

**DEMANDE D'APPROBATION
DE LA SUSPENSION DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ DE LA CENTRALE DE BÉCANCOUR,
POUR L'ANNÉE 2011**

Table des matières

1	CONTEXTE	4
2	RÉSULTATS 2009	5
3	SUIVI DE L'ANNÉE 2010.....	6
4	STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2011	7
4.1	LES SURPLUS	7
4.2	LES COÛTS.....	9
4.2.1	<i>Coûts associés à TCE</i>	<i>9</i>
4.2.2	<i>Coûts associés au transport et à la distribution de gaz.....</i>	<i>9</i>
4.2.3	<i>Coût de remplacement de la puissance</i>	<i>10</i>
4.2.4	<i>Vigie – Loi sur la qualité de l'environnement.....</i>	<i>10</i>
4.3	LA COMPARAISON DES SCÉNARIOS	10
5	CONCLUSION.....	11
	ANNEXE A ÉCART ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DU CONTRAT AVEC TCE	14
	ANNEXE B PROFILS MENSUELS – SCÉNARIOS REVENTE ET SUSPENSION	15
	ANNEXE C ÉVOLUTION DU PRIX DE REVENTE ET DU PRIX DE L'ÉNERGIE DE TCE.....	16
	ANNEXE D COÛTS DE TCE DANS LE SCÉNARIO DE SUSPENSION (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 entre
2 le Distributeur et TransCanada Energy Ltd (TCE). Cette nouvelle entente permet au
3 Distributeur de suspendre la production d'électricité de la centrale de TCE située à
4 Bécancour et de prolonger par la suite la période de suspension, à chaque année, sous
5 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 dossier. »¹

11 En 2011, sur la base de la prévision des besoins de mai 2010, le Distributeur prévoit que
12 les surplus énergétiques atteindront 7,7 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, le Distributeur peut procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court
16 terme et, ultimement, lorsque les conditions de marchés le requièrent, utiliser moins
17 d'électricité patrimoniale.

18 À l'instar des dossiers précédents visant la suspension de la production de la centrale
19 de TCE, l'analyse de la situation énergétique en 2011 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.

¹ Décision D-2009-125, page 18.

2 RÉSULTATS 2009

1 Le tableau 1 présente, pour l'année 2009, les coûts directs de la suspension de la
2 centrale de TCE et une estimation du coût du scénario de revente.

3 Conformément à la preuve déposée au dossier R-3673-2008, et tel que le prévoyait le
4 suivi effectué dans le cadre du dossier R-3704-2009, la suspension de TCE s'est avérée
5 en 2009 le scénario le plus avantageux pour le Distributeur et ses clients par rapport à
6 un scénario de revente. Au 31 décembre 2009, le Distributeur évalue que le scénario de
7 suspension a procuré un avantage de 16,2 M\$ à sa clientèle.

8 Les coûts directs de suspension se sont élevés à 59 M\$, soit 15 M\$ de moins que ceux
9 prévus lors du dossier R-3673-2008. Cet écart tient compte d'une perte de 4,9 M\$
10 provenant des positions de couverture prises sur le prix du gaz et le taux de change.

11 Lors de sa demande d'approbation de l'entente (dossier R-3673-2008), les scénarios de
12 suspension et de revente comportaient des coûts estimés à peu près similaires, sur la
13 base d'un écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat de TCE de
14 17,33 \$/MWh². Au 31 décembre 2009, le Distributeur évaluait plutôt cet écart à
15 17,49 \$/MWh³, entraînant un coût de la revente inférieur de 2,5 M\$ à la prévision.

16 Le Distributeur rappelle qu'en juin 2009, à l'examen du site OASIS d'Hydro-
17 Québec TransÉnergie, il constatait que d'importantes réservations de service point à
18 point de transport ferme avaient été faites par des utilisateurs du réseau d'Hydro-
19 Québec TransÉnergie autres que le Distributeur. Les frais de réservation du service
20 point à point étant déjà engagés par des tiers et intégrés aux revenus du Transporteur,
21 le Distributeur ne pouvait donc plus bonifier le scénario de revente en misant sur la
22 récupération additionnelle de ces coûts au bénéfice de la charge locale.

² En tenant compte des frais non récupérés du service de transport point à point, cet écart s'élevait à 18,07 \$/MWh. Les frais non récupérés correspondent à 9% des frais du service de réservation point à point qui sont de 8,26 \$/MWh.

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

1
 2

TABLEAU 1
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2009

	2009		
	R-3673-2008 & D-2008-89 (A)	Résultats au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M\$)	74,1	59,0	-15,0
Pertes économiques de TCE	56,9	41,5	-15,4
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	15,5	14,6	-0,9
Coûts de remplacement de la puissance	1,7	2,9	1,2
Coût de la revente (en M\$)	77,7	75,2	-2,5
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	0,0
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en \$ / MWh)	18,07 \$	17,49 \$	-0,58 \$
Gain (perte) de la suspension (en M\$)	3,6	16,2	12,6

3

3 SUIVI DE L'ANNÉE 2010

4 Le tableau 2 présente, pour l'année 2010, les coûts directs de la suspension de la
 5 centrale de TCE et l'estimation du coût du scénario de revente.

6 Tout comme pour l'année 2009, le suivi de la suspension des activités 2010 confirme le
 7 très net avantage de suspendre les livraisons en 2010 par rapport à un scénario de
 8 revente sur les marchés. Selon une évaluation réalisée au 30 avril 2010, le gain de la
 9 suspension s'élèverait à 47,0 M\$, soit 5,1 M\$ de moins que prévu.

10 Les coûts directs de suspension pour 2010 devraient s'élever à 49,9 M\$, soit 2,9 M\$ de
 11 moins que prévu lors de l'étude du dossier R-3704-2009.

12 En juin 2009, le Distributeur estimait que l'écart entre le prix de revente et le coût de
 13 l'énergie du contrat de TCE serait de 24,39 \$/MWh. Les évaluations actuelles (au
 14 30 avril 2010) indiquent que cet écart serait de 22,54 \$/MWh, entraînant un coût de la
 15 revente inférieur de 8,0 M\$ à la prévision initiale⁴.

⁴ Le détail de l'établissement des écarts entre le prix de la revente et le coût de TCE est présenté à l'annexe A.

1
 2

TABLEAU 2
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2010

	2010		
	R-3704-2009 (Note 1) (A)	Suivi au 30 avril (Note 1) (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M\$)	52,8	49,9	-2,9
Pertes économiques de TCE	37,5	26,6	-10,9
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	14,4	19,8	5,3
Coûts de remplacement de la puissance	0,9	3,6	2,7
Coût de la revente (en M\$)	104,9	96,9	-8,0
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	0,0
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en \$ / MWh)	24,39 \$	22,54 \$	-1,85 \$
Gain (perte) de la suspension (en M\$)	52,1	47,0	-5,1

Note 1 : Tient compte des tarifs de GMI au 1er janvier 2010 et d'une diminution de 20% du volume souscrit de TCE.

3

4 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2011

4.1 Les surplus

4 Compte tenu des besoins et des moyens déployés, le Distributeur prévoit faire face à
 5 des surplus énergétiques de 5 TWh pour 2011, avant suspension des livraisons de TCE.
 6 Afin de minimiser les risques associés à la gestion de ces surplus, le Distributeur
 7 favorise le scénario de suspension des livraisons de la centrale de TCE, qui demeure la
 8 meilleure option pour le Distributeur sur une base économique. Les profils mensuels des
 9 surplus des scénarios de revente et de suspension des livraisons de TCE sont
 10 présentés à l'annexe B.

11 Le tableau 3 compare le bilan en énergie du scénario avec suspension à celui du
 12 scénario sans suspension, pour l'année 2011.

1
 2
 3

TABLEAU 3
COMPARAISON DES BILANS EN ÉNERGIE (EN TWH)
ANNÉE 2011

	Après déploiement des moyens	
	Scénario sans suspension	Scénario avec suspension
Besoins visés par le plan (révision de mai 2010)	182,6	182,6
- Volume d'électricité patrimoniale <i>incluant patrimonial inutilisé</i>	175,9 (2,9)	178,1 (0,8)
= AAR au-delà du patrimonial	6,7	4,5
- Appro. non patrimoniaux de LT	8,8	4,8
▪ TransCanada Energy	4,3	-
▪ HQP - Base et cyclable	2,5	2,5
<i>Énergie différée¹</i>	(3,3)	(3,3)
<i>Énergie rappelée</i>	0,6	0,6
▪ Autres contrats de long terme	1,9	1,9
▪ Achats de court terme	0,0	0,4
= AAR (surplus)	(2,1)	(0,3)
Surplus incluant le volume patrimonial inutilisé	(5,0)	(1,1)

¹ Les quantités d'énergie différée sont présentées à titre indicatif. L'utilisation de la prévision de la demande de mai 2010 obligera le Distributeur à prendre en compte le solde d'énergie différée à l'échéance des conventions. Cette hypothèse n'a aucun impact sur la rentabilité de la suspension.

Pour assurer le respect de son critère de fiabilité en puissance dans le scénario de suspension, le Distributeur devrait procéder à l'acquisition de puissance UCAP sur les marchés de court terme d'une quantité d'environ 200 MW⁵ pour couvrir les besoins en puissance de janvier et février 2011. Les quantités d'électricité interruptible présumées dans le scénario de suspension sont supérieures d'un peu plus de 300 MW à celles évaluées dans un scénario prenant en considération la contribution en puissance de

⁵ Le bilan en puissance pour la pointe 2010/2011 (selon la révision de mai 2010) est présenté à l'annexe E.

1 TCE. À des fins de planification, le Distributeur retient une quantité maximale d'électricité
2 interruptible établie à 850 MW.

4.2 Les coûts

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

4.2.1 Coûts associés à TCE

6 Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assume en procédant à l'arrêt
7 de la production d'électricité à la centrale de TCE. Les coûts sont estimés sur la base de
8 l'entente entre le Distributeur et TCE du 29 juin 2009. En vertu de cette entente, TCE est
9 compensée pour le manque à gagner entraîné par l'arrêt de la centrale, le coût
10 additionnel de production de vapeur pour l'alimentation du client vapeur (laquelle est
11 normalement produite à partir de la récupération des gaz d'échappement des turbines à
12 gaz) et le coût de mise en veilleuse de la centrale. L'ensemble de ces coûts est estimé à
13 29,8 M\$.

4.2.2 Coûts associés au transport et à la distribution de gaz

14 Pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes de
15 transport et de distribution de gaz. Les coûts nets de ces engagements, estimés à
16 19,9 M\$, sont assumés par le Distributeur. Ils intègrent la valeur de revente des
17 capacités de transport.

18 Les coûts de transport sont basés sur les tarifs de TransCanada Pipelines Ltd (TCPL)
19 en date du 1er janvier 2010, indexé de 2 %. Le coût de la distribution est établi en
20 fonction d'un volume correspondant à 75 % du volume souscrit et en appliquant une
21 indexation de 2 % aux tarifs de Gaz Métro du 1er janvier 2010.

4.2.3 Coût de remplacement de la puissance

1 Le scénario de suspension nécessiterait vraisemblablement l'acquisition additionnelle
2 d'électricité interruptible et de puissance sur les marchés de court terme, pour un coût
3 estimé de 3,2 M\$.

4.2.4 Vigie – Loi sur la qualité de l'environnement

4 Suite à l'adoption de la *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et d'autres*
5 *dispositions législatives en matière de changements climatiques* (2009, c.33), le
6 gouvernement du Québec a annoncé, le 23 novembre 2009, l'implantation d'un système
7 de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES pour 2012. Les modalités
8 de ce système ne sont toutefois pas encore connues. Le Distributeur poursuivra sa vigie
9 à cet égard et en rendra compte à la Régie au moment opportun.

4.3 La comparaison des scénarios

10 Selon la plus récente estimation, le coût du scénario de revente⁶ serait de 92,2 M\$ alors
11 que les coûts nets de la suspension des livraisons de TCE seraient de 43,6 M\$, soit
12 52,9 M\$ attribuables aux coûts directs de suspension compensés par des revenus de
13 revente nets de 9,2 M\$. Ainsi, le bénéfice résultant de la suspension s'élèverait à
14 48,6 M\$.

15 Les hypothèses quant à l'utilisation des capacités de transport, impliquant notamment
16 que le Distributeur ne peut bénéficier d'une récupération additionnelle des coûts de
17 transport au bénéfice de la charge locale, sont les mêmes qu'en 2010 puisque le niveau
18 de réservations observé est similaire.

⁶ Le détail de l'établissement des écarts entre le prix de la revente et le coût de TCE est présenté aux annexes A et C

1
2

TABLEAU 4
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2011

	2011 (en M\$ courants)		
	R-3734-2010 (sans suspension) (A)	R-3734-2010 (avec suspension) (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE	0,0	52,9	52,9
Pertes économiques de TCE	0,0	29,8	29,8
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel (note 1)	0,0	19,9	19,9
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	3,2	3,2
Coût d'approvisionnement	92,2	-9,2	-101,5
Revente nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-146,8	-9,2	137,6
<i>Achats de court terme</i>	2,0	21,9	19,9
<i>Reventes de court terme</i> (note 2)	-72,9	-10,6	62,3
<i>Patrimonial inutilisé</i>	-75,9	-20,6	55,3
Coût de l'énergie de TCE	239,1	0,0	-239,1
Coût (bénéfice)	92,2	43,6	-48,6

(note 1) Tient compte des tarifs de TCPL et de SCGM en vigueur le 1er janvier 2010, indexés de 2%.

3 (note 2) Les reventes sont présentées nettes des frais de transport non récupérés.

5 CONCLUSION

4 À la lumière de ce qui précède, le Distributeur demande à la Régie d'accueillir la
5 présente demande. La suspension des activités de production d'électricité de la centrale
6 de Bécancour s'avère la solution la moins coûteuse et la plus avantageuse pour la
7 clientèle du Distributeur.

ANNEXES

1
2

 ANNEXE A
ÉCART ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DU CONTRAT AVEC TCE

	SUIVI DE L'ANNÉE 2009		SUIVI DE L'ANNÉE 2010				ÉVALUATION 2011	
	R-3673-2008 ⁽¹⁾	Réel ⁽²⁾	R-3704-2009 ⁽³⁾	Actuel	Réel (30 avril)	Prévu ⁽⁴⁾	Actuel ⁽⁵⁾	
TCE - COÛT DE L'ÉNERGIE								
TCE - Coût de l'énergie	\$CA/MWh	85,35	41,68	71,39	43,17	46,17	42,18	55,60
REVENTE								
«Forward» NY zone A	\$US / MWh	69,56		54,25				40,19
+ Basis NY A à M	\$US / MWh	6,33		4,87				3,53
= «Forward» NY zone M	\$US / MWh	75,89		59,12	35,89	-	35,89	43,72
«DAM» NY zone M	\$US / MWh	-		-	34,92	34,92	-	
NY zone M	\$US / MWh	75,89	32,72	59,12	35,65	34,92	35,89	43,72
- Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,4%
= Prix avec pertes	\$US / MWh	71,94	31,08	56,14	33,85	33,16	34,08	41,48
- Transit sur NY et courtage	\$US / MWh	0,91	0,91	0,91	0,93	0,93	0,93	0,93
+ Ajustement	\$US / MWh	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
= Prix avant pt@pt de HQT	\$US / MWh	66,04	25,17	50,23	27,92	27,23	28,15	35,55
	\$CAN / MWh	68,03	28,73	55,26	29,26	28,11	29,56	35,55
- Service pt@pt de HQT	\$CAN / MWh	0,74	4,54	8,26	8,63	8,63	8,63	8,63
= Prix de vente	\$CAN / MWh	67,28	24,20	47,00	20,63	19,48	20,93	26,92
Écart Revente vs Coûts TCE	\$CAN / MWh	-18,07	-17,49	-24,39	-22,54	-26,69	-21,25	-28,68
Taux de change	\$CAN / \$US	1,0300	1,1416	1,1000	1,0478	1,0323	1,0500	1,0000

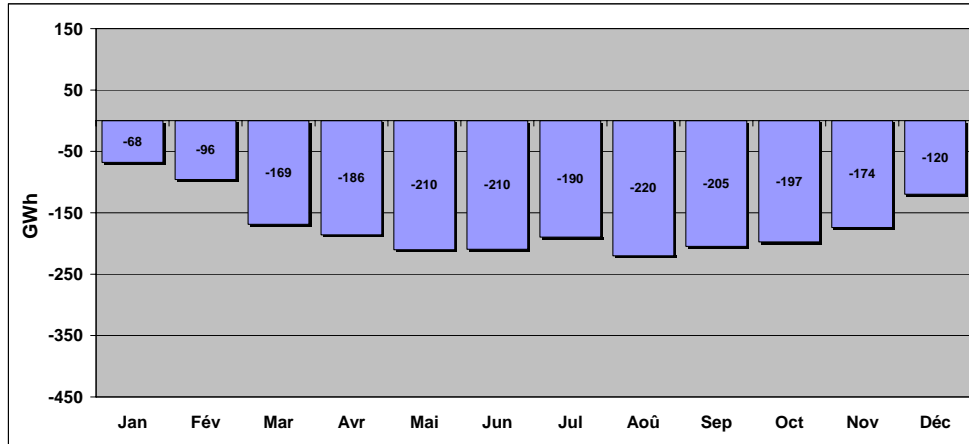
Notes :

- (1) Moyenne, du 2 janvier 2008 au 26 juin 2008, des prix à termes (Calendar 2009).
- (2) Prix du 31 décembre 2009.
- (3) Moyenne mobile du 13 juin 2008 au 12 juin 2009, des prix à termes (Calendar 2010).
- (4) Prix à termes du 30 avril 2010, des mois de mai à décembre.
- (5) Moyenne mobile du 29 mai 2009 au 28 mai 2010, des prix à termes (Calendar 2011).

1
2

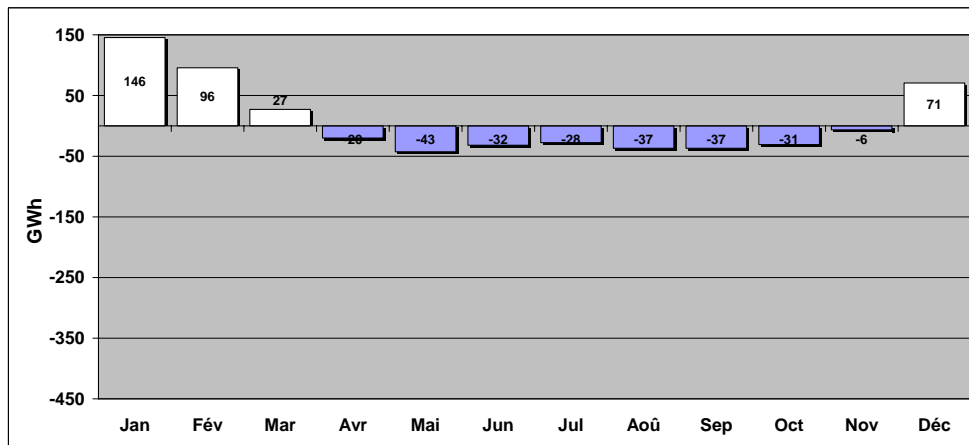
ANNEXE B
PROFILS MENSUELS – SCÉNARIOS REVENTE ET SUSPENSION

Bilan énergétique - Scénario revente - Année 2011



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	-68	-96	-169	-186	-210	-210	-190	-220	-205	-197	-174	-120	-2 045
Achats	17	7	1	9	0	5	4	0	1	0	0	3	36
Reventes	-85	-103	-170	-186	-210	-214	-193	-220	-206	-197	-174	-123	-2 083

Bilan énergétique - Scénario suspension - Année 2011



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	146	96	27	-20	-43	-32	-28	-37	-37	-31	-6	71	105
Achats	147	98	43	3	3	11	10	3	5	3	10	76	411
Reventes	-1	-2	-16	-23	-46	-43	-37	-40	-41	-33	-17	-5	-305

3

1

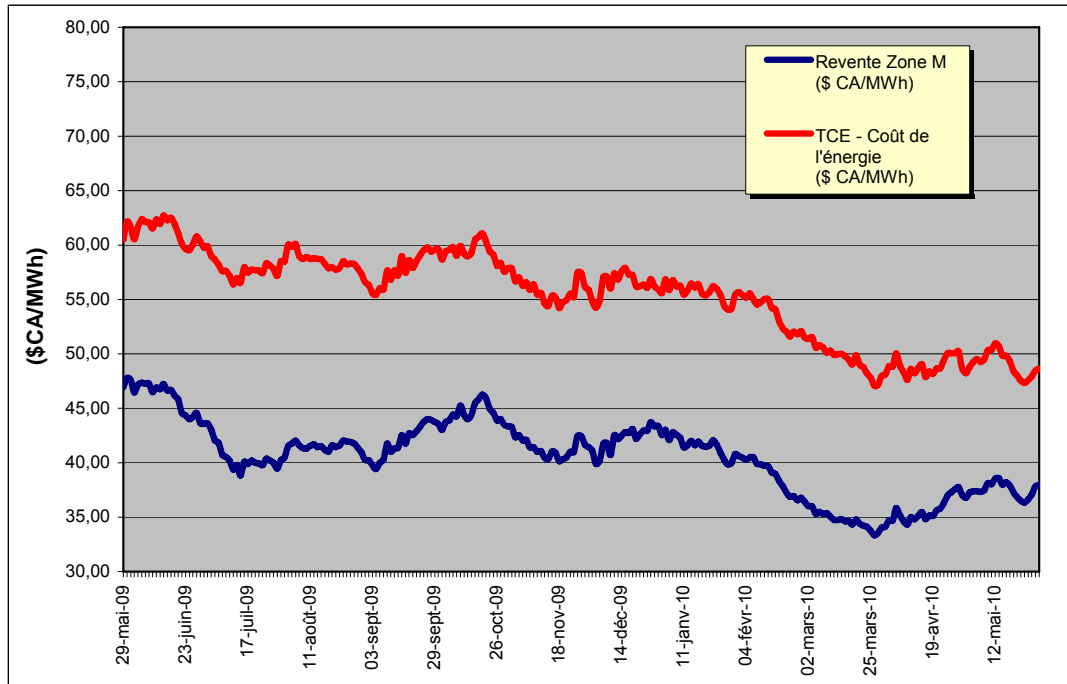
ANNEXE C

2

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

3

Calendar 2011 – Prix à terme du 29 mai 2009 au 28 mai 2010



4

5

ANNEXE D

6

COÛTS DE TCE DANS LE SCÉNARIO DE SUSPENSION (EN M\$)

	2008	2009	2010	2011
	Résultat au 31 déc. 2008	Résultat au 31 déc. 2009	Suivi au 30 avril 2010	R-3734-2010
Total des coûts directs de la suspension de TCE	54,3	59,0	49,9	52,9
Pertes économiques de TCE	37,5	41,5	26,6	29,8
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	14,4	14,6	19,8	19,9
Coût de remplacement de la puissance	2,4	2,9	3,6	3,2

7

1
2

**ANNEXE E
BILAN EN PUISSANCE (EN MW)**

BILAN EN PUISSANCE (MW)	
	2010 - 2011
= Besoins à la pointe visés par le plan	36 353
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 599
Taux de réserve requise	9,9%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 510
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 275
▪ TransCanada Energy	0
▪ Hydro Québec Production - Base et cyclable	950
▪ Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24
▪ Éolien : 3500 MW ⁽¹⁾	201
▪ Petite hydraulique (150 MW)	
▪ Électricité interruptible	850
▪ Abaissement de tension	250
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis à 10 MW près)	230
▪ Contribution des marchés de court terme	230
= Moyens additionnels requis (Besoins arrondis à 10 MW près)	0

Note (1) : Jusqu'au 31 décembre 2010, la contribution en puissance de HQP est de 35% (Entente actuelle).

3