HQT). Il s'agit d'une baisse de 144,1 M\$  
 7 par rapport à la demande tarifaire 2009. Le coût moyen d'approvisionnement est estimé  
 8 à 154,6 \$/MWh, en hausse de 53,9 \$/MWh. Ce résultat est tributaire d'une situation  
 9 particulière où le coût net d'un grand nombre de transactions d'achat et de revente est  
 10 rapporté sur une quantité limitée de besoins postpatrimoniaux.



1

**TABLEAU B-2**

2

**COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2009**

En M\$	Demande tarifaire 2009	Estimation actuelle <sup>(1) &amp; (2)</sup>	Écart
Approvisionnement de LT	460,0	315,9	-144,1
Approvisionnement de CT	50,5	78,7	28,2
Option d'électricité interruptible	5,7	10,2	4,5
Revente d'énergie	-33,2	-27,7	5,5
Achats de puissance	1,7	0,3	-1,3
Coût du service de transport	3,8	0,0	-3,8
<b>Total</b>	<b>488,4</b>	<b>377,5</b>	<b>-110,9</b>

(1) 4 mois réels et 8 mois prévisionnels

3

(2) L'estimation actuelle inclut une perte de couverture pour un montant de 4,1 M\$

4

**TABLEAU B-3**

5

**COÛT MOYEN DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2009**

En \$/MWh	Demande tarifaire 2009	Estimation actuelle <sup>(1)</sup>	Écart
Approvisionnement de LT	96,07	132,61	36,54
Approvisionnement de CT	95,44	80,27	-15,17
Revente d'énergie	70,95	29,40	-41,55
Coût du service de transport <sup>(2)</sup>	8,08	11,91	3,83
<b>Total</b>	<b>100,72</b>	<b>154,64</b>	<b>53,92</b>

(1) 4 mois réels et 8 mois prévisionnels

(2) Coût moyen du service de transport pour l'énergie associée aux réservations seulement. Service horaire non ferme pour la demande tarifaire 2009 et service quotidien ferme pour l'estimation actuelle.

6

**4 TRANSACTIONS DE COURT TERME**

7

Compte tenu des faibles niveaux impliqués et de la nécessité de maintenir le maximum de flexibilité, le Distributeur procèdera à des transactions bilatérales dans le cadre de ses achats et de ses reventes de court terme.

8

9