

Régie de l'énergie du Québec

R-3875-2014

**Demande d'approbation des amendements
à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons
de la centrale de TCE**

Observations de l'ACEF de l'Outaouais

**Préparées par: Paul Paquin
PP ÉconoTech Conseil Inc.**

**Pour :
ACEF de l'Outaouais
109, rue Wright
Gatineau (Québec)
J8X 2G7**

Le 11 avril 2014

Présentation et intérêt de l'ACEF de l'Outaouais

L'ACEF de l'Outaouais (ou « ACEFO ») a été fondée en octobre 1966. Elle est une association coopérative dont la mission est de conseiller, d'informer et de représenter les consommateurs au sujet de leurs droits et intérêts. L'ACEF de l'Outaouais regroupe les consommateurs afin de promouvoir et de défendre leurs droits et offre des services, notamment, dans le domaine du budget, de l'endettement, de l'énergie et de la consommation.

L'ACEF de l'Outaouais s'intéresse de près aux questions énergétiques et elle intervient régulièrement auprès de la Régie de l'énergie dans le cadre d'audiences concernant plusieurs dossiers, incluant les dossiers réglementaires d'Hydro-Québec (Transport et Distribution) ainsi que dans le cadre d'audiences concernant les activités de Gazifère Inc.

À titre d'organisme voué à la représentation des intérêts des consommateurs résidentiels, incluant les consommateurs à faible ou moyen revenu, l'ACEF de l'Outaouais possède un intérêt manifeste en matière de tarification et de réglementation économique des entreprises de services publics, dont Hydro-Québec dans ses activités de Distribution (ou le « Distributeur »).

Nous déposons des observations au présent dossier puisque la décision qui sera rendue par la Régie de l'énergie aura nécessairement un impact sur les coûts du Distributeur et les tarifs que devront payer les consommateurs résidentiels, incluant les ménages à faible ou moyen revenu.

Contexte¹

Un contrat d'approvisionnement conclu entre le Distributeur et TransCanada Energy Ltd. (« TCE ») a été approuvé par la Régie le 19 août 2003.² Ce contrat comporte une

¹ B-0002

² D-2003-159

puissance contractuelle de 507 MW et une énergie contractuelle de 3,55 TWh ou 4,06 TWh selon les années de livraison.³

Le contrat a une durée de 20 ans et les livraisons d'électricité ont débuté le 17 septembre 2006. L'échéance du contrat est donc en septembre 2026.

Le 2 novembre 2007, le Distributeur dépose à la Régie une demande visant la suspension des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour pour l'année 2008, avec une option de prolongation pour l'année 2009.

Étant donné la persistance des surplus énergétiques, le Distributeur et TCE conviennent, le 29 juin 2009, d'une seconde entente de suspension des livraisons en vertu de laquelle la période de suspension peut être prolongée année après année, à compter de 2010 (l'« Entente de suspension de 2009 »). Cette entente a été approuvée par la Régie et depuis, il y a eu suspension de la production de la centrale à chaque année, jusqu'en 2014, inclusivement.

Ainsi, depuis le début des livraisons, le 17 septembre 2006, la centrale de TCE n'a produit que durant 15 mois, soit trois mois en 2006 et 12 mois en 2007.

Étant donné que le Distributeur prévoit être dans une situation de surplus énergétiques encore pour plusieurs années, il a entrepris des discussions avec TCE afin de convenir de modalités lui permettant de réduire le coût annuel de la suspension.

Ainsi, la requête actuelle du Distributeur présente des amendements à l'entente actuelle et demande que les livraisons de la centrale de TCE soient suspendues jusqu'au 31 décembre 2017. Par la suite, la période de suspension peut être prolongée année après année, sous réserve d'un préavis de trois ans. Une nouvelle demande de renouvellement de la suspension des livraisons est donc requise le 2 juillet 2014.⁴

³ R-3515-2003, HQD-1, document 3.2

⁴ B-0008, HQD-1, document 1, *Amendment Agreement*, page 2

Les coûts de la suspension⁵

Dans la première requête relative à la suspension des livraisons de la centrale de TCE, le Distributeur mentionne que la composante fixe de la formule de prix (prime de puissance) continuera d'être versée et que les mécanismes d'indexation prévus au contrat continueront de s'appliquer.

À ce coût viendront s'ajouter d'autres coûts liés à la suspension des livraisons d'énergie de TCE :

- les coûts associés à TCE;
- les coûts associés aux composantes fixes de transport et de distribution de gaz naturel;
- et le coût de remplacement de la puissance.

Les coûts associés à TCE représentent les pertes économiques que TCE assumera en procédant à l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. En effet, l'entente vise à compenser TCE pour tout manque à gagner ou tout surcoût entraîné par l'arrêt de la centrale.

De façon plus spécifique, ces coûts représentent le coût de remplacement de la production de vapeur pour l'alimentation du client vapeur, la perte de revenus de TCE et les coûts additionnels engendrés par la remise en exploitation de la centrale.

Les coûts associés au transport et à la distribution de gaz représentent le coût des engagements fermes de transport et de distribution de gaz que TCE a dû prendre pour garantir la production de la centrale. Ces coûts comprennent la composante fixe des coûts de transport et de distribution de gaz naturel de TCPL et Gaz Métro.⁶

⁵ R-3649-2007, HQD-2, document 1, section 2

⁶ D-2009-125 (motifs) page 11

Nous comprenons que le coût associé au remplacement de la puissance n'est pas versé à TCE, mais représente le coût que doit assumer le Distributeur pour équilibrer son bilan en puissance en respectant son critère de fiabilité en puissance suite à l'arrêt de la centrale.

Le tableau suivant présente un historique des coûts reliés à la suspension des livraisons de la centrale de TCE.

	Coûts de l'option suspension M\$						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	D-2009-125	D-2010-109	D-2011-110	D-2012-118	D-2013-129	D-2013-129	D-2013-129
Pertes économiques de TCE ¹	37,5	41,5	27,2	25	21,3	21,9	21,8
Engagements transport-dist. Gaz	14,4	14,6	19,8	24,3	25,3	25,7	26,1
Remplacement puissance	2,4	2,9	3,6	0,7	0,7	3	2,7
Total	54,3	59	50,6	50	47,3	50,6	50,6

1: inclut un coût pour la mise en veilleuse de la centrale.

On peut constater des variations importantes de chacune des composantes des coûts de l'option suspension, mais des variations moins importantes pour le coût total.

Selon notre compréhension, les modifications à l'entente concernent, notamment, les coûts reliés aux engagements quant au transport et à la distribution du gaz naturel. Ces coûts correspondent à environ 50% des coûts de la suspension, excluant les coûts de la composante fixe reliés à la puissance.

À notre avis, les coûts encourus pour les engagements concernant le transport du gaz naturel devraient diminuer passablement à partir de l'année 2018 puisque ces engagements se terminent le 31 décembre 2018 et que « [l']Amendement prévoit des modalités libérant TCE de l'obligation de renouveler une portion du transport (TCPL Transport) et libérant le Distributeur de son obligation de rembourser à TCE le coût de cette portion du transport »⁷. Ainsi, les gains résultant des amendements proposés devraient être plus importants pour la période 2015-2017 que pour le reste de la période couverte par le contrat. Ces coûts ne sont pas connus puisque le Distributeur a refusé,

⁷ B-0015, HQD-2, document 2, page 5

pour des raisons de confidentialité, de les fournir suite à une demande de l'ACEFO à cet effet.⁸ Il n'est donc pas possible de connaître l'ampleur des gains pour la période 2018-2026 et de faire une recommandation concernant le prolongement de la période de suspension « *année après année sous réserve d'un préavis de trois ans* ».⁹

Options à examiner

Le paragraphe 11 de la demande¹⁰ mentionne que « [...] *l'option de suspendre les livraisons demeure le seul scénario envisageable, voir réaliste pour le Distributeur, à plus forte raison lorsqu'il s'agit de mettre en marché plus de 4 TWh par année sur une plus longue période.* »

Selon l'ACEFO, cette affirmation doit être prise dans un contexte où la comparaison se fait entre deux possibilités, soit « avec suspension » ou « sans suspension ». Dans ce cas, le Distributeur a montré que depuis l'année 2008, l'option de suspendre est moins coûteuse que l'option de prendre les livraisons.¹¹

Cependant, selon l'ACEFO, dans l'option de suspension des livraisons, il apparaît pertinent de considérer la suspension des livraisons jusqu'à la fin du contrat, soit de négocier les modalités et les coûts de mettre fin au contrat. Étant donné que cette option libèrerait TCE de l'obligation de fournir les quantités contractuelles, elle permettrait vraisemblablement d'éviter certains coûts, notamment les coûts d'entretien de la centrale sur la période 2015-2026. Le maintien de la centrale en état de fonctionner pour, par exemple, offrir la production sur les marchés, serait alors de la responsabilité de TCE et à ses frais.

⁸ B-0015, HQD-2, document 2, page 6

⁹ B-0002, page 3

¹⁰ B-0002, para. 11

¹¹ R-3673-2008, R-3704-2009, R3734-2010, R-3765-2011, R-3803-2012 et R3850-2013

Cette option permettrait également d'éviter de revenir périodiquement devant la Régie pour demander de nouvelles suspensions.

Le tableau suivant présente le bilan en énergie qui a été fourni lors du dossier R-3864-2013.¹²

**TABLEAU R-1.1
BILAN EN ÉNERGIE (EN TWH)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6	198,5	198,8	199,7	201,0
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
- Approvisionnements non patrimoniaux	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3	23,5	23,2	23,8	22,9
* TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
* HQP - Biom et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8	4,3	3,9	3,9	0,8
* Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,0	14,6
+ Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,6
+ Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,0	11,7
+ Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
* Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0
* Achats de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	1,3	1,8	4,5
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)	(3,8)	(3,3)	(2,9)	(0,8)

Selon ce bilan, la production de TCE n'est pas requise au moins jusqu'en 2027. Sur le plan énergétique, la production de la centrale de TCE n'est donc pas requise jusqu'à la fin du contrat liant TCE au Distributeur.

Il apparaît donc, à priori, que le Distributeur a la flexibilité adéquate pour satisfaire ses besoins, sans la production de TCE.

En réponse à une demande de renseignements de l'ACEFO à ce sujet¹³, le Distributeur mentionne que cette possibilité n'a pas été examinée, sans explication supplémentaire.

¹² R-3864-2013, B-0028, HQD-3, document 3, page 4

¹³ B-0015, HQD-2, document 2, page 8

Recommandations

Selon l'ACEFO, l'option de négocier l'annulation du contrat doit être examinée et les coûts liés à cette annulation doivent être comparés aux coûts de l'option actuellement proposée.

Ainsi, l'ACEFO recommande respectueusement à la Régie de l'énergie de ne pas autoriser les amendements proposés et d'exiger que le Distributeur soumette une nouvelle requête qui présente les coûts qui résulteraient de l'annulation du contrat.