

**DEMANDE D'APPROBATION
DE LA SUSPENSION DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ DE LA CENTRALE DE BÉCANCOUR
POUR L'ANNÉE 2014**

TABLE DES MATIÈRES

1.	CONTEXTE	4
2.	RÉSULTATS 2012	4
3.	SUIVI DE L'ANNÉE 2013.....	5
4.	STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2014	6
4.1.	LES SURPLUS	6
4.2.	LES COÛTS.....	7
4.2.1.	<i>Coûts associés à TCE.....</i>	<i>7</i>
4.2.2.	<i>Coûts associés au transport et à la distribution de gaz.....</i>	<i>8</i>
4.2.3.	<i>Coût de remplacement de la puissance</i>	<i>8</i>
4.2.4.	<i>Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.....</i>	<i>8</i>
4.3.	LA COMPARAISON DES SCÉNARIOS	9
4.4.	ALTERNATIVE À LA SUSPENSION	10
5.	CONCLUSION.....	10
	ANNEXE A ÉCART ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DE L'ÉNERGIE DE TCE	13
	ANNEXE B PROFILS MENSUELS – SCÉNARIOS REVENTE ET SUSPENSION	14
	ANNEXE C ÉVOLUTION DU PRIX DE REVENTE ET DU PRIX DE L'ÉNERGIE DE TCE	15
	ANNEXE D COÛTS DE SUSPENSION DES LIVRAISONS DE TCE (EN M\$)	16
	ANNEXE E BILAN EN PUISSANCE (EN MW)	17

1. CONTEXTE

1 Dans sa décision D-2009-125, la Régie de l'énergie approuve l'entente intervenue le
2 29 juin 2009 entre le Distributeur et TransCanada Energy Ltd (TCE) (l'Entente). Cette
3 Entente permet au Distributeur de suspendre la production d'électricité de la centrale de
4 TCE située à Bécancour et de prolonger la période de suspension, à chaque année,
5 sous réserve de l'approbation de la Régie.

6 Dans la même décision, « [...] la Régie demande au Distributeur de déposer toute
7 nouvelle demande de prolongation de la suspension au plus tard le 15 juin précédant
8 l'année de prolongation visée. Une telle demande devra contenir un niveau
9 d'informations semblable à celui de la preuve et des réponses aux demandes de
10 renseignement présentées dans le dossier¹. »

11 En 2014, sur la base de la prévision des besoins de mai 2013, le Distributeur prévoit que
12 les surplus énergétiques atteindront 13,4 TWh. Pour faire face à cette situation, le
13 Distributeur utilise tous les moyens lui permettant d'équilibrer l'offre et la demande, dont
14 l'entente de suspension des activités de production de la centrale de TCE. En dernier
15 recours, et lorsque les conditions le permettent, le Distributeur peut procéder à la
16 revente d'énergie sur les marchés de court terme. Dans le contexte actuel de marché,
17 ces surplus se traduisent par de l'électricité patrimoniale inutilisée.

18 À l'instar des dossiers précédents visant la suspension de la production de la centrale de
19 TCE, l'analyse de la situation énergétique en 2014 démontre que le scénario de
20 suspension demeure l'alternative la moins coûteuse et comportant le moins de risques
21 par rapport à un scénario hypothétique de revente des surplus.

2. RÉSULTATS 2012

22 Le tableau 1 présente, pour l'année 2012, les coûts directs de la suspension de la
23 centrale de TCE et une estimation du coût du scénario de revente.

¹ Décision D-2009-125, page 18.

**TABLEAU 1
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2012**

	2012		
	R-3765-2011 (A)	Suivi au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE (M\$)	57,1	47,3	-9,8
Pertes économiques de TCE	27,4	21,3	-6,1
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	25,9	25,2	-0,7
Coûts de remplacement de la puissance	3,8	0,7	-3,0
Coût de la revente (M\$)	101,3	81,7	-19,6
Énergie de TCE	4,3 TWh	4,3 TWh	-
Écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie de TCE	23,6 \$/MWh	19,0 \$/MWh	-4,6 \$/MWh
Bénéfice de la suspension (M\$)	44,2	34,4	-9,8

1 Conformément à la preuve déposée au dossier R-3765-2011, et tel que le prévoyait le
 2 suivi effectué dans le cadre du dossier R-3803-2012, la suspension de TCE s'est avérée
 3 en 2012 le scénario le plus avantageux pour le Distributeur et ses clients par rapport à
 4 un scénario hypothétique de revente. Au 31 décembre 2012, le Distributeur évalue que
 5 le scénario de suspension a procuré un avantage de 34,4 M\$ à sa clientèle. Les coûts
 6 directs de la suspension se sont élevés à 47,3 M\$, soit 9,8 M\$ de moins que ceux
 7 prévus lors du dossier R-3765-2011.

8 En juin 2011, l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat de TCE
 9 était évalué à 23,6 \$/MWh. Au 31 décembre 2012, le Distributeur évalue plutôt cet écart
 10 à 19,0 \$/MWh², entraînant un coût de la revente de 19,6 M\$ inférieur à la prévision.

3. SUIVI DE L'ANNÉE 2013

11 Le tableau 2 présente, pour l'année 2013, les coûts directs de la suspension de la
 12 centrale de TCE et l'estimation du coût du scénario de revente.

² Le détail du calcul des écarts entre le prix de la revente et le coût de TCE est présenté à l'annexe A.

**TABLEAU 2
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2013**

	2013		
	R-3803-2012 (A)	Suivi au 30 avril (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE (M\$)	50,6	50,6	0,0
Pertes économiques de TCE	22,3	21,9	-0,3
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	25,8	25,7	-0,1
Coûts de remplacement de la puissance	2,6	3,0	0,4
Coût de la revente (M\$)	87,9	80,8	-7,2
Énergie de TCE	4,3 TWh	4,3 TWh	-
Écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie de TCE	20,5 \$/MWh	18,8 \$/MWh	-1,7 \$/MWh
Bénéfice de la suspension (M\$)	37,3	30,2	-7,1

1 Tout comme pour l'année 2012, le suivi de la suspension des activités de l'année 2013
2 confirme l'avantage de suspendre les livraisons de TCE en 2013 par rapport à un
3 scénario hypothétique de revente. Selon l'évaluation réalisée au 30 avril 2013, le gain de
4 la suspension s'élèverait à 30,2 M\$, soit 7,1 M\$ de moins que prévu. En juin 2012, le
5 Distributeur estimait l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat de
6 TCE à 20,5 \$/MWh. Les évaluations actuelles indiquent que cet écart est de
7 18,8 \$/MWh, entraînant un coût de la revente inférieur de 7,2 M\$ à la prévision initiale³.
8 Les coûts directs de la suspension pour 2013 devraient quant à eux s'élever à 50,6 M\$,
9 soit à un niveau comparable à celui prévu lors de l'étude du dossier R-3803-2012.

4. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2014

4.1. Les surplus

10 Le Distributeur prévoit faire face à des surplus de 13,4 TWh en 2014, évalués avant
11 déploiement des moyens de gestion. Afin de minimiser les risques associés à la gestion
12 de ces surplus, le Distributeur préconise de suspendre les livraisons de la centrale de
13 TCE, ce qui constitue la meilleure option pour le Distributeur.

³ Le détail du calcul des écarts entre le prix de la revente et le coût de TCE est présenté à l'annexe A.

1 Le tableau 3 compare le bilan en énergie du scénario avec suspension à celui du
2 scénario sans suspension, pour l'année 2014. Les profils mensuels des surplus des
3 scénarios de revente et de suspension des livraisons de TCE sont présentés à
4 l'annexe B.

TABLEAU 3
COMPARAISON DES BILANS EN ÉNERGIE (EN TWH)
ANNÉE 2014

	Avant déploiement des moyens	Après déploiement des moyens	
		Scénario sans suspension	Scénario avec suspension
Besoins visés par le plan (révision de mai 2013)	183,6	183,6	183,6
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	4,8	4,8	4,8
- Approvisionnements postpatrimoniaux	18,1	16,2	12,1
▪ TransCanada Energy	4,3	4,3	-
▪ Autres contrats de long terme	13,8	11,9	11,9
▪ Achats de court terme	s.o.	0,0	0,2
= AAR (surplus)	(13,4)	(11,4)	(7,3)

4.2. Les coûts

5 Le Distributeur rappelle que les coûts reliés à la suspension des livraisons d'énergie de
6 TCE sont constitués des coûts associés à TCE, aux composantes fixes de transport et
7 de distribution de gaz naturel, ainsi qu'au coût de remplacement de la puissance.

4.2.1. Coûts associés à TCE

8 Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assume en procédant à l'arrêt
9 de la production d'électricité à la centrale. Les coûts sont estimés sur la base de
10 l'Entente qui stipule que TCE est compensée pour le manque à gagner entraîné par
11 l'arrêt de la centrale, le coût additionnel de production de vapeur pour l'alimentation du
12 client vapeur (laquelle est normalement produite à partir de la récupération des gaz
13 d'échappement des turbines à gaz) et le coût de mise en veilleuse de la centrale.
14 L'ensemble de ces coûts est estimé à 21,8 M\$.

4.2.2. Coûts associés au transport et à la distribution de gaz

1 Pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes de
2 transport et de distribution de gaz. Les coûts nets de ces engagements, estimés à
3 26,1 M\$, sont assumés par le Distributeur. Ils intègrent la valeur de revente des
4 capacités de transport.

5 Le coût de transport est basé sur les tarifs de TransCanada Pipelines en date du
6 1^{er} janvier 2012, reconduits provisoirement au 1^{er} janvier 2013, indexés à l'inflation. Le
7 coût de la distribution est quant à lui établi en fonction d'un volume correspondant à
8 75 % du volume souscrit et en indexant à l'inflation les tarifs de Gaz Métro en vigueur le
9 10 décembre 2012.

4.2.3. Coût de remplacement de la puissance

10 Pour assurer le respect de son critère de fiabilité en puissance dans le scénario de
11 suspension, le Distributeur devrait procéder à l'acquisition de 370 MW⁴ de puissance
12 UCAP sur les marchés de court terme pour couvrir les besoins en puissance de janvier
13 et février 2014. De plus, les quantités d'électricité interruptible présumées dans le
14 scénario de suspension sont supérieures d'environ 120 MW à celles évaluées dans un
15 scénario prenant en considération la contribution en puissance de TCE. Le coût total de
16 remplacement de la puissance dans le scénario de suspension est évalué à 2,7 M\$.

4.2.4. Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre

17 Suite à l'adoption de la *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et d'autres*
18 *dispositions législatives en matière de changements climatiques* (L. Q. 2009, c.33), le
19 gouvernement du Québec a annoncé, le 23 novembre 2009, l'implantation d'un système
20 de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre (GES).
21 Donnant suite à cette annonce, le gouvernement a édicté le *Règlement sur la*
22 *déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*, de

⁴ Le bilan en puissance pour la pointe 2013/2014 (selon la révision de mai 2013) est présenté à l'annexe E.

1 même que le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits*
 2 *d'émission de gaz à effet de serre*. En vertu de ce dernier règlement, TCE aura
 3 l'obligation d'acquérir des droits d'émission à hauteur de 20% des émissions pour
 4 l'année 2014. Le coût estimé d'achat des droits d'émission est inclus au tableau 4 sous
 5 la rubrique « Pertes économiques de TCE ».

4.3. La comparaison des scénarios

6 Selon la plus récente estimation, le bénéfice résultant de la suspension des livraisons de
 7 la centrale de TCE pour l'année 2014 s'élèverait à 34,7 M\$ par rapport à un scénario
 8 hypothétique de revente⁵.

TABLEAU 4
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2014

	2014 (en M\$ courants)		
	Sans suspension (A)	Avec suspension (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE	0,0	50,5	50,5
Pertes économiques de TCE	0,0	21,8	21,8
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	0,0	26,1	26,1
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	2,7	2,7
Coûts d'approvisionnement	-34,8	-120,0	-85,2
Revente nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-206,7	-120,0	86,7
<i>Achats de court terme</i>	1,8	11,0	9,1
<i>Reventes théoriques</i>	-208,5	-131,0	77,5
Coût de l'énergie de TCE	171,9	-	-171,9
Coût (bénéfice)	-34,8	-69,5	-34,7

9 Aux fins des analyses économiques, le Distributeur conserve l'hypothèse d'ajustement
 10 du prix de revente de M-5, conservatrice compte tenu de l'ampleur des surplus et de
 11 l'impact marginal sur les prix que pourrait avoir la revente des surplus additionnels. De
 12 plus, aucun prix plancher n'est appliqué au prix de revente compte tenu du niveau
 13 observé des prix de marché et que l'inutilisation de l'électricité patrimoniale ne peut
 14 constituer une alternative à la suspension des livraisons de TCE.

⁵ Le détail du calcul des écarts entre le prix de la revente et le coût de l'énergie de TCE est présenté aux annexes A et C.

1 Par ailleurs, compte tenu des niveaux de réservation du service de transport ferme point
2 à point faites par des tiers pour 2014, le Distributeur ne peut bonifier le scénario de
3 revente en misant sur la récupération additionnelle de ces coûts au bénéfice de la
4 charge locale.

5 Enfin, le coût des achats de court terme incorpore un montant d'environ 5 \$/MWh à titre
6 de coût relié à l'achat de droits d'émission pour l'électricité importée de l'État de
7 New York, le marché de référence pour le Distributeur, conformément à la
8 réglementation en vigueur (nommément, les règlements cités à la section 4.2.4).

4.4. Alternative à la suspension

9 Dans la décision D-2011-162, la Régie demande au Distributeur d'entreprendre des
10 discussions avec les entités susceptibles de trouver un intérêt à partager la production
11 de la centrale de Bécancour et d'en faire rapport au plus tard dans le Plan
12 d'approvisionnement 2014-2023. De plus, dans la décision D-2012-118, la Régie
13 demande de déposer un statut de l'avancement de ces discussions lors de la prochaine
14 demande de suspension des livraisons de la centrale de TCE.

15 Des discussions ont eu lieu avec TCE afin de trouver une alternative à la suspension
16 annuelle des livraisons de la centrale de Bécancour. Le Distributeur a également exploré
17 avec des tiers d'autres avenues qui pourraient permettre de réduire le coût de
18 suspension des livraisons de TCE. À cet égard, le Distributeur a eu des discussions
19 avec Gaz Métro, notamment au sujet des capacités de transport détenues par TCE.
20 Pour le moment, ces discussions n'ont pas permis au Distributeur d'en arriver à une
21 solution plus avantageuse que celle présentée au présent dossier. Le Distributeur
22 poursuivra ses démarches dans la recherche d'une alternative à la suspension des
23 livraisons de TCE et avisera la Régie au moment opportun.

5. CONCLUSION

24 À la lumière de ce qui précède, la suspension des activités de production d'électricité de
25 la centrale de Bécancour s'avère la solution la moins coûteuse et la plus avantageuse
26 pour la clientèle du Distributeur.

ANNEXES

ANNEXE A

ÉCART ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DE L'ÉNERGIE DE TCE

	SUIVI DE L'ANNÉE 2012		SUIVI DE L'ANNÉE 2013				ÉVALUATION 2014	
	R-3765-2011 ⁽¹⁾	Réel ⁽²⁾	R-3803-2012 ⁽³⁾	Prévu	Réel ⁽⁴⁾	Prévu ⁽⁵⁾	Prévu ⁽⁶⁾	
TCE								
Coût de l'énergie	\$CA/MWh	48,89	31,31	41,62	41,34	38,19	42,89	39,97
REVENTE								
«Forward» NY zone A	\$US / MWh	38,24		36,41				35,66
+ Basis NY A à M	\$US / MWh	3,42		0,90				-0,52
= «Forward» NY zone M	\$US / MWh	41,67		37,31				35,14
«DAM» NY zone M	\$US / MWh		27,95			38,33		
NY zone M	\$US / MWh	41,67	27,95	37,31	38,41	38,33	38,45	35,14
- Taux de pertes sur réseau d'HQT	%	5,4%	5,4%	5,5%	5,4%	5,4%	5,4%	5,6%
= Prix avec pertes	\$US / MWh	39,53	26,51	35,36	36,44	36,37	36,48	33,27
- Transit sur NY et courtage	\$US / MWh	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,02
+ Ajustement	\$US / MWh	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
= Prix avant pt@pt d'HQT	\$US / MWh	33,61	20,52	29,37	30,44	30,37	30,48	27,25
	\$CAN / MWh	33,61	20,51	29,37	30,76	30,70	30,78	27,25
- Service pt@pt d'HQT	\$CAN / MWh	8,29	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20
= Prix de revente	\$CAN / MWh	25,32	12,31	21,17	22,56	22,50	22,58	19,06
Écart Revente vs Coût TCE	\$CAN / MWh	-23,57	-19,01	-20,45	-18,78	-15,68	-20,30	-20,91
Taux de change	\$CAN / \$US	1,0000	0,9997	1,0000	1,0103	1,0110	1,0100	1,0000

Notes :

 (1) Moyenne des prix à terme du 2 juin 2010 au 1^{er} juin 2011 (Calendar 2012).

(2) Prix du 31 décembre 2012.

(3) Moyenne des prix à terme du 7 juin 2011 au 6 juin 2012 (Calendar 2013).

(4) Prix au 30 avril 2013.

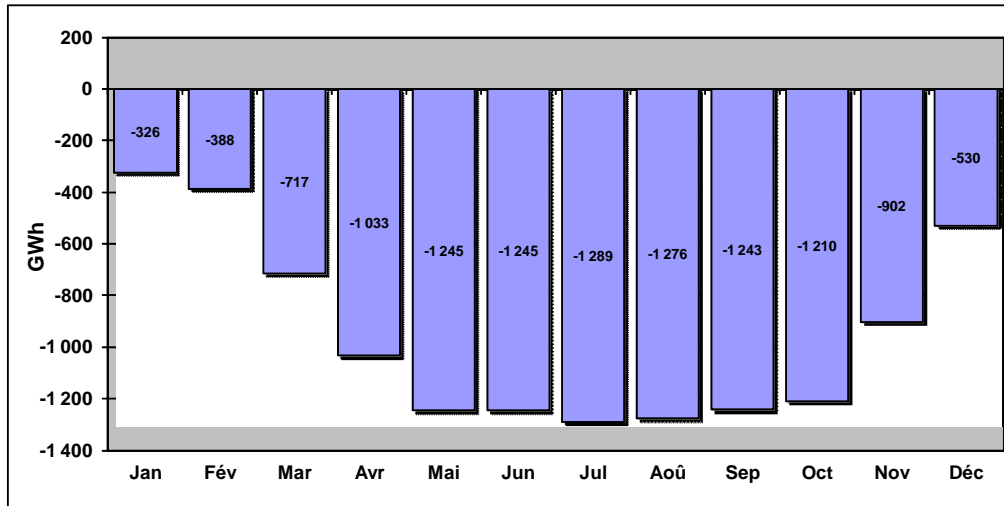
(5) Prix à terme du 30 avril 2013, des mois de mai à décembre.

 (6) Moyenne des prix à terme du 1^{er} juin 2012 au 31 mai 2013 (Calendar 2014).

ANNEXE B

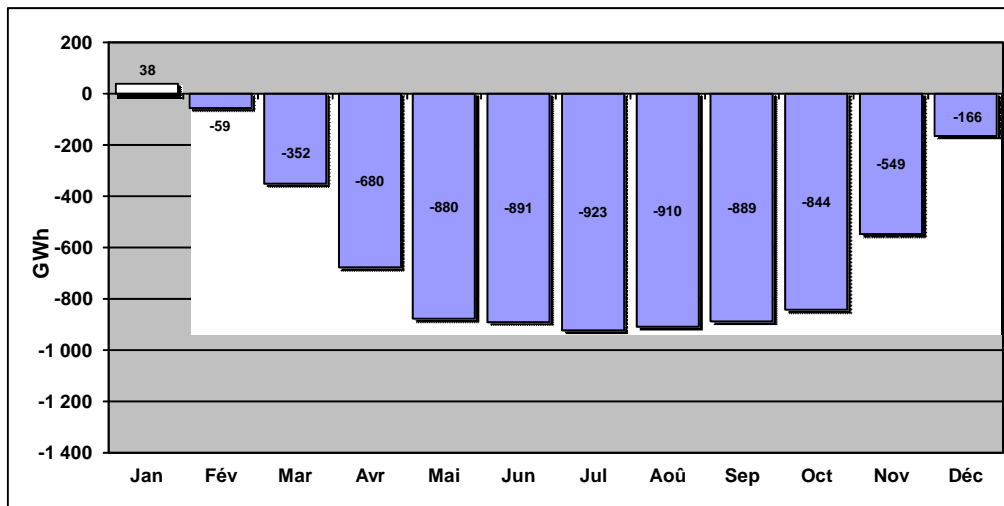
PROFILS MENSUELS – SCÉNARIOS REVENTE ET SUSPENSION

Bilan énergétique - Scénario revente - Année 2014



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	-326	-388	-717	-1 033	-1 245	-1 245	-1 289	-1 276	-1 243	-1 210	-902	-530	-11 404
Achats	26	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	34
Reventes	-352	-393	-717	-1 033	-1 245	-1 245	-1 289	-1 276	-1 243	-1 210	-902	-532	-11 438

Bilan énergétique - Scénario suspension - Année 2014

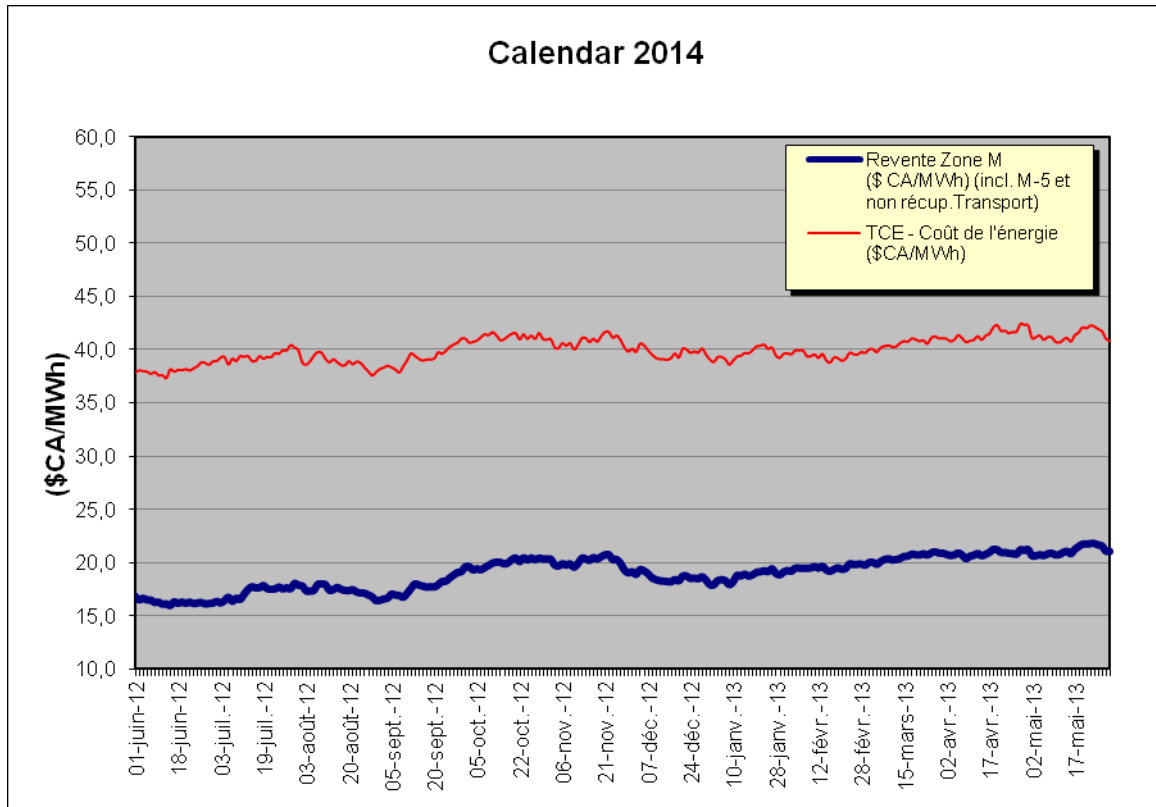


	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	38	-59	-352	-680	-880	-891	-923	-910	-889	-844	-549	-166	-7 104
Achats	120	54	6	0	0	0	0	1	1	0	0	31	212
Reventes	-81	-113	-358	-680	-880	-891	-923	-911	-889	-844	-549	-196	-7 316

ANNEXE C

ÉVOLUTION DU PRIX DE REVENTE ET DU PRIX DE L'ÉNERGIE DE TCE

Calendar 2014 – Prix à terme du 1 juin 2012 au 31 mai 2013



ANNEXE D

COÛTS DE SUSPENSION DES LIVRAISONS DE TCE (EN M\$)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	Résultat au 31 déc. 2008	Résultat au 31 déc. 2009	Résultat au 31 déc. 2010	Résultat au 31 déc. 2011	Résultat au 31 déc. 2012	Suivi au 30 avril 2013	R-3850-2013
Total des coûts directs de la suspension de TCE	54,3	59,0	50,6	50,0	47,3	50,6	50,5
Pertes économiques de TCE	37,5	41,5	27,2	25,0	21,3	21,9	21,8
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	14,4	14,6	19,8	24,3	25,2	25,7	26,1
Coût de remplacement de la puissance	2,4	2,9	3,6	0,7	0,7	3,0	2,7

ANNEXE E

BILAN EN PUISSANCE (EN MW)

	2013 - 2014
= Besoins à la pointe visés par le Plan	37 111
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 521
Taux de réserve requise	9,5%
- Électricité patrimoniale	37 442
(incluant réserve)	
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	3 189
- Approvisionnements postpatrimoniaux	3 186
▪ TransCanada Energy	0
▪ Hydro Québec Production - Base et cyclable	600
▪ Biomasse	151
▪ Éolien ⁽¹⁾	773
▪ Petite hydraulique	48
▪ Électricité interruptible	850
▪ Abaissement de tension	250
▪ Autres approvisionnements de long terme	150
▪ Contribution des marchés de court terme (Besoins arrondis à 10 MW près)	370
= Puissance additionnelle requise	0

Note (1) : Contribution en puissance de 35%.