

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2012-118

R-3803-2012

12 septembre 2012

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision

Demande d'approbation de la suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour pour l'année 2013

1. CONTEXTE

[1] Le 15 juin 2012, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose la présente demande pour faire approuver la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE et la Centrale) pour l'année 2013 (la Demande).

[2] Le contexte de la Demande est amplement décrit dans les décisions D-2007-134¹, D-2008-114², D-2009-125³, D-2010-109⁴ et D-2011-110⁵ par lesquelles la Régie a autorisé le Distributeur à suspendre la production de la Centrale pour les années 2008 à 2012.

[3] La Demande a été rendue publique sur le site internet de la Régie dans les jours qui ont suivi son dépôt.

[4] À l'instar des demandes antérieures portant sur le même sujet, la Régie a traité cette demande sur dossier.

[5] Elle a transmis au Distributeur des demandes de renseignements les 10 juillet et 3 août 2012.

[6] Les 17 juillet et 10 août 2012, le Distributeur a répondu à ces demandes de renseignements et a déposé, sous pli confidentiel, les réponses à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie⁶ et aux questions 1.1, 1.3 et 1.5 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie⁷. Il demande le traitement confidentiel de ces informations et soumet, à cet égard, les affirmations solennelles d'un représentant de TCE⁸.

¹ Dossier R-3649-2007.

² Dossier R-3673-2008.

³ Dossier R-3704-2009.

⁴ Dossier R-3734-2010.

⁵ Dossier R-3765-2011.

⁶ Pièce B-0006.

⁷ Pièce B-0011.

⁸ Pièces B-0007 et B-0015.

[7] La Régie, par sa décision D-2009-125, a approuvé l'entente relative à la suspension temporaire des activités de production d'électricité de la Centrale intervenue entre le Distributeur et TCE (l'Entente). L'Entente⁹ prévoit, à son article 11, que la période de suspension peut être renouvelée d'année en année.

[8] La Demande est basée sur l'article 31 (5°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹⁰ (la Loi). Le deuxième alinéa de l'article 74.2 prévoit, quant à lui, que le Distributeur ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie. La même obligation incombe au Distributeur pour modifier un contrat ainsi approuvé par la Régie. De plus, l'Entente prévoit que la prolongation de la suspension de la production de la Centrale doit être approuvée par la Régie.

[9] La présente décision porte sur la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de certains documents et sur la demande de prolongation de la suspension de la production de la Centrale pour l'année 2013.

2. DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie

[10] L'affidavit de TCE indique que les informations présentées à cette réponse portent sur le détail des coûts projetés d'acquisition par TCE des droits d'émission de gaz à effet de serre en 2013. Ces coûts sont assumés par le Distributeur conformément à l'article 18 de l'Entente.

⁹ Dossier R-3704-2009, pièce B-1, HQD-2, document 1.

¹⁰ L.R.Q., c. R-6.01.

[11] TCE rappelle que ces renseignements, découlant de l'Entente, ont été protégés par la Régie de façon constante par le passé.

[12] Selon le Distributeur, la divulgation de ces renseignements donnerait des indications aux concurrents et à d'autres clients éventuels de TCE sur sa stratégie de développement de projets et ses structures de coûts et de prix, nuisant ainsi à la compétitivité de TCE à l'égard d'autres projets.

[13] **Vu l'absence de contestation, le bien-fondé de ces motifs et ses décisions antérieures, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel relative à la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie.**

Réponses aux questions 1.1, 1.3 et 1.5 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie

[14] TCE indique que les informations contenues dans les réponses aux questions 1.1 et 1.3 ont trait à la responsabilité des coûts d'acquisition des droits d'émission des gaz à effet de serre et que ces coûts découlent directement des formules de prix de l'électricité, lesquelles sont traitées de façon confidentielle par TCE. La Régie a traité de façon confidentielle ces informations de façon constante par le passé¹¹.

[15] Les renseignements déposés en réponse à la question 1.5 ont trait au calcul des coûts d'acquisition des droits d'émission des gaz à effet de serre si la Centrale était en opération pour l'année 2013 à la suite de l'adoption du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*¹².

[16] TCE précise que ces renseignements sont susceptibles de divulguer certaines caractéristiques techniques de la Centrale, notamment la valeur de son rendement thermique en mode de production d'électricité.

¹¹ Décision D-2003-146, dossier R-3515-2003; décision D-2007-127, dossier R-3649-2007; décision D-2009-125, dossier R-3704-2009; décision D-2010-151, dossier R-3740-2010 et décision D-2011-144, dossier R-3776-2011.

¹² C. Q-2, r. 46.1.

[17] TCE est d'avis que ces renseignements donneraient des indications aux concurrents et à d'autres clients éventuels de TCE sur sa stratégie de développement de projets et ses structures de coûts et de prix, nuisant ainsi à sa compétitivité sur d'autres projets éventuels.

[18] **Vu l'absence de contestation, le bien-fondé de ces motifs et ses décisions antérieures, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel relative aux réponses aux questions 1.1, 1.3 et 1.5 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.**

3. DEMANDE D'APPROBATION DE L'ENTENTE RELATIVE À LA SUSPENSION TEMPORAIRE DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA CENTRALE DE BÉCANCOUR POUR L'ANNÉE 2013

[19] Sur la base de sa prévision de mai 2012 de ses besoins énergétiques, le Distributeur prévoit des surplus en 2013 qui atteindront 8,7 TWh.

[20] Dans ce contexte, il indique que pour faire face à cette situation de surplus et pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité, il utilisera tous les moyens à sa disposition. L'Entente fait partie de ces moyens.

[21] Le Distributeur indique également qu'il pourra procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme et, en dernier recours, selon les conditions et les prix qui prévaudront sur ces marchés, utiliser moins d'électricité patrimoniale¹³.

¹³ Pièce B-0005, page 5.

[22] Selon le Distributeur et à l'instar de la situation décrite dans ses demandes antérieures, l'analyse de la situation énergétique prévue en 2013 démontre que le scénario de suspension demeure l'alternative la moins coûteuse pour les consommateurs et comportant le moins de risques par rapport à un scénario de revente des surplus.

LES RÉSULTATS DE 2011 ET DE 2012

[23] Les tableaux 1 et 2 du Distributeur¹⁴ permettent de comparer les coûts réels de la suspension de la production de la Centrale avec les estimations du Distributeur des coûts des scénarios de revente pour les années 2011 et 2012 :

TABLEAU 1
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2011

	2011		
	R-3734-2010 (A)	Résultats au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE (M\$)	52,9	50,0	-2,8
Pertes économiques de TCE	29,8	25,0	-4,7
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	19,9	24,3	4,5
Coûts de remplacement de la puissance	3,2	0,7	-2,6
Coût de la revente (M\$)	123,3	78,6	-44,7
Énergie de TCE	4,3 TWh	4,3 TWh	-
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE	28,7 \$/MWh	18,3 \$/MWh	-10,4 \$/MWh
Bénéfice de la suspension (M\$)	70,5	28,6	-41,8

¹⁴ Pièce B-0005, pages 6 et 7.

TABLEAU 2
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2012

	2012		
	R-3786-2011 (sans suspension) (A)	Suivi au 30 avril (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE (M\$)	57,1	46,9	-10,2
Pertes économiques de TCE	27,4	20,9	-6,5
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	76,2	-25,2
Énergie de TCE	4,3 TWh	4,3 TWh	-
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE	23,6 \$/MWh	17,7 \$/MWh	-5,9 \$/MWh
Bénéfice de la suspension (M\$)	44,2	29,3	-14,9

[24] Les résultats de 2011 (tableau 1) montrent que la suspension de TCE s'est avérée le scénario le plus avantageux pour le Distributeur et ses clients par rapport à un scénario de revente. En effet, les coûts du scénario de suspension ont été de 28,6 M\$ inférieurs à ceux du scénario de revente.

[25] Pour cette année 2011, les coûts directs de la suspension se sont élevés à 50 M\$, soit 2,8 M\$ de moins que ceux prévus dans le cadre du dossier R-3734-2010.

[26] En juin 2010, l'écart entre le prix de revente sur les marchés et le coût de l'énergie du contrat d'approvisionnement à long terme de 507 MW entre le Distributeur et TCE (le Contrat) était évalué à 28,7 \$/MWh. Au 31 décembre 2011, le Distributeur évalue plutôt cet écart à 18,3 \$/MWh, entraînant un coût pour la revente de 44,7 M\$ inférieur à la prévision.

[27] Le tableau 2 ci-dessus présente les coûts directs de la suspension de la Centrale et l'estimation du coût du scénario de revente pour l'année 2012.

[28] Comme en 2011, la suspension des livraisons d'électricité de la Centrale en 2012 sera plus avantageuse pour la clientèle que le scénario de revente de cette électricité. Ainsi, au 30 avril 2012, le gain prévu de la suspension s'élevait à 29,3 M\$, soit 14,9 M\$ de moins que prévu initialement.

[29] Les coûts directs de la suspension pour 2012 devraient s'élever à 46,9 M\$, soit 10,2 M\$ de moins que ce que prévu dans le cadre de l'étude du dossier R-3765-2011.

[30] En juin 2011, le Distributeur estimait l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie selon le Contrat à 23,6 \$/MWh. Cet écart serait, selon les dernières évaluations du Distributeur, de 17,7 \$/MWh, entraînant un coût de la revente inférieur de 25,2 M\$ à la prévision initiale.

LES SURPLUS PRÉVUS EN 2013

[31] Le Distributeur prévoit faire face à des surplus de 8,7 TWh en 2013, avant le déploiement de ses moyens de gestion.

[32] Afin de minimiser les risques associés à la gestion de ces surplus, le Distributeur préconise de suspendre les livraisons d'électricité de la Centrale.

[33] Le tableau 3 du Distributeur¹⁵ compare le bilan en énergie selon deux scénarios, soit celui avec suspension et celui sans suspension des livraisons d'électricité en 2013.

¹⁵ Pièce B-0005, page 8.

TABLEAU 3
COMPARAISON DES BILANS EN ÉNERGIE (EN TWH)
ANNÉE 2013

	Avant déploiement des moyens	Après déploiement des moyens	
		Scénario sans suspension	Scénario avec suspension
Besoins visés par le plan (révision de mai 2012)	186,2	186,2	186,2
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,8	178,8
= AAR au-delà du patrimonial	7,3	7,4	7,4
- Approvisionnements postpatrimoniaux	16,0	15,3	11,6
• TransCanada Energy	4,3	4,3	-
• Autres contrats de long terme	11,7	10,9	10,9
• Achats de court terme	s.o.	0,1	0,7
= AAR (surplus)	(8,7)	(7,9)	(4,2)

AAR : Approvisionnements additionnels requis

LES COÛTS

[34] Les coûts reliés à la suspension des livraisons d'énergie de la Centrale sont constitués (i) des coûts associés à TCE, (ii) des composantes fixes des tarifs de transport et de distribution de gaz naturel et (iii) du coût de remplacement de la puissance.

COÛTS ASSOCIÉS À TCE

[35] Ces coûts représentent les pertes économiques de TCE découlant de l'arrêt de la production d'électricité à la Centrale.

[36] Ces coûts sont estimés sur la base de l'Entente prévoyant que TCE sera compensée pour les coûts suivants : (i) le manque à gagner entraîné par l'arrêt de la Centrale, (ii) le coût additionnel de production de vapeur à partir de chaudières auxiliaires pour l'alimentation du client vapeur (laquelle est normalement produite à partir de la récupération des gaz d'échappement des turbines à gaz) et (iii) le coût du maintien de la mise en veilleuse de la Centrale.

[37] L'ensemble de ces coûts est estimé à 22,3 M\$ pour 2013.

COÛTS ASSOCIÉS AU TRANSPORT ET À LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

[38] Pour alimenter la Centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes de transport auprès de TransCanada Pipelines Ltd (TCPL) et des engagements de distribution de gaz naturel auprès de Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro).

[39] Les coûts nets de ces engagements que doit assumer le Distributeur en vertu de l'Entente sont estimés à 25,8 M\$ pour 2013. L'estimé de ces coûts intègre aussi la valeur des revenus de la revente de la capacité de transport dont TCE pourrait ne pas avoir besoin.

[40] Les coûts de transport sont basés sur les tarifs de TCPL en date du 1^{er} janvier 2012, indexés de 2 %.

[41] Les coûts de la distribution du gaz naturel sont établis en fonction d'un volume correspondant à 75 % du volume souscrit et en appliquant une indexation de 2 % aux tarifs de Gaz Métro en vigueur au 1^{er} janvier 2012.

COÛT DE REMPLACEMENT DE LA PUISSANCE

[42] Afin de respecter son critère de fiabilité en puissance dans le contexte de la suspension de la production de la Centrale, le Distributeur devra procéder à l'acquisition de 470 MW puissance UCAP (*Unforced Capacity*) sur les marchés de court terme pour couvrir ses besoins en puissance de janvier et février 2013.

[43] Par ailleurs, les quantités d'électricité interruptible prévues dans le scénario de suspension sont supérieures d'environ 30 MW à celles évaluées dans le scénario où la Centrale aurait contribué à la satisfaction des besoins en puissance du Distributeur.

[44] En conséquence, le coût total de remplacement de la puissance prévu dans le scénario de suspension est évalué à 2,6 M\$.

SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

[45] Les coûts de suspension tiennent compte du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*¹⁶ ainsi que du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (les Règlements sur les droits d'émission).

[46] En vertu des Règlements sur les droits d'émission, TCE aura l'obligation d'acquérir des droits d'émission à la hauteur de 20 % des émissions de la Centrale prévues en 2013, la balance, soit 80 %, lui étant allouée gratuitement en vertu de l'article 40 du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*¹⁷.

[47] Le Distributeur inclut ces coûts sous la rubrique « Pertes économiques de TCE » puisqu'ils correspondent à des coûts de production de vapeur avec des chaudières auxiliaires et qu'il est tenu de les assumer en application de l'article 18 de l'Entente¹⁸.

LA COMPARAISON DES SCÉNARIOS

[48] Selon la plus récente estimation du Distributeur, le coût du scénario de revente serait de 26,5 M\$ en 2013 alors que les coûts nets du scénario de suspension des livraisons de TCE seraient de 5 M\$. Pour ce dernier scénario, les coûts directs de la

¹⁶ C. Q-2, r. 15.

¹⁷ Pièce B-0012, page 5.

¹⁸ Pièce B-0009, page 3.

suspension sont estimés à 50,6 M\$ et la perte de revenus de revente sur les marchés à 45,6 M\$¹⁹. Ainsi, le bénéfice résultant de la suspension s'élèverait à 21,5 M\$, tel qu'indiqué au tableau suivant :

TABLEAU 4
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2013

	2013 (en M\$ courants)		
	Sans suspension (A)	Avec suspension (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE	0,0	50,6	50,6
Pertes économiques de TCE	0,0	22,3	22,3
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	0,0	25,8	25,8
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	2,6	2,6
Coût d'approvisionnement	26,5	-45,6	-72,1
Revente nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-152,5	-45,6	106,9
Achats de court terme	0,1	36,5	30,4
Reventes de court terme	-158,6	-82,2	76,4
Coût de rénergie de TCE	179,0	-	-179,0
Coût (bénéfice)	26,5	5,0	-21,5

[49] Dans son analyse économique, le Distributeur conserve l'hypothèse d'un ajustement de -5 \$/MWh sur le prix de revente sur le marché de la zone M (New York Independent System Operator). Selon le Distributeur, cette hypothèse est conservatrice, compte tenu de l'ampleur de ses surplus et de l'impact marginal sur les prix que pourrait avoir la revente des surplus additionnels provenant de la production de la Centrale.

[50] De plus, le Distributeur n'applique aucun prix plancher au prix de revente de l'électricité, compte tenu du niveau des prix qu'il observe dans les marchés. Il précise que l'option de réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale n'est pas non plus une alternative à la suspension des livraisons de TCE.

[51] Le Distributeur assume, pour la charge locale, le solde de la totalité des coûts de transport d'électricité encourus auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur), après déduction des coûts payés à ce dernier pour le service de transport de point à point.

¹⁹ Pièce B-0005, page 10.

[52] En 2013, compte tenu des réservations de service de transport ferme de point à point faites par des tiers, le Distributeur explique qu'il ne pourrait bonifier le scénario de revente. En effet, selon ce scénario, les ventes de surplus ne contribueront pas à l'accroissement des revenus du Transporteur et le Distributeur ne peut donc prévoir une récupération additionnelle découlant de cette vente de surplus.

[53] Enfin, le coût des achats de court terme du Distributeur incorpore un montant d'environ 5 \$/MWh relié à l'achat de droits d'émission pour l'électricité importée de l'État de New York — le marché de référence pour le Distributeur — conformément aux Règlements sur les droits d'émission.

[54] Quant aux recommandations de la Régie (décision D-2011-162²⁰) voulant que le Distributeur entreprenne des discussions sur l'avenir de la Centrale et, possiblement, le partage de sa production avec des tiers, le Distributeur indique qu'il présentera les démarches qu'il a entreprises à cet égard dans le cadre de sa demande d'approbation du prochain plan d'approvisionnement.

[55] À la lumière de ce qui précède, le Distributeur conclut que la suspension, pour 2013, des activités de production d'électricité de la Centrale s'avère la solution la moins coûteuse et la plus avantageuse pour sa clientèle.

4. DÉCISION

4.1 COÛTS RELIÉS À LA SUSPENSION DE LA PRODUCTION

[56] Comme mentionné plus haut, les pertes économiques de TCE découlant de la suspension de la production de la Centrale sont constituées des éléments suivants : (i) le manque à gagner relié à l'arrêt de la Centrale, (ii) le coût additionnel de production de vapeur, incluant les coûts liés à l'acquisition des droits d'émission, pour l'alimentation du client vapeur et (iii) le coût de mise en veilleuse de la Centrale.

²⁰ Dossier R-3748-2010.

[57] Ces pertes de TCE sont estimées à 22,3 M\$ pour l'année 2013.

[58] Les tableaux 1, 2 et 4 montrent que les pertes économiques de TCE sont stables d'une année à l'autre : 25 M\$ en 2011 et 20,9 M\$ prévus en 2012. De plus, elles sont moindres que la somme de 41,5 M\$ versée à TCE en 2009.

[59] Les coûts des engagements fermes de TCE pour alimenter sa centrale en gaz naturel sont grandement influencés par les tarifs de TCPL et ceux de Gaz Métro.

[60] Le Distributeur estime à 25,8 M\$ les coûts que TCE va encourir en 2013 auprès de TCPL et Gaz Métro. Cet estimé intègre la valeur de revente des capacités de transport dont TCE pourrait ne pas avoir besoin. Comparés aux années antérieures, ces coûts sont stables : 24,3 M\$ en 2011 et 25,2 M\$ prévus en 2012. La Régie est donc satisfaite de l'estimation du Distributeur.

[61] Quant aux coûts de remplacement de la puissance de la Centrale que le Distributeur devra assumer en 2013, ils sont attribuables à l'acquisition d'électricité interruptible additionnelle et de puissance sur les marchés de court terme. Le Distributeur évalue ces coûts à 2,6 M\$.

[62] Les coûts réels d'acquisition de puissance au cours des deux dernières années, soit 0,7 M\$ en 2011 et 0,7 M\$ prévu en 2012, ont été plus faibles que ceux estimés par le Distributeur, eu égard à la baisse des besoins en puissance et des coûts unitaires de ces produits.

[63] Bien que les coûts d'acquisition estimés pour 2013 soient plus élevés que ceux encourus par le Distributeur au cours des deux dernières années, la Régie est satisfaite de l'estimation du Distributeur du coût de remplacement de la puissance.

4.2 ANALYSE ÉCONOMIQUE DES OPTIONS

[64] Le Distributeur présente, à l'instar de ce qu'il a fait dans les dossiers précédents²¹, une analyse comparative des coûts de deux scénarios : le scénario de suspension de la production de la Centrale (le scénario de suspension) et un scénario présumant de l'opération de la Centrale et de la revente de l'énergie produite (le scénario de revente).

[65] Les coûts inclus dans les deux scénarios ne tiennent pas compte de la prime fixe payable à TCE en vertu du Contrat, laquelle serait payée par le Distributeur dans les deux cas.

[66] Quant aux revenus du service de point à point du Transporteur qui auraient pu bonifier le scénario de revente, comme dans les trois dossiers précédents, le Distributeur réduit de 8,20 \$/MWh les revenus de la revente. La Régie accepte cette hypothèse vu que la faible disponibilité des interconnexions se poursuit.

[67] En 2013, le Distributeur maintient son hypothèse conservatrice d'ajuster de -5 \$/MWh le prix de revente de l'électricité, compte tenu de l'ampleur de ses surplus et de l'impact marginal sur les prix que pourrait avoir la revente des surplus additionnels provenant de la production de la Centrale.

[68] Enfin, le coût des achats du scénario de revente incorpore un montant d'environ 5 \$/MWh relié à l'achat de droits d'émission pour l'électricité importée de l'État de New York, le marché de référence pour le Distributeur, conformément aux Règlements sur les droits d'émission.

[69] La Régie accepte les hypothèses du Distributeur et note que l'écart prévu en 2013 (21,5 M\$) entre les coûts du scénario de revente et ceux de la suspension de la production de la Centrale est plus faible que pour les deux années passées : 28,6 M\$ en 2011 et 29,3 M\$ prévus en 2012.

²¹ Dossiers R-3649-2007, R-3673-2008, R-3704-2009, R-3734-2010 et R-3765-2011.

[70] L'analyse économique démontre tout de même que le scénario de suspension demeure l'alternative la moins coûteuse pour les clients du Distributeur et comporte le moins de risques par rapport à un scénario de revente des surplus provenant de la production de la Centrale.

4.3 EXAMEN D'AUTRES AVENUES POSSIBLES

[71] En suivi de la décision D-2011-162, le Distributeur indique qu'il présentera les démarches qu'il a entreprises à l'égard d'autres scénarios dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

[72] Considérant les coûts en jeu, la Régie réitère l'importance de trouver une alternative à la suspension des activités de production de la Centrale et attend le rapport du Distributeur dans le cadre de l'étude de son plan d'approvisionnement 2014-2023. À cet effet, elle demande également au Distributeur de déposer un statut de l'avancement de ces discussions lors d'une éventuelle nouvelle demande d'approbation de la suspension des activités de production de la Centrale.

4.4 CONCLUSION

[73] La preuve du Distributeur à l'appui de sa demande de prolongation de la suspension de la production de la Centrale démontre que les projections de coûts servant à comparer le scénario de suspension et le scénario de la revente sont adéquates. La preuve démontre clairement l'avantage économique pour les consommateurs de suspendre la production de la Centrale pour l'année 2013.

[74] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel du Distributeur relative à la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie ainsi qu'aux réponses aux questions 1.1, 1.3 et 1.5 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie et **INTERDIT** la divulgation, la publication ou la diffusion de ces réponses et des renseignements qu'elles contiennent;

APPROUVE la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la Centrale pour l'année 2013.

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^c Éric Fraser.