

**VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS  
POSTPATRIMONIAUX**

**SUIVI DES DÉCISIONS  
D-2020-152 ET D-2020-182**



**TABLEAU R-22.1 DE LA PIÈCE HQD-13, DOCUMENT 1 :  
VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2009 <sup>1</sup>			2010			2011		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>2,302</b>	<b>305,8</b>	<b>132,8</b>	<b>3,049</b>	<b>379,8</b>	<b>124,6</b>	<b>5,771</b>	<b>549,1</b>	<b>95,1</b>
TCE <sup>2</sup>	-			-			-		
HQP	1,033	63,8	61,8	1,482	143,6	96,9	4,003	268,1	67,0
Base	0,496	25,3	51,1	0,628	72,2	114,9	2,446	171,0	69,9
dont transaction avec HQP				-1,925	21,9	-11,4	-1,827	19,7	-10,8
dont puissance garantie des rappels								4,3	
Cyclable	0,458	26,2	57,1	0,815	60,2	73,8	1,557	97,1	62,3
Intégration éolienne	0,079	12,3	12,6	0,039	11,2	8,4		8,9	5,8
Bowater	0,095			0,034			-	-	-
Kruger	0,130			0,135			0,133		
Tembec	0,061	5,6	92,2	0,066	6,1	92,4	0,067	6,1	91,2
Éolien I (A/O 2003-02)	0,983	64,1	65,2	1,332	87,5	65,7	1,444	96,9	67,1
Baie des Sables <sup>3</sup>	0,284	19,8	69,7	0,324	22,6	69,7	0,336	23,4	69,7
Anse-à-Valleau <sup>3</sup>	0,279	19,4	69,7	0,298	20,8	69,9	0,308	21,4	69,6
Carleton <sup>3</sup>	0,343	24,2	70,7	0,344	24,4	71,0	0,336	24,1	71,8
St-Ulric <sup>3</sup>	0,078	3,7	47,2	0,366	19,7	53,8	0,397	23,3	58,6
Les Méchins	-	-3,0	0,0						
Mont-Louis							0,026	1,7	65,1
Montagne Sèche							0,015	1,1	75,1
Gros-Morne (phase 1)							0,026	1,9	71,4
Éolien II (A/O 2005-03)							0,103	11,3	109,6
Le Plateau							0,036	4,0	111,3
de l'Érable							0,026	3,4	130,6
des Moulins							0,041	3,8	94,6
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)							0,022	2,0	91,1
<b>COURT TERME</b>	<b>0,557</b>	<b>79,3</b>	<b>142,3</b>	<b>-0,699</b>	<b>-6,8</b>	<b>9,7</b>	<b>0,401</b>	<b>27,3</b>	<b>68,1</b>
Achats d'énergie <sup>4</sup>	1,161	92,2	79,5	0,114	8,9	77,9	0,402	19,4	48,3
Reventes d'énergie	-0,603	-19,0	31,6	-0,813	-23,6	29,0	-0,002	0,0	28,0
Achats de puissance	s.o.	6,2		s.o.	7,9		s.o.	7,9	
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>		<b>4,7</b>			<b>0,0</b>				
<b>TOTAL</b>	<b>2,860</b>	<b>389,9</b>	<b>136,3</b>	<b>2,350</b>	<b>373,0</b>	<b>158,7</b>	<b>6,172</b>	<b>576,4</b>	<b>93,4</b>

Note 1 : Le réel inclut une perte de 3,9 M\$ provenant des positions de couverture prises sur le prix du gaz et la taux de change.

Note 2 : L'écart entre le coût associé au contrat de TCE pour 2009 au tableau A-1 et celui présenté dans le Rapport annuel 2009 s'explique par des gains et pertes sur les instruments financiers.

Note 3 : Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.

Note 4 : L'achat d'énergie en 2009 inclut 4,1 M\$ pour l'électricité interruptible dont 2,2 M\$ attribuables aux demandes exceptionnelles d'interruption.

**TABLEAU R-22.1R DE LA PIÈCE HQD-13, DOCUMENT 1 RÉVISÉE :  
VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2009 <sup>1</sup>			2010			2011		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>2,302</b>	<b>305,8</b>	<b>132,8</b>	<b>3,049</b>	<b>379,8</b>	<b>124,6</b>	<b>5,771</b>	<b>549,1</b>	<b>95,1</b>
TCE <sup>2</sup>	-			-			-		
HQP	1,033	63,8	61,8	1,482	143,6	96,9	4,003	268,1	67,0
<i>Base</i>	0,496	25,3	51,1	0,628	72,2	114,9	2,446	171,0	69,9
<i>dont transaction avec HQP</i>				-1,925	21,9	-11,4	-1,827	19,7	-10,8
<i>dont puissance garantie des rappels</i>								4,3	
<i>Cyclable</i>	0,458	26,2	57,1	0,815	60,2	73,8	1,557	97,1	62,3
<i>Intégration éolienne</i>	0,079	12,3	12,6	0,039	11,2	8,4		8,9	5,8
Bowater	0,095	6,7	70,5	0,034	2,7	78,6	-	-	-
Kruger	0,130			0,135			0,133		
Tembec	0,061	5,6	92,2	0,066	6,1	92,4	0,067	6,1	91,2
Éolien I (A/O 2003-02)	0,983	64,1	65,2	1,332	87,5	65,7	1,444	96,9	67,1
<i>Baie des Sables<sup>3</sup></i>	0,284	19,8	69,7	0,324	22,6	69,7	0,336	23,4	69,7
<i>Anse-à-Valleau<sup>3</sup></i>	0,279	19,4	69,7	0,298	20,8	69,9	0,308	21,4	69,6
<i>Carleton<sup>3</sup></i>	0,343	24,2	70,7	0,344	24,4	71,0	0,336	24,1	71,8
<i>St-Ulric<sup>3</sup></i>	0,078	3,7	47,2	0,366	19,7	53,8	0,397	23,3	58,6
<i>Les Méchins</i>	-	-3,0	0,0						
<i>Mont-Louis</i>							0,026	1,7	65,1
<i>Montagne Sèche</i>							0,015	1,1	75,1
<i>Gros-Morne (phase 1)</i>							0,026	1,9	71,4
Éolien II (A/O 2005-03)							0,103	11,3	109,6
<i>Le Plateau</i>							0,036	4,0	111,3
<i>de l'Érable</i>							0,026	3,4	130,6
<i>des Moulins</i>							0,041	3,8	94,6
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)							0,022	2,0	91,1
<b>COURT TERME</b>	<b>0,557</b>	<b>79,3</b>	<b>142,3</b>	<b>-0,699</b>	<b>-6,8</b>	<b>9,7</b>	<b>0,401</b>	<b>27,3</b>	<b>68,1</b>
Achats d'énergie <sup>4</sup>	1,161	92,2	79,5	0,114	8,9	77,9	0,402	19,4	48,3
Reventes d'énergie	-0,603	-19,0	31,6	-0,813	-23,6	29,0	-0,002	0,0	28,0
Achats de puissance	s.o.	6,2		s.o.	7,9		s.o.	7,9	
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>		<b>4,7</b>			<b>0,0</b>				
<b>TOTAL</b>	<b>2,860</b>	<b>389,9</b>	<b>136,3</b>	<b>2,350</b>	<b>373,0</b>	<b>158,7</b>	<b>6,172</b>	<b>576,4</b>	<b>93,4</b>

Note 1 : Le réel inclut une perte de 3,9 M\$ provenant des positions de couverture prises sur le prix du gaz et la taux de change.

Note 2 : L'écart entre le coût associé au contrat de TCE pour 2009 au tableau A-1 et celui présenté dans le Rapport annuel 2009 s'explique par des gains et pertes sur les instruments financiers.

Note 3 : Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.

Note 4 : L'achat d'énergie en 2009 inclut 4,1 M\$ pour l'électricité interruptible dont 2,2 M\$ attribuables aux demandes exceptionnelles d'interruption.