

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2013-021

R-3814-2012

8 février 2013

PRÉSENTS :

Louise Rozon

Suzanne G. M. Kirouac

Pierre Méthé

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision partielle relative aux approvisionnements 2013

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2013-2014*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG);
- Corporation des propriétaires immobiliers du Québec Inc. (CORPIQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

[1] Le 27 juillet 2012, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 30, 31 (1°), 32, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2013-2014.

[2] Le 3 août 2012, la Régie rend sa décision D-2012-097. Elle demande au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de cette demande.

[3] Le 13 septembre 2012, la Régie rend sa décision D-2012-119 par laquelle elle reconnaît 14 intervenants, précise les enjeux et encadre les interventions pour le présent dossier.

[4] L'audience se tient du 7 au 21 décembre 2012. La Régie entame son délibéré le 21 décembre 2012.

[5] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande relative aux approvisionnements du Distributeur pour l'établissement des tarifs d'électricité de l'année témoin 2013.

2. CONTEXTE

[6] Dans le contexte de l'administration de ses ententes sur les conventions d'énergie différée (les Conventions) conclues avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), le Distributeur doit décider de différer ou non l'énergie du contrat de base avant le 1^{er} mars 2013. En conséquence, la Régie rend la présente décision en temps opportun pour permettre au Distributeur de reconsidérer sa stratégie et, au

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

besoin, choisir de différer certaines quantités d'énergie provenant du contrat de base de 350 MW signé avec le Producteur.

3. APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

[7] Pour l'année 2013, les besoins en énergie prévus par le Distributeur passent de 180,9 TWh pour l'année de base 2012 à 186,2 TWh, ce qui équivaut à une hausse de 2,9 %.

TABLEAU 1
BESOINS EN ÉNERGIE

<i>En TWh</i>	<i>2011 Année historique</i>	<i>2012 Année de base</i>	<i>2013 Année témoin</i>
Prévision des ventes	169,3	167,7	172,5
<i>plus usage interne</i>	0,6	0,6	0,6
<i>plus électricité interruptible</i>	0,1	0,1	
<i>moins consommation hors réseau intégré</i>	0,4	0,4	0,4
Consommation prévue	169,6	168,1	172,7
<i>plus pertes de distribution et de transport</i>	13,1	12,9	13,5
Besoins prévus	182,7	180,9	186,2
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9	178,9	178,9
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	1,5	5,3	4,2
Besoins postpatrimoniaux	5,4	7,4	11,6

Source : Pièce B-0021, page 8

[8] Cette croissance des besoins prévus est marquée par un niveau sans précédent de besoins postpatrimoniaux en énergie, soit 11,6 TWh, ainsi que par un volume élevé d'électricité patrimoniale inutilisée prévu de 4,2 TWh. Ces deux quantités sont d'ailleurs les plus importantes établies, en mode prévisionnel, depuis le dépôt du dossier tarifaire R-3579-2005 du Distributeur.

TABLEAU 2
QUANTITÉS PRÉVUES D'ÉNERGIE POSTPATRIMONIALE ET
D'ÉNERGIE PATRIMONIALE INUTILISÉE
PAR DOSSIER TARIFAIRE

<i>Dossiers</i>	<i>En TWh</i>	
	<i>Énergie postpatrimoniale prévue</i>	<i>Énergie patrimoniale inutilisée prévue</i>
R-3579-2005	8,6	0
R-3610-2006	8,2	0
R-3644-2007	6,5	0
R-3677-2008	4,8	0
R-3708-2009	1,5	1,3
R-3740-2010	6,2	0,2
R-3776-2011	6,5	0,5
R-3814-2012	11,6	4,2

[9] Pour l'année de base 2012, le Distributeur réévalue à la baisse les besoins en énergie de 3,9 TWh par rapport aux données approuvées dans la décision D-2012-024. Cette baisse est caractérisée par une importante augmentation de l'électricité patrimoniale inutilisée, passant de 0,5 TWh à 5,3 TWh, alors que la quantité d'électricité postpatrimoniale croît de 6,5 TWh à 7,4 TWh. Cette situation a pour effet de hausser le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux de 26,4 M\$ pour l'année de base².

[10] Le Distributeur précise que cette situation résulte d'une demande plus faible que prévue, de bas prix de l'énergie sur les marchés et de la décision de ne pas différer, pour la période d'avril à décembre 2012, l'énergie du contrat de base conclu avec le Producteur. Cette décision du Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2013 tient compte des surplus anticipés sur la période 2012-2027 et du solde de 5,2 TWh du compte d'énergie différée en 2012³.

² Pièce B-0021, page 7.

³ Pièce B-0013, page 8; pièce B-0021, pages 5 à 7; pièce B-0077, page 5.

[11] Quant aux besoins prévus en puissance pour la pointe d'hiver 2012-2013, ils s'établissent à 37 262 MW, en hausse de 1,2 % par rapport à la pointe prévue de l'hiver précédent. Pour leur part, les besoins postpatrimoniaux en puissance augmentent de 22,8 %, passant de 2 778 MW à 3 411 MW⁴.

TABLEAU 3
BESOINS EN PUISSANCE

	<i>Années témoins (MW)</i>	
	<i>Hiver 2011-2012</i>	<i>Hiver 2012-2013</i>
Besoins réguliers du Distributeur	36 835	37 262
plus réserve requise	3 385	3 591
<i>Taux de réserve</i>	9,2 %	9,6 %
moins électricité patrimoniale (incluant la réserve)	37 442	37 442
Besoins postpatrimoniaux	2 778	3 411

Sources : Pièce B-0021, page 9 et dossier R-3776-2011, pièce B-0022, page 8

[12] Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux prévus pour l'année témoin 2013 croît fortement par rapport à celui de l'année de base 2012. En hausse de 55,0 %, il passe de 668,2 M\$ à 1 036,0 M\$, avec un coût total unitaire moyen de 89,7 \$/MWh⁵.

[13] Le Distributeur souligne que cette hausse substantielle du coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est principalement attribuable aux coûts d'achats d'électricité produite à partir de projets d'énergies renouvelables (éolien, biomasse et petites centrales hydroélectriques)⁶. Pour 2013, ces achats de long terme représentent 339,1 M\$ sur les 367,8 M\$ de coûts additionnels.

⁴ Pièce B-0021, pages 8 et 9.

⁵ Pièce B-0021, page 12.

⁶ *Ibid.*

TABLEAU 4
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2011			2012			2013		
	<i>Année historique</i>			<i>Année de base</i>			<i>Année témoin</i>		
	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>
Long terme	5,1	513,2	100,4	7,2	653,7	91,2	10,9	992,8	91,4
<i>dont Transactions avec HQP</i>	<i>(1,8)</i>	<i>19,1</i>							
Court terme	0,3	27,2	s.o.	0,2	14,5	s.o.	0,7	43,2	s.o.
Achats d'énergie ¹	0,6	31,4	50,2	0,2	7,0	37,0	0,7	32,3	46,5
Reventes d'énergie	(0,3)	(10,1)	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Achats de puissance	s.o.	5,8	s.o.	s.o.	7,5	s.o.	s.o.	10,9	s.o.
Service de transport		0,5			0,0			0,0	
Total	5,4	540,9	100,1	7,4	668,2	90,8	11,6	1 036,0	89,7

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

Source : Pièce B-0021, page 13

[14] Le Distributeur ajoute que le coût total inclut, entre autres, les coûts fixes et les frais de suspension relatifs aux livraisons provenant de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE), une somme de 2,8 M\$ associée à la garantie de puissance des rappels d'énergie ainsi que les coûts d'achat des droits d'émission en vertu du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*⁷.

[15] Compte tenu, d'une part, de la prévision de la demande et, d'autre part, de son portefeuille d'approvisionnement, incluant de nombreux contrats de long terme, le Distributeur indique faire face à des surplus énergétiques de 8,7 TWh à court terme⁸. Pour équilibrer le bilan offre-demande de l'année témoin 2013, le Distributeur entend donc utiliser les moyens suivants :

- suspension des livraisons provenant de la centrale de TCE : -4,3 TWh;
- réduction des livraisons du contrat cyclable : -1,7 TWh;
- énergie différée selon les conventions d'énergie différée : 0,0 TWh;
- énergie rappelée en hiver selon les conventions d'énergie différée : +0,8 TWh;
- achats sur les marchés de court terme en hiver : +0,7 TWh;
- revente sur les marchés de court terme : 0,0 TWh;
- électricité patrimoniale inutilisée : -4,2 TWh.

⁷ Pièce B-0021, page 13.

⁸ Pièce B-0021, page 10.

[16] En tenant compte de la décision D-2012-024⁹, le Distributeur n'inclut pas de transactions financières avec le Producteur comme moyen de gestion des approvisionnements. La Régie rappelle que ces transactions permettaient au Distributeur de ne pas prendre livraison d'énergie provenant du contrat de base qui, autrement, aurait été rappelée et incluse au bilan des approvisionnements.

[17] Ainsi, pour 2013, le Distributeur propose une stratégie d'approvisionnement caractérisée par une absence de recours à des transactions financières avec le Producteur, aucune revente sur les marchés et la prise en totalité des livraisons d'énergie provenant du contrat de base¹⁰.

[18] Sur ce dernier point, le Distributeur précise qu'il ne prévoit pas différer d'énergie du contrat de base de 2013 jusqu'en 2016 inclusivement, compte tenu de la situation des surplus anticipés sur la période 2012-2027 et du risque de ne pas pouvoir ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions¹¹.

[19] Le Distributeur soutient cette position en démontrant que le solde du compte d'énergie différée atteindrait 12,2 TWh en 2027, sur la base de rappels garantis de 400 MW et en prenant comme prémisse que l'énergie du contrat de base serait différée sans cesse à compter de 2013¹².

L'utilisation des Conventions et la stratégie du Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2013

[20] Le Distributeur réitère que l'objectif de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions en 2027 est important. Ainsi, dans un contexte de hausse des surplus d'énergie, le Distributeur mentionne, tel qu'il l'avait fait dans le cadre du précédent dossier tarifaire¹³, qu'il ne peut différer davantage d'énergie sans risquer de ne pas pouvoir respecter ses engagements avec le Producteur.

⁹ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, pages 50 à 53.

¹⁰ Pièce B-0021, pages 11 et 27.

¹¹ Pièce B-0021, pages 5 et 6; pièce B-0082, pages 55 et 56.

¹² Pièce B-0094, page 34.

¹³ Dossier R-3776-2011, pièce B-0066, pages 44 à 46 (question 18).

[21] Depuis le dépôt du dossier R-3726-2010, le Distributeur indique que, pour la période 2012-2027, la demande énergétique est en baisse de près de 110 TWh, alors que l'offre d'approvisionnements, notamment celle provenant de contrats de long terme relatifs à des sources d'énergies renouvelables (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques), est en hausse d'environ 30 TWh.

[22] Cette situation fait en sorte que le bilan énergétique du Distributeur est déséquilibré, créant ainsi d'importants surplus d'énergie. Elle affecte, conséquemment, la stratégie du Distributeur relative à la gestion des Conventions, alors qu'il estime qu'à ce jour il n'est « *plus possible de compter sur d'éventuels besoins à combler qui justifieraient le rappel de l'énergie que le Distributeur différerait aujourd'hui* »¹⁴.

[23] En conséquence, le Distributeur prévoit ne plus différer d'énergie du contrat de base de 2013 jusqu'en 2016 inclusivement, étant donné le contexte de surplus énergétiques à long terme, l'état actuel du compte d'énergie différée (5,2 TWh en 2012) et les risques associés aux rappels additionnels non garantis de 400 MW¹⁵.

[24] L'AQCIE/CIFQ, le RNCREQ, l'UC et l'UMQ ne sont pas favorables à la stratégie proposée par le Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2013.

[25] L'AQCIE/CIFQ rappelle que les Conventions ont notamment pour objectifs de favoriser une saine gestion des approvisionnements postpatrimoniaux et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Il souligne que la décision du Distributeur de ne plus différer d'énergie ne tient pas compte de ces objectifs, mais a plutôt pour but d'atteindre un solde nul à l'échéance des Conventions¹⁶. Selon l'AQCIE/CIFQ, « *il nous paraît assez clair, de la preuve qui a été faite devant la Régie, qu'effectivement les conventions en question ne sont pas appliquées d'une manière efficace, en autant que le point de vue des consommateurs est concerné* »¹⁷.

¹⁴ Pièce B-0082, page 52.

¹⁵ Pièce B-0077, page 5.

¹⁶ Pièce A-0064, pages 113 à 116.

¹⁷ Pièce A-0064, page 114.

[26] Le RNCREQ s'oppose à la décision du Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2013, compte tenu des incertitudes entourant sa prévision à long terme¹⁸. En effet, l'intervenant considère « *qu'il est prématuré de prendre dès 2013 des actions en fonction d'une prévision de la valeur d'un surplus du solde d'énergie appréhendé en 2027, soit dans 15 ans, compte tenu de l'incertitude quant à l'évolution des besoins du Distributeur à l'horizon 2027 et des moyens dont il dispose quant à ses approvisionnements* »¹⁹. Pour le RNCREQ, une telle prévision de long terme comporte un degré d'imprécision qui doit inciter à la prudence dans la gestion actuelle du solde du compte d'énergie différée. De ce fait, l'intervenant est d'avis que le Distributeur doit prendre tous les moyens à sa disposition pour optimiser les coûts d'approvisionnement de l'année témoin 2013²⁰.

[27] L'UC souligne que la stratégie proposée par le Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2013 n'est pas appuyée par une analyse économique²¹. Elle considère que cette décision a pour conséquences, d'une part, de laisser une importante quantité d'énergie patrimoniale inutilisée en 2013 (4,2 TWh) alors qu'il s'agit du moyen d'approvisionnement le moins cher et, d'autre part, de forcer l'achat, à des coûts plus élevés, d'autres moyens d'approvisionnement pour répondre à de futurs besoins.

[28] L'intervenante prétend, à partir de données du Distributeur, que la croissance des besoins lors des dernières années de l'application des Conventions sera plus forte que l'offre, faisant en sorte que le Distributeur aura un déficit énergétique cumulatif de 12,1 TWh sur la période 2022-2026²².

[29] Pour l'UC, ce constat milite en faveur de l'option de différer l'énergie en 2013. En effet, le report d'énergie « *de 2,1 TWh en 2013 permettrait au Distributeur de conserver la flexibilité des conventions pour équilibrer l'offre et la demande et réduire ses coûts d'approvisionnement de la période 2012-2027. [...] Le report d'énergie permettrait aussi au Distributeur d'obtenir des gains considérables à long terme, considérant l'écart du coût relativement faible de l'énergie rappelée et du coût des nouveaux approvisionnements à long terme* »²³. À cet égard, l'intervenante précise qu'en 2020, le coût des rappels d'énergie sera de 6,3 ¢/kWh alors que le coût anticipé des nouveaux

¹⁸ Pièce B-0154, page 3.

¹⁹ Pièce C-RNCREQ-0019, page 4.

²⁰ Pièce C-RNCREQ-0019, pages 4 à 7.

²¹ Pièce C-UC-0060, page 22.

²² Pièce C-UC-0013, pages 26 à 29.

²³ Pièce C-UC-0057, page 42.

approvisionnement de long terme devrait être plus de deux fois supérieur, s'établissant à 13,6 ¢/kWh²⁴.

[30] L'UC considère que 2,1 TWh peuvent être différés en 2013²⁵. Or, à besoins constants, différer cette quantité d'énergie ferait en sorte que les livraisons du contrat de base seraient plus faibles et donc que davantage d'électricité patrimoniale serait utilisée. Ainsi, en tenant compte des coûts des différents moyens d'approvisionnement, l'intervenante calcule que l'avantage économique de différer l'énergie en 2013 est de 63,0 M\$ par rapport à la stratégie proposée par le Distributeur²⁶.

[31] L'UMQ rappelle, elle aussi, qu'un des objectifs des Conventions est la maximisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale, alors que le Distributeur prévoit un volume de 4,2 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée en 2013²⁷. Donc, pour l'intervenante, « [s]i un des objectifs du Distributeur est de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, il semblerait primordial qu'il diffère de l'énergie prioritairement en 2013 et non à partir de 2017 comme il le propose »²⁸.

[32] L'UMQ souligne que l'option de différer une quantité d'énergie qui réduirait au maximum l'énergie patrimoniale inutilisée en 2013 est nécessairement plus économique que la stratégie proposée par le Distributeur, puisqu'à court et long termes, le coût de l'énergie patrimoniale est et sera toujours inférieur à celui de l'énergie provenant du contrat de base²⁹.

[33] Afin d'établir des coûts d'approvisionnement raisonnables pour 2013, la Régie doit déterminer, en ce qui a trait à l'application des Conventions, la stratégie la plus avantageuse à court terme. Elle doit également prendre en compte une perspective de plus long terme, puisque la réalité du solde du compte d'énergie différée ne peut être esquivée, même 14 ans avant l'échéance des Conventions. Les quantités d'énergie en jeu, leurs coûts ainsi que le possible impact tarifaire à terme sont trop importants.

²⁴ Pièce B-0082, page 55; pièce C-UC-0013, page 34.

²⁵ Pièce B-0094, page 34.

²⁶ Pièce C-UC-0057, page 34.

²⁷ Pièce B-0154, page 3.

²⁸ Pièce C-UMQ-0011, pages 28 et 29.

²⁹ Pièce A-0062, pages 248 et 249.

[34] Après examen, la Régie conclut que tant le Distributeur que les intervenants présentent des arguments valables qu'elle doit prendre en compte.

[35] La Régie constate que la stratégie proposée par le Distributeur pour l'année témoin 2013 repose sur des projections à long terme de la prévision de la demande et de l'évolution du solde du compte d'énergie différée.

[36] Le Distributeur soumet qu'il adopte une approche prudente et responsable dans sa gestion des Conventions, en respect également de l'objectif de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro³⁰. Cette stratégie se traduit, en 2013, par une utilisation maximale du contrat de base signé avec le Producteur (3,1 TWh) et des rappels d'énergie permis par les Conventions (0,8 TWh).

[37] La stratégie proposée par le Distributeur pour 2013 s'inscrit dans le présent contexte de surplus d'énergie qui risque de se perpétuer pour encore plusieurs années. Elle est également guidée par le fait que le Distributeur estime qu'un scénario des besoins à la baisse est plus probable qu'un scénario de demande à la hausse et qu'advenant un tel scénario à la baisse, il aurait peu de moyens d'approvisionnement pour le gérer³¹. La Régie estime que ces arguments sont valables, considérant les données disponibles à ce jour sur l'état de l'économie et sur l'équilibre offre-demande d'électricité.

[38] Cependant, la Régie note que le Distributeur n'a pas déposé d'analyse économique satisfaisante en appui à la stratégie qu'il propose, considérant, notamment, le fait qu'il prévoit lui-même faire des achats de long terme à compter de 2021 pour une vingtaine de TWh au total³².

³⁰ Pièce B-0082, page 54.

³¹ Pièce A-0058, pages 43 à 45.

³² Pièce B-0154, page 3.

[39] D'ailleurs, la Régie soulignait dans sa décision portant sur les tarifs 2012-2013 que :

*« la décision de différer des quantités d'énergie une année donnée ou de conserver celles-ci pour répondre à des besoins futurs, doit reposer sur une analyse économique qui tienne notamment compte des risques de variation de la demande sur la période 2012-2027, de même que des prix anticipés de l'énergie sur les marchés à long terme, [et que] [c]onsidérant ces incertitudes et l'échéance des conventions d'énergie différée, [elle] juge qu'il s'avère plus prudent de différer l'énergie, afin de palier à d'éventuels besoins futurs ».*³³

[40] La Régie constate également que la stratégie du Distributeur a notamment pour conséquence de laisser un important volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 4,2 TWh en 2013. Il s'agit du volume le plus important jamais prévu par le Distributeur dans un dossier tarifaire en ce qui a trait à ce moyen d'approvisionnement à coût faible.

[41] Pourtant, la Régie note, tout comme certains intervenants, qu'un des principaux objectifs des Conventions est de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale³⁴. Elle note également que, jusqu'à récemment, le Distributeur planifiait ses approvisionnements pour répondre au scénario moyen de la prévision de la demande en fonction d'une utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale. À cet égard, le Distributeur donnait les précisions suivantes dans un précédent dossier tarifaire :

*« Le Distributeur vise en tout premier lieu à faire l'utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale. [...] Toutefois, dans la gestion quotidienne de ses approvisionnements, le Distributeur prend en compte les différents facteurs qui influencent la demande d'électricité et adapte en conséquence sa stratégie d'approvisionnement de façon à limiter les quantités d'électricité patrimoniale non utilisées. [...] Malgré cette difficulté d'arriver à une association parfaite en fin d'année, la stratégie d'approvisionnement du Distributeur devrait lui donner la flexibilité nécessaire afin de limiter l'électricité patrimoniale inutilisée ».*³⁵

³³ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 53.

³⁴ Dossier R-3726-2010, pièce B-1, HQD-1, document 3.1, page 1.

³⁵ Dossier R-3579-2005, pièce B-6, HQD-14, document 1, page 6.

[42] La stratégie proposée par l'UC, appuyée par l'AQCIE/CIFQ, le RNCREQ et l'UMQ, consiste à différer de l'énergie des mois de mars à novembre 2013 pour une quantité de 2,1 TWh et à utiliser un même volume d'électricité patrimoniale afin de combler les besoins de la clientèle du Distributeur. L'UC démontre que l'option de différer une quantité d'énergie égale à 2,1 TWh en 2013 est plus économique de 63,0 M\$ par rapport à la stratégie proposée par le Distributeur. La Régie est d'avis que les calculs de l'UC sont justes.

[43] La Régie note que la stratégie proposée par les intervenants utilise la flexibilité d'approvisionnement permise par les Conventions, maximise l'utilisation de l'électricité patrimoniale en 2013 et réduit les revenus additionnels requis de l'année témoin.

[44] Tout comme les intervenants le suggèrent, la Régie est d'avis qu'il est possible de considérer une stratégie de différer l'énergie en 2013 qui permet de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions en 2027. Le Producteur n'ayant donné aucune indication sur la disponibilité des rappels additionnels non garantis de 400 MW après 2014, il est possible que le Distributeur puisse procéder à des rappels d'énergie plus importants dans le futur³⁶. En outre, la preuve démontre que le Distributeur pourrait ne pas différer l'énergie du contrat de base avant l'échéance des Conventions, tout en différant une certaine quantité au cours des prochaines années³⁷.

[45] De plus, des variations imprévues de la demande doivent être prises en compte sur la durée restante des Conventions car, comme le soulignait le Distributeur, « *l'énergie vendue trop hâtivement peut occasionner des rachats plus tard à un prix plus élevé* »³⁸. La Régie retient d'ailleurs, comme elle l'a mentionné précédemment, que le Distributeur prévoit lui-même faire des achats de long terme à compter de 2021 pour une vingtaine de TWh au total³⁹.

[46] En conséquence, aux fins du calcul des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2013, la Régie privilégie une approche prudente et raisonnable en réduisant le coût des approvisionnements d'un montant de 30,0 M\$, soit l'équivalent d'environ 1,0 TWh d'énergie provenant du contrat de base qui pourrait être différée.

³⁶ Dossier R-3776-2011, pièce B-0066, page 40.

³⁷ Pièce C-UMQ-0019, page 1.

³⁸ Dossier R-3776-2011, pièce B-0066, page 36.

³⁹ Pièce B-0154, page 3.

[47] Cette approche permet de réduire les revenus requis additionnels à court terme et de conserver la flexibilité opérationnelle à long terme du Distributeur dans le cadre de l'application des Conventions.

[48] Par ailleurs, considérant l'importance des enjeux économiques liés à la gestion des Conventions, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse économique en appui au choix stratégique proposé quant à l'application des Conventions. Cette analyse devra notamment tenir compte des différents moyens d'approvisionnement disponibles ou à venir ainsi que des risques de variations de la demande à long terme.

Entente d'intégration éolienne

[49] Le Distributeur demande également la reconnaissance, dans ses coûts anticipés d'approvisionnements postpatrimoniaux, d'un montant de 31,9 M\$ pour la puissance complémentaire de l'entente d'intégration éolienne (l'EIE).

[50] L'EIE prévoit un service d'équilibrage qui couvre les écarts entre la prévision de la production éolienne fournie par le Distributeur et la production réelle. Elle inclut aussi la fourniture de puissance complémentaire par le Producteur sur toute l'année. Le coût de cette puissance est de 91,89 \$/kW-an en 2013.

[51] Conformément à l'EIE⁴⁰, le Producteur reçoit toute la production éolienne de tous les parcs et la retourne uniformément sur l'année au Distributeur sous la forme d'un service régulier en base, fixé à 35 % de la puissance installée des parcs éoliens. Ce 35 % est le facteur d'utilisation (FU) moyen prévu en 2005 pour l'ensemble des parcs éoliens.

[52] L'EIE prévoit également que la différence entre l'énergie livrée par le Producteur et l'énergie qu'il reçoit réellement des parcs éoliens est facturée au taux de 9,1 ¢/kWh en 2013.

⁴⁰ Dossier R-3573-2005, pièce HQD-1, document 1.

[53] Or, l'UMQ et l'AQCIE/CIFQ constatent que les parcs éoliens installés n'ont produit qu'à 31,1 % de FU depuis 2008⁴¹.

[54] L'AQCIE/CIFQ indique que cet écart d'environ 4 % entre le FU réel et celui de 35 % prévu à l'EIE revient à un achat d'énergie par le Distributeur de 500 à 700 GWh à 9,1 ¢/kWh en 2013, alors qu'il a des surplus importants et que les prix de marché sont beaucoup plus faibles. L'intervenant ajoute que cette vente d'énergie est un « *accessoire* » de l'EIE qui n'a pas comme objectif la vente d'électricité du Producteur au Distributeur⁴².

[55] L'intervenant considère que le Distributeur n'a pas été suffisamment « *diligent* »⁴³ et qu'il n'a pas respecté le principe de la recherche du plus bas coût possible pour ses approvisionnements⁴⁴. Il aurait dû demander certains ajustements à l'EIE au moment de ses renouvellements successifs et vu les retards encourus, tenter d'obtenir « *un meilleur produit plus rapidement* » lorsqu'il a constaté sa situation de surplus énergétiques⁴⁵.

[56] En conséquence, après avoir amendé sa preuve, l'AQCIE/CIFQ demande à la Régie de modifier le calcul du « *pass-on* » 2013⁴⁶. Puisque le Distributeur prévoit ne pas utiliser 4,2 TWh d'énergie patrimoniale en 2013, l'intervenant demande que l'écart éventuel qu'il évalue à environ 600 GWh soit facturé au coût de l'électricité patrimoniale dans le « *pass-on* », soit 2,57 ¢/kWh pertes comprises, plutôt qu'au coût de 9,1 ¢/kWh prévu à l'EIE.

[57] L'UMQ recommande à la Régie de réduire de 10 %, soit 500 GWh, la quantité des approvisionnements éoliens prévus et d'ainsi réduire les coûts de 30 M\$ en 2013. Cette intervenante considère d'une part que, vu l'expérience actuelle, la production des parcs sera inférieure à l'énergie qui sera fournie par le Producteur. D'autre part, la mise en service des parcs ayant souvent antérieurement subi des retards, l'UMQ juge qu'il en sera probablement de même pour ceux qui doivent entrer en service en 2013⁴⁷. Dans la même foulée, l'UMQ recommande de recalculer les coûts de l'entente d'intégration éolienne prévus pour 2013.

⁴¹ Pièce C-UMQ-0011, page 24 et pièce C-AQCIE-CIFQ-0012.

⁴² Pièce A-0060, page 125.

⁴³ Pièce A-0060, page 121.

⁴⁴ Pièce A-0060, page 145.

⁴⁵ Pièce A-0060, page 137.

⁴⁶ Dans ce compte d'écart, le Distributeur comptabilise tous les écarts de prix et de volume entre les coûts réels d'approvisionnement et ceux prévus, nets de l'effet revenu. Pièce B-0041, page 11.

⁴⁷ Pièce C-UMQ-0011, page 25; pièce A-0062, pages 220 à 222.

[58] La Régie estime à environ 40 M\$ l'impact dans le « *pass-on* » de la modification proposée par l'AQCIE/CIFQ. Elle est d'accord avec l'intervenant sur le fait que l'objectif de l'EIE n'est pas la revente d'énergie. Son but est plutôt de fournir un service d'équilibrage de la production des parcs éoliens, tel que requis par les décrets gouvernementaux. Cependant, la proposition de l'AQCIE/CIFQ revient à ne pas reconnaître le coût unitaire de l'énergie de 9,1 ¢/kWh faisant partie de l'EIE. La Régie a approuvé l'EIE et a aussi approuvé ses renouvellements lors desquels la renégociation d'un élément de coût aurait impliqué la renégociation de l'EIE au complet. Ces renouvellements étaient des mesures temporaires⁴⁸.

[59] Également, la Régie ne retient pas la proposition de l'UMQ parce que le FU réel en 2013 pourrait être différent de 31,1 % avec la venue de nouveaux parcs plus productifs et parce qu'elle ne peut présumer que leur mise en service sera retardée. Elle note aussi qu'une réduction des volumes d'approvisionnement anticipés en 2013 serait captée avec les écarts de volume réels dans le « *pass-on* » et compensée sur les deux années suivantes.

[60] En ce qui a trait au coût de 31,9 M\$ de la puissance complémentaire de l'EIE, le Distributeur fournit la formule de son calcul pour 2013⁴⁹. Si la puissance contributive des éoliennes avait été actualisée dans cette formule de 15 % à 30 %, le coût de la puissance complémentaire aurait été de 8 M\$, soit une réduction de 23,9 M\$ des coûts d'approvisionnement en 2013.

[61] **La Régie approuve les coûts du service d'intégration éolienne au montant de 31,9 M\$, puisqu'elle a accepté les renouvellements de l'EIE considérés chaque fois comme temporaires.** Elle considère cependant que le paramètre de la puissance contributive devrait être actualisé car toutes les parties, le Producteur, le Transporteur et l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ) s'entendent sur ce paramètre et qu'il est pris en compte par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) depuis 2009.

[62] L'AQCIE/CIFQ rappelle que le Distributeur a toujours soutenu que le coût de l'intégration éolienne serait de 0,5 ¢/kWh⁵⁰, alors que les coûts réels qui sont transmis aux consommateurs sont plutôt aujourd'hui de 1,2 ¢/kWh à 1,7 ¢/kWh⁵¹. La Régie partage ce

⁴⁸ Dossier R-3799-2012, décision D-2012-144, paragraphes 131 et 134; dossier R-3775-2011, décision D-2011-198 et dossier R-3740-2010, décision D-2011-012.

⁴⁹ Pièce B-0082, page 57.

⁵⁰ Dossier R-3573-2005, pièce HQD-2, document 1, page 5.

⁵¹ Pièce A-0060, page 141; pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, page 7.

constat et, comme elle l'a exprimé à plusieurs reprises, réitère à nouveau sa préoccupation sur le niveau élevé des coûts d'intégration éolienne.

[63] La preuve soumise dans le présent dossier et le débat sur cet enjeu démontrent que les coûts de l'intégration éolienne sont très élevés. Ils doivent être ajustés à la baisse et les paramètres discutés plus haut doivent être modifiés dans les prochaines ententes à venir. La Régie demande au Distributeur de tenir compte de ces préoccupations lors de l'élaboration du prochain produit d'intégration éolienne.

4. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

Indicateur du coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme

[64] Le Distributeur demande à nouveau de ne plus présenter l'indicateur associé aux achats de long terme, car il estime qu'ils ont été contractés dans un contexte donné, qu'ils ne peuvent être comparés à des achats de court terme et qu'ils prendront de l'importance au cours des prochaines années⁵².

[65] **La Régie ne retient pas cette proposition du Distributeur.** Elle réitère la position qu'elle adoptait relativement à cette demande du Distributeur dans sa décision D-2012-024⁵³. Les informations relatives aux achats de long terme sont présentées dans toutes les sections de la pièce portant sur les approvisionnements. Ainsi, les indicateurs portant sur les achats de long terme sont une partie intégrante de l'analyse des activités d'approvisionnement du Distributeur. Ils permettent, entre autres, d'évaluer de manière comparative le caractère raisonnable des coûts et des quantités des achats de court terme et la stratégie globale d'approvisionnement du Distributeur dans un contexte donné.

⁵² Pièce B-0021, page 16.

⁵³ Dossier R-3776-2011, paragraphe 176.

[66] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

RÉDUIT le coût global des approvisionnements proposés par le Distributeur d'un montant de 30,0 M\$, soit l'équivalent d'environ 1,0 TWh d'énergie provenant du contrat de base qui pourrait être différée;

APPROUVE les coûts du service d'intégration éolienne au montant de 31,9 M\$ et **DEMANDE** au Distributeur de tenir compte des préoccupations émises dans la présente décision lors de l'élaboration du prochain produit d'intégration éolienne;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des demandes énoncées dans la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

Suzanne G. M. Kirouac
Régisseur

Pierre Méthé
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Serge Cormier;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG) représentée par M^e Claude Tardif et M^e Isabelle Demers;
- Corporation des propriétaires immobiliers du Québec Inc. (CORPIQ) représentée par M^e Marc-André LeChasseur;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David et M^e Joséane Chrétien;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEEÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.