

Régie de l'énergie

Dossier R-3814-2012

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2013-2014

Mémoire de l'Union des consommateurs (UC) (partie)

Préparée par M. Jean-François Blain
Analyste externe

Le 6 novembre 2012

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| Description du mandat | 3 |
| 1. Suivis des décisions antérieures de la Régie | 4 |
| 1.1 Écarts de rendement | 4 |
| 1.2 Identification des rubriques de coûts et de revenus | 6 |
| 1.3 Conclusion relative aux écarts de rendement | 11 |
| 1.4 Commentaires relatifs à d'autres demandes de suivis | 13 |
| 2. Facteurs de croissance du coût de service | 15 |
| 3. Évolution des achats post-patrimoniaux | 17 |
| Sommaire des recommandations | 19 |

Description du mandat

L'Union des consommateurs (UC) a été reconnue intervenante au présent dossier par la décision D-2012-119 du 13 septembre 2012.

Dans cette même décision, la Régie encadrerait la participation des intervenants en précisant la nature et la portée des sujets à débattre dans le cadre du présent dossier.

Lors du dépôt de sa demande d'intervention (C-UC-0002, 21 août 2012), UC prévoyait aborder les sujets suivants dans le cadre de son intervention :

- la stratégie d'approvisionnement;
- les charges d'exploitation et efforts d'efficience du Distributeur;
- le Plan Global en efficacité énergétique (PGEÉ);
- les modifications proposées aux Conditions de service d'électricité (CDSÉ);
- les suivis relatifs aux décisions antérieures de la Régie.

Suite aux indications données par la Régie sur les sujets à traiter dans le présent dossier, et tenant compte des sujets annoncés par les autres intervenants parmi ceux retenus par la Régie, UC a resserré l'éventail des sujets qu'elle aborde dans le cadre du présent dossier.

Ainsi, UC a retenu les questions relatives à la stratégie d'approvisionnement du Distributeur, celles concernant les modifications aux conditions de service d'électricité, l'examen des principaux facteurs d'augmentation du coût de service ainsi que les suivis relatifs aux décisions antérieures de la Régie.

Considérant ce qui précède, le mandat que UC m'a confié à titre d'analyste externe consiste à examiner et à fournir des recommandations sur les sujets suivants :

- 1) identifier les principaux postes de dépense qui contribuent aux écarts des rendements réels par rapport au rendement autorisé par la Régie et, en attente de la proposition relative à un mécanisme de partage du rendement annoncée par le Distributeur, soumettre des propositions de gestion de ces écarts pour l'année tarifaire 2013-2014¹;
- 2) identifier, parmi les éléments du coût de service, ceux dont la croissance n'est pas adéquatement justifiée par le Distributeur et soumettre des propositions permettant d'établir des tarifs justes et raisonnables;
- 3) considérant la croissance accélérée du coût des achats post patrimoniaux et son incidence majeure sur l'augmentation des revenus requis du Distributeur, soumettre un bilan sommaire des volumes et des coûts des approvisionnements post patrimoniaux couvrant quelques années historiques ainsi qu'une appréciation de l'importance de leur évolution sur un court horizon prévisionnel.

¹ D-2012-119, page 6, paragraphe 14.

1. Suivis des décisions antérieures de la Régie

1.1 Écarts de rendement

Mise en contexte

La question des écarts récurrents entre le rendement réel du Distributeur et le rendement autorisé par la Régie a été largement abordée dans le cadre du dernier dossier tarifaire (R-3776-2011) tant par les intervenants (dont UC) représentant les intérêts des différentes catégories de clients que par la Régie elle-même.

Dans sa décision finale² de la cause tarifaire 2011, la Régie notait :

« Le Distributeur a réalisé en 2009 un taux de rendement sur l'avoir propre de 10,145 % comparativement à celui autorisé par la Régie de 6,985 %, soit un écart de 316 points de base. En 2010, il a réalisé un taux de rendement sur l'avoir propre de 12,793 % comparativement à celui autorisé par la Régie de 7,849 %, soit un écart de 494 points de base. Le Distributeur a donc réalisé d'importants excédents de rendement pour ces deux années, soit 105,7 M\$ en 2009 et 171,4 M\$ en 2010. »³

Face aux préoccupations exprimées par les intervenants et la Régie, le Distributeur s'est dit en accord avec l'éventualité que la Régie se prononce sur un mécanisme réglementaire de partage, précisant qu'un tel dossier ne pourrait être traité adéquatement que dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014 (le présent dossier) et sur la base d'une preuve couvrant également la méthode d'établissement du taux de rendement et les mécanismes de gestion des écarts.⁴

La Régie a donc pris acte de l'engagement du Distributeur à l'effet de déposer une preuve sur l'ensemble de ces sujets dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014 et c'est notamment pour ce motif qu'elle n'a pas retenu les propositions de divers intervenants visant à appliquer des mesures provisoires dès l'année tarifaire 2012-2013.⁵

La Régie a notamment pris cet engagement du Distributeur en considération au soutien de ses décisions relatives à l'autorisation du taux de rendement⁶ et à la détermination du taux moyen du coût du capital prospectif pour l'année 2012-2013, ainsi que dans sa demande de révision de la durée de vie utile des poteaux et au soutien de son refus d'introduire un compte d'écart lié au rendement sur la base de tarification.

² D-2012-024, R-3776-2011, 2012 03 08, pages 15-17.

³ *Ibid*, page 15, paragraphe 16.

⁴ *Ibid*, page 16, paragraphe 23.

⁵ *Ibid*, page 17, paragraphes 26, 29 et 30.

⁶ D-2012-024, paragraphes 63, 66, 143 et 376.

Le Distributeur n'a pas donné suite à cet engagement. Lors du dépôt de sa présente demande tarifaire, il a plutôt annoncé son intention de déposer en septembre 2012, conjointement avec le Transporteur, une demande spécifique portant sur la révision de sa politique financière et sur la mise en place d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement.⁷

Dans le cadre de sa demande d'intervention au présent dossier, UC a annoncé son intention d'aborder la possibilité d'une application rétroactive d'un mécanisme éventuel de traitement des écarts de rendement aux tarifs de l'année 2013-2014. Dans sa décision D-2012-119, la Régie a rejeté cette demande à l'effet de débattre de l'application rétroactive d'un tel mécanisme tout en soulignant que « les mécanismes de gestion des écarts pour l'année tarifaire 2013-2014, excluant les écarts de rendement, font partie des enjeux du présent dossier »⁸.

(nous soulignons)

UC constate donc que les mécanismes de gestion des écarts relatifs à diverses rubriques de coûts et/ou de revenus pour l'année tarifaire 2013-2014 font partie des enjeux retenus par la Régie au présent dossier. Cette compréhension est notamment confirmée par la question 2.1 de la DDR No 1 de la Régie :

« Compte tenu que le résultat de la réflexion sur les écarts de rendement et la politique financière n'est pas intégré dans les revenus requis 2013 et de l'importance des écarts prévisionnels depuis 2009, veuillez commenter sur la possibilité d'introduire des comptes d'écarts pour certaines rubriques de coûts ou de revenus pour capter les « trop perçus » pour la période de transition. »⁹

(nous soulignons)

En réponse à cette question de la Régie, le Distributeur affirme qu'il « ne juge pas nécessaire l'introduction de compte d'écarts pour certaines rubriques de coûts ou de revenus (...) (et qu'il) est toujours d'avis qu'il ne peut discuter de l'implantation éventuelle d'un mécanisme de partage des écarts ou de l'utilité des comptes d'écarts sans revoir simultanément la façon dont est établi le rendement du Distributeur.¹⁰»

UC considère que cette réponse fournie par le Distributeur constitue un refus de se conformer à la décision D-2012-119 de la Régie et de débattre de sujets qu'elle a reconnus comme faisant partie du dossier. De plus, si le Distributeur a choisi de déroger aux engagements qu'il a pris dans le dossier R-3776-2011 et décidé de son propre chef de ne pas présenter sa proposition relative à un mécanisme de partage dans le cadre du présent dossier, cela ne lui confère aucun droit de décider du calendrier réglementaire et/ou des sujets admissibles à un débat en lieu et place de la Régie.

⁷ B-0008, HQD-1 doc 1, p. 9, lignes 13 à 17 et p. 10, lignes 1 à 4.

⁸ R-3714-2012, D-2012-119, p. 6, paragraphe 14, *op cit.*

⁹ B-0082, HQD-13 doc 1, p. 6.

¹⁰ Ibid, p.6

Enfin, contrairement à ce qui est allégué par le Distributeur, l'adoption de mécanismes transitoires de gestion des écarts de certaines rubriques de coûts et de revenus pour l'année tarifaire 2013-2014 n'empêche ni ne compromet aucunement l'élaboration et l'adoption éventuelles d'un mécanisme de fermeture réglementaire, d'un mode de partage des trop-perçus / manques à gagner ou d'une nouvelle méthode de détermination du taux de rendement.

1.2 Identification des rubriques de coûts et de revenus

UC soumet qu'en principe chacune des rubriques de coûts ou de revenus pour lesquelles des écarts récurrents sont constatés et qui n'est pas déjà couverte par un compte d'écart pourrait faire l'objet d'un suivi transitoire par la Régie de sorte que les trop-perçus éventuels de l'année tarifaire 2013-2014 puissent être comptabilisés et remis ultérieurement dans les tarifs selon les modalités que la Régie approuvera lorsque la proposition conjointe du Distributeur et du Transporteur aura été déposée, examinée et débattue.

Aux fins du présent dossier, UC examine donc uniquement les rubriques de coûts et de revenus pour lesquelles des écarts récurrents ont été constatés et qui ne sont pas couvertes par un compte d'écart.

Globalement, tel que la Régie le constate sur la base des Rapports annuels déposés par le Distributeur pour les années 2004 à 2011, le rendement réel a excédé le rendement autorisé pour chacune des années tarifaires 2007 à 2011. Ces excédents du rendement réel ont atteint 105,7 M\$ en 2009, 171,4 M\$ en 2010 et 101,2 M\$ en 2011. Cumulativement, le Distributeur a conservé des rendements réels excédant le rendement autorisé par 296,9 M\$ de 2004 à 2011.¹¹

Pour les années 2009 à 2011, la Régie regroupe sous 5 rubriques de coûts et de revenus les écarts (par rapport aux budgets autorisés) ayant contribué à l'excédent du rendement réel par rapport au rendement autorisé :

- la hausse des ventes nettes des achats d'électricité;
- la hausse des revenus autres que ventes d'électricité;
- la baisse des charges d'exploitation;
- la baisse des amortissements et taxes;
- la baisse du coût du capital.¹²

Rappelons par ailleurs qu'au paragraphe 30 de sa décision D-2012-024 (décision finale du dossier R-3776-2011), la Régie ne retenait pas la proposition de l'AQCIE-CIFQ de créer divers comptes d'écart dès l'année tarifaire 2012-2013 au seul motif qu'elle la

¹¹ B-0082, HQD-13 doc 1, p. 5.

¹² *Ibid*, p. 6

jugeait prématurée compte tenu de l'engagement du Distributeur à l'effet de déposer une proposition globale dans le cadre du présent dossier. Dans ce même paragraphe, considérant l'incertitude évoquée par le Distributeur, la Régie rejetait aussi la proposition de UC visant à établir un compte d'écart provisoire pour comptabiliser dès 2012 les excédents du rendement réel par rapport au rendement autorisé.

Dans ce précédent dossier tarifaire du Distributeur (R-3776-2011), les comptes d'écarts que les représentants des clients industriels (AQCIE-CIFQ) proposaient de créer portaient sur les mêmes éléments que ceux identifiés par la Régie (dans sa DDR du présent dossier) sous les 5 rubriques de coûts et de revenus mentionnées précédemment.

Concernant la rubrique **hausse des ventes nettes des achats d'électricité**, la Régie retenait les conclusions suivantes dans sa décision D-2012-024 :

« À l'exception de l'année 2010, la Régie note la tendance du Distributeur à surestimer les ventes au secteur industriel et son impact sur les coûts d'approvisionnement prévus. À cet égard, la Régie retient, entre autres, les quatre éléments suivants :

- les écarts de prévision des ventes constatés lors de l'étude des années réelles et de base;
- la révision à la baisse des indicateurs économiques et énergétiques;
- les résultats de l'état d'avancement 2011 du Plan d'approvisionnement 2011-2020;
- l'affirmation de monsieur Yves Nadeau, chef de la prévision de la demande et des revenus du Distributeur, en audience à l'effet que « *si on refaisait aujourd'hui la prévision des ventes qu'on a faite en mai dernier, on la ferait probablement plus basse* ».

La Régie est préoccupée par cette tendance et croit qu'il pourrait y avoir lieu, lors des prochains dossiers tarifaires, d'examiner de façon plus approfondie les revenus de ventes nettes des achats.»¹³

Ce constat de la Régie relatif à la surestimation des ventes au secteur industriel n'est par ailleurs pas limité aux seules années 2011-2012. Cette surestimation est récurrente, pour ne pas dire chronique, et elle explique la surestimation globale des besoins en énergie du Distributeur dans tous ses Plans d'approvisionnements, leurs états d'avancement et dans tous ses dossiers tarifaires depuis l'année 2003-2004. Rappelons que la consommation annuelle des clients industriels a décliné significativement entre 2003 et 2009, passant d'un sommet historique de 73,45 TWh en 2005 à 63,31 TWh en 2009 (ventes publiées, non normalisées).¹⁴

¹³ D-2012-024, R-3776-2011, 2012 03 08, *op cit*, paragraphes 37 et 38.

¹⁴ Voir R-3748-2010, pièce C-UC-0026 intitulée *Écarts ventes publiées vs prévisions 2001-2010 (en TWh)*.

La prévision des ventes au secteur industriel est notamment affectée significativement, même à très court terme, par le maintien, l'interruption ou la reprise des activités de quelques grandes entreprises. En 2011 et en 2012 par exemple, les ventes ponctuelles du Distributeur à Rio Tinto Alcan suite à la faible hydraulité dans ses réservoirs, puis le lock-out aux usines de Rio Tinto ainsi que la cessation prévue, puis la reprise, des activités de l'usine White Birch ont largement invalidé, dans un horizon de quelques mois seulement, les prévisions des ventes de HQD¹⁵.

Concernant la **hausse des revenus autres que ventes d'électricité**, mentionnons que, pour l'année de base 2012, ils représentent à eux seuls 175,8 M\$¹⁶, ce qui correspond à 79,4 % de l'écart de 221,5 M\$ entre le revenu requis et le revenu requis excluant les capitaux propres pour l'année de base 2012 (4/8).¹⁷

Les principaux écarts par rapport au montant autorisé dans la décision D-2012-024 pour l'année 2012 sont liés aux frais d'administration (-6,1 M\$, soit -9,2 %). Pour leur part, les frais de mise sous tension excèdent de 0,9 M\$ (ou 6,9 %) le montant retenu dans la décision D-2012-024.¹⁸

Rappelons cependant que, selon les rapports annuels du Distributeur, le montant réel des *revenus autres que ventes d'électricité* ont excédé les montants prévus par des marges significatives en 2009, 2010 et 2011, soit des écarts de 35,0 M\$, 20,9 M\$ et 6,9 M\$ respectivement.¹⁹

Concernant la **baisse des charges d'exploitation** par rapport aux montants autorisés pour les années 2009 à 2011, elle s'est établie à 44,2 M\$ en 2009, 32,1 M\$ en 2010 et 15,9 M\$ en 2011, ce qui correspond à une proportion très variable de l'écart total entre le rendement réel et le rendement autorisé, soit 41,8 % en 2009, 18,7 % en 2010 et 15,7 % en 2011.

Pour ce qui est du niveau des charges d'exploitation pour l'année de base 2012 par rapport au montant autorisé dans la décision D-2012-024, contrairement aux dernières années, il est plutôt prévu qu'il sera supérieur au montant autorisé dans la décision D-2012-024 par une marge de 28 M\$. Cependant, selon les prévisions déposées par le Distributeur, l'évolution des charges d'exploitation entre l'année historique 2011 et l'année témoin 2013 serait caractérisée par une croissance accélérée, soit 207 M\$ sur 2 ans, ou 16,8 % (1 439 M\$ en 2013 vs 1 232 en 2011 M\$).²⁰

¹⁵ B-0013, pages 9 et 10.

¹⁶ B-0043, HQD-9 doc1, page 3.

¹⁷ B-0082, HQD-13 doc 1, p.4, Tableau R-1,1-A

¹⁸ B-0043, HQD-9 doc1, page 3.

¹⁹ B-0082, HQD-13 doc 1, p. 6.

²⁰ B-0019, HQD 4 doc 1, p. 3.

Les charges d'exploitation regroupent de nombreux postes de dépenses, dont certains influencent les charges d'exploitation totales à la baisse et d'autres à la hausse sur une base annuelle par rapport aux budgets autorisés. Sur une base pluriannuelle, certains de ces postes de dépenses augmentent de manière significative, voir dans des proportions importantes. Ces éléments seront examinés plus particulièrement à la section suivante.

Les écarts constatés au cours des dernières années entre les charges d'exploitation réelles et autorisées varient significativement d'une année à l'autre de même qu'en valeur relative. À titre indicatif, le déficit des dépenses d'exploitation réelles de l'année 2011 par rapport au montant autorisé est de l'ordre de -1,3 % mais il atteignait -4 % en 2009. En 2012, si les prévisions 4/8 pour l'année de base se confirmaient, cet écart serait exceptionnellement positif, soit 2,2 % (1 295,8 / 1 267,7 M\$).²¹

Il convient cependant de garder à l'esprit que des hausses ponctuelles de certains postes de dépense regroupés sous les charges d'exploitation peuvent compenser une diminution de certaines autres dépenses réelles par rapport au montant autorisé, ce qui a pour effet de dissimuler leur surestimation originale sur une base prévisionnelle.

Mentionnons, parmi ces cas, l'incidence ponctuelle de certaines charges d'exploitation liées à des projets majeurs, tel le projet LAD, et l'effet de distorsion que l'inclusion de telles charges peut avoir sur l'appréciation de l'évolution des charges d'exploitation totales de même que celle des gains d'efficience sur une base pluriannuelle.²²

Rappelons enfin que, dans sa décision finale (D-2012-024) du dernier dossier tarifaire, la Régie a réduit de 44,1 M\$ le montant des charges d'exploitation reconnues pour inclusion dans le revenu requis par rapport au montant demandé par le Distributeur. Cette décision découlait d'une analyse détaillée, basée notamment sur l'exclusion de certains éléments spécifiques, de charges relatives à un projet majeur qui n'était pas encore autorisé et d'ajustements liés au passage aux IFRS.²³

La **baisse des amortissements et taxes** réels (toujours par rapport aux montants autorisés) a été en nette croissance au cours des trois dernières années historiques, passant de 1,3 M\$ en 2009, à 24,8 M\$ en 2010 et 28,3 M\$ en 2011. Ces montants correspondent respectivement à 1,2 %, 14,5 % et 28 % de l'écart total constaté entre le rendement réel et le rendement autorisé pour les années 2009 à 2011.²⁴

²¹ Conciliation des données tirées des rapports annuels du Distributeur avec celles présentées à la pièce B-0019, HQD-4 doc 1, p.5.

²² À cet effet, voir les réponses aux lignes de questions 25 et 26 de la Régie, pièce B-0082, HQD-13 doc 1, pages 63 et suivantes.

²³ D-2012-024, R-3776-2011, 2012 03 08, page 95, paragraphe 349.

²⁴ B-0082, HQD-13 doc 1, p. 6.

Les tableaux R-44.2, R-45.3 et R-45.4 fournis par le Distributeur en réponse aux DDR No 1 de la Régie (B-0082, HQD-13 doc 1, pages 110 et suivantes) présentent les variations des charges d'amortissement réelles du PGEÉ, des logiciels et des contributions à des projets de raccordements.

Pour les années 2007 à 2011, la charge d'amortissement réelle du PGEÉ a été de 11,4 M\$ inférieure cumulativement aux montants autorisés pour les années témoin. Pour l'année 2012, le montant prévu de la charge d'amortissement de l'année de base est inférieur au montant autorisé dans la décision D-2012-024 par une marge de 5,4 M\$. Cette tendance est d'autant plus préoccupante si l'on considère la croissance accélérée de la charge d'amortissement de 28,9 M\$ entre les années témoins 2011 et 2013, soit 29,7 %.

Dans le cas du PGEÉ, ce constat est aggravé par les bilans présentés par le Distributeur aux tableaux R-62.1-A et R-62.1-B.²⁵ Ces tableaux indiquent en effet que, pour les années 2007 à 2011, les économies d'énergie réelles ont été en moyenne de 27 % supérieures à celles prévues alors que, pour ces mêmes années, le coût réel des programmes a été, en moyenne, de 21 % inférieur aux budgets autorisés. Ce bilan illustre un ratio coûts / bénéfices bien inférieur à celui présenté pour justifier l'approbation des budgets demandés par le Distributeur. Si l'on peut, d'une part, se réjouir du dépassement des objectifs d'économies d'énergie par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de conclure, d'autre part, que les programmes du PGEÉ ont été largement sur financés par les tarifs par rapport à leurs coûts réels par kWh de consommation évitée.

Pour ce qui est de l'historique de la charge d'amortissement des logiciels pour les années 2007 à 2011, le Tableau R-45.3 démontre que la charge d'amortissement réelle a été inférieure, cumulativement, aux montants inclus dans les revenus requis par une marge de 26,1 M\$, soit 5,2 M\$ par année en moyenne. Cette tendance semble également s'aggraver si l'on considère que la charge d'amortissement prévue pour l'année de base 2012, 61,7 M\$, est de 9,7 M\$ inférieure au montant autorisé dans la décision D-2012-024 (71,4 M\$).

Enfin, la moyenne des 13 soldes des contributions réelles du Distributeur à des projets de raccordement pour l'année de base 2012 est de 22,6 M\$ inférieure à celle autorisée dans la décision D-2012-024, soit par une marge de 34,6 %. Le Distributeur explique cet écart, principalement, par une contribution de 15,3 M\$ versée par le Transporteur au Distributeur et qui n'avait pas été prévue lors du dépôt de la demande tarifaire pour l'année 2012-2013 (R-3776-2011).

²⁵ B-0082, HQD-13 doc 1, pages 145 et suivantes.

Enfin, en ce qui concerne **la baisse du coût du capital** par rapport aux montants autorisés, rappelons que son établissement en fin de dossier tarifaire sur la base des données les plus récentes du *Consensus Forecasts* qui sont disponibles contribue à rapprocher tant les coûts prévus des capitaux propres que ceux du capital prospectif de leurs coûts réels, à tout le moins de réduire la marge d'erreur prévisionnelle. Cette pratique n'est pas pour autant garante d'une adéquation parfaite entre le coût du capital autorisé et le coût réel du capital pour une année tarifaire donnée, ce dernier ne pouvant être que constaté *a posteriori*.

Dans le dernier dossier tarifaire (R-3776-20121), la révision du coût du capital sur la base des données du *Consensus Forecasts* de janvier 2012 a entraîné une réduction de 47,3 M\$ des revenus requis autorisés par rapport à ceux demandés initialement.²⁶

Sur ce sujet, la Régie concluait :

« La Régie croit que les prévisions des composantes du taux de rendement sur la base de tarification et du coût du capital prospectif doivent s'appuyer sur les données les plus récentes, et ce, de façon à établir des taux de rendement qui soient raisonnables. En conséquence, elle est d'avis que les taux relatifs à la dette devraient être mis à jour au même moment que le taux sur l'avoir propre. »

Elle mentionnait également :

« Toutefois, considérant que la Régie procédera à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain dossier tarifaire, la Régie lui demande d'incorporer une preuve sur la mise à jour du coût moyen de la dette, en tenant compte des commentaires ci-dessus. »²⁷

1.3 Conclusion relative aux écarts de rendement

Dans les derniers dossiers tarifaires tout autant que dans le présent dossier, la Régie et les intervenants représentant les intérêts de divers groupes de clients ont identifié une problématique majeure liée à des rendements réels du Distributeur se distançant significativement et de façon récurrente des rendements autorisés.

UC soumet respectueusement que l'absence de fermeture annuelle des livres et l'absence d'un compte d'écart relatif aux écarts de rendement assorti d'un mécanisme de partage des trop perçus ou manque à gagner éventuels entre le Distributeur et les clients ont compromis, voire ont rendu impossible l'établissement de tarifs justes et raisonnables conformément au sens des pouvoirs et responsabilités attribués à la Régie de l'énergie en vertu de sa Loi constitutive.

²⁶ D-2012-024, p. 14, paragraphe 8.

²⁷ Ibid, p. 254, paragraphes 58 et 59.

En attente d'une proposition globale que le Distributeur s'était engagé à déposer dans le cadre du présent dossier tarifaire, et en attente d'une proposition conjointe du Transporteur et du Distributeur annoncée pour le mois de septembre 2012 et toujours attendue, nous soumettons que la Régie dispose des pouvoirs, des moyens et de la discrétion dans l'exercice de ses fonctions pour éviter qu'une telle situation ne se répète dans l'année tarifaire 2013-2014.

En connaissance des rubriques de coûts et de revenus dont les valeurs réelles diffèrent de manière récurrente des montants autorisés et qui constituent, lorsqu'additionnées, les écarts annuels entre le rendement réel du Distributeur et le rendement autorisé par la Régie, cette dernière peut établir des mesures transitoires de manière à s'assurer que des trop perçus éventuellement réalisés dans l'année tarifaire 2013-2014 ne soient pas conservés intégralement par le Distributeur sans possibilité de remise ultérieure dans les tarifs des consommateurs d'électricité.

UC soumet que les moyens recommandés ci-dessous permettraient à la Régie d'établir des tarifs justes et raisonnables pour l'année tarifaire 2013-2014 sans compromettre d'aucune façon l'examen et la mise en œuvre éventuelles d'une proposition globale couvrant à la fois la méthode de détermination du taux de rendement, le traitement des écarts de rendements et le partage des trop perçus / manque à gagner entre le Distributeur et les clients.

La question qui est ici en jeu ne consiste pas à déterminer si les variations annuelles de diverses rubriques de coûts et de revenus sont ou ne sont pas sous le contrôle du Distributeur, si les écarts constatés sont raisonnables, justifiés ou pas, mais bien de s'assurer que le niveau auquel la Régie établit les tarifs d'électricité pour une année donnée couvre précisément et uniquement le coût de service du Distributeur incluant un rendement raisonnable.

La Régie a identifié 5 rubriques de coûts et de revenus dont les variations génèrent, année après année, les écarts constatés entre le rendement réel du Distributeur et le rendement autorisé.

Conséquemment, UC demande à la Régie :

- 1) d'établir sur une base transitoire un compte d'écart chacune des rubriques de coûts et de revenus suivantes :**
 - les ventes nettes des achats d'électricité;
 - les revenus autres que ventes d'électricité;
 - les charges d'exploitation;
 - les amortissements et taxes.
- 2) d'y comptabiliser les écarts entre les montants réels de ces rubriques de coûts (année historique) et les montants autorisés par la Régie (année témoin);**

- 3) **de maintenir ces comptes d'écarts jusqu'à ce que la proposition conjointe du Transporteur et du Distributeur ait été examinée, approuvée et mise en œuvre;**
- 4) **de prévoir la disposition des sommes cumulées dans ces comptes d'écarts lors de la mise en œuvre d'une politique relative au traitement des écarts de rendement;**
- 5) **de maintenir, également sur une base transitoire, la pratique actuelle en ce qui concerne la détermination annuelle du coût du capital, soit en procédant comme dans le dossier R-3776-20121 à une révision en fin de dossier sur la base des données les plus récentes du *Consensus Forecasts*.**

1.4 Commentaires relatifs à d'autres demandes de suivi

Deux autres demandes de suivis énoncées par la Régie dans sa décision D-2012-024 n'ont pas fait l'objet d'un suivi ou n'ont pas été traitées par le Distributeur de manière conforme aux attentes de la Régie.

La première demande de suivi est celle énoncée par la Régie au paragraphe 340 de sa décision D-2012-024 :

(340) « La Régie constate que le Distributeur n'a dépensé, de 2008 à 2010, que 53,1 % des montants autorisés aux fins de la stratégie clientèle à faible revenu (9,5 M\$ sur les 17,9 M\$ autorisés). Bien qu'elle ne retienne pas, pour l'instant, la proposition de l'UC à l'effet de tenir de nouvelles rencontres techniques, elle demande au Distributeur d'examiner des pistes de solution, afin de déployer rapidement sa stratégie et d'y affecter les sommes résiduelles du budget prévu d'ici 2013. **La Régie demande au Distributeur de faire état des pistes retenues dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014.** »

(nous soulignons)

UC n'a pu repérer aucun élément de preuve du Distributeur relatif à cette demande de suivi parmi l'ensemble des pièces déposées au soutien de la présente demande.

Conséquemment, **UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de déposer un complément de preuve couvrant cette demande de suivi et ce, dans un délai suffisamment court pour que ce sujet puisse être abordé pendant les audiences du présent dossier**

La seconde demande de suivi est énoncée au paragraphe 411 de la décision D-2012-024 :

(411) « **Pour le prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur d'indiquer comment l'outil « ODEMA » répond à l'objectif précisé précédemment par la Régie et s'il peut être utile pour l'ensemble des catégories d'actifs. Elle s'attend à ce qu'une présentation à ce sujet soit faite lors d'une rencontre administrative avec la Régie.** »

(nous soulignons)

Cette demande de suivi a été abordée par le Distributeur à l'Annexe D de la pièce HQD-7 doc 1 (B-0024). Dans cette annexe, le Distributeur présente les résultats de l'application de l'outil ODEMA uniquement pour son programme d'inspection et de retraitement des poteaux.

De l'avis de UC, ce suivi ne tient aucunement compte du fait que cette demande de la Régie découlait directement de ses préoccupations relatives à l'augmentation des investissements requis depuis 2006 pour le maintien des actifs. Ces préoccupations sont énoncées aux paragraphes 405 à 410 de la décision D-2012-024. Elles concernent la nécessité de disposer d'un outil qui permette d'assurer le suivi et de démontrer la justification des sommes investies par le Distributeur dans la pérennité de l'ensemble des actifs de son réseau.

Dans ses décisions antérieures²⁸, la Régie avait déjà demandé à plusieurs reprises au Distributeur d'élaborer un indicateur reliant les investissements à la qualité du service fourni.²⁹

UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de se conformer à cette demande de suivi et de déposer une preuve complémentaire conforme aux attentes exprimées au paragraphe 411 de la décision D-2012-024 et ce, en temps opportun pour que ce sujet puisse être débattu dans le cadre des audiences du présent dossier.

²⁸ D-2007-12, D-2009-016 et D-2011-028.

²⁹ D-2011-028, p. 101 et 102.

2. Facteurs de croissance du coût de service

UC a effectué un examen des différentes rubriques de coûts entrant dans la composition du Revenu requis, plus particulièrement celles associées aux coûts de Distribution et aux Services à la clientèle, aux Autres charges et aux Frais corporatifs.³⁰

Dans la présente section, UC ne mentionne que les rubriques budgétaires pour lesquelles les augmentations prévues pour l'année 2013 lui apparaissent déraisonnables et/ou injustifiées par rapport à leur niveau de l'année historique 2011.

Sous la rubrique *Coûts de distribution et des Services à la clientèle*, UC constate que les augmentations proportionnellement les plus significatives entre l'année historique 2011 et l'année témoin 2013 se situent dans la section *Autres charges directes*.

Ces augmentations sont celles relatives :

- aux services professionnels (externes) : 43,8 M\$ en 2013 vs 18,1 M\$ en 2011, une augmentation de 242 %;
- aux services externes *Autres* : 79,1 M\$ en 2013 vs 59,7 en 2011, une augmentation de 32,5 %;
- aux Stocks, achats, locations et autres : 186,7 M\$ en 2013 vs 130,5 M\$ en 2011, une augmentation de 43,1 %.

Sous la rubrique *Autres charges*, section *Amortissement et déclassement*, UC observe également des augmentations disproportionnées ou inadéquatement justifiées pour les éléments suivants :

- Actifs incorporels – PGEÉ : 126,3 M\$ en 2013 vs 93,1 M\$ en 2011, une augmentation de 35,7 %, d'autant plus injustifiée que le montant prévu pour l'année de base 2012 (110,5 M\$) est déjà nettement inférieur au montant autorisé pour l'année témoin 2012 (115,9 M\$), ce qui s'inscrit dans une tendance déjà décrite dans la section précédente;
- Autres actifs incorporels : 78,6 M\$ en 2013 vs 64,8 M\$ en 2011, une augmentation de 21,3 %, le montant prévu pour l'année de base 2012 étant déjà significativement inférieur à celui autorisé par la décision D-2012-024;
- Coûts nets liés aux sorties d'actifs : 48,0 M\$ en 2013 vs 13,7 M\$ en 2011, une augmentation de 350 %, largement liée au déploiement du projet LAD; UC remarque également que le montant prévu pour l'année de base 2012 est nettement inférieur à celui autorisé;
- Frais corporatifs : 36,3 M\$ en 2013 vs 29,7 M\$ en 2011, une augmentation de 22,2 %; sur cet élément, UC renvoie la Régie à ses conclusions énoncées dans sa décision D-2012-024.

³⁰ B-0019, HQD-4 doc 1, Tableau 2.

Jean-François Blain
Analyste, secteur de l'énergie

Tél. : 514 453-5887

2267, boul. Perrot
Notre-Dame de l'Île Perrot, QC
J7V 8P4

Courriel : j.f.b@sympatico.ca

UC conclut que, parmi ces éléments de coûts, ceux qui sont sous le contrôle du Distributeur pourraient être réduits dans une proportion importante.

UC demande à la Régie de réduire le niveau des revenus requis d'un montant global d'environ 90 M\$.

La ventilation des réductions pour chacun des éléments de coûts visés par cette demande sera présentée oralement et justifiée lors des audiences.

3. Évolution des achats post patrimoniaux

Compte tenu des livraisons croissantes que devra recevoir le Distributeur au cours des prochaines années, compte tenu des surplus d'engagements post patrimoniaux engagés sur la prochaine décennie par rapport aux besoins en énergie prévus (maintenant environ 100 TWh), compte tenu de l'impossibilité alléguée par le Distributeur de différer davantage d'énergie par l'entremise du Producteur, UC constate que la croissance des coûts engendrée par les engagements post patrimoniaux de long terme est appelée à entraîner des coûts inutiles de l'ordre de 500 à 600 M\$ par année sur l'ensemble de la prochaine décennie.

Volumes et coûts des achats d'électricité de HQD, 2008-2013

| | Électricité patrimoniale | | | | Achats post patrimoniaux | | | |
|------|--------------------------|------|---------|------|--------------------------|-----|---------|------|
| | volumes | | coûts | | volumes | | coûts | |
| | GWh | % | M\$ | % | GWh | % | M\$ | % |
| 2008 | 166 253 | 97,5 | 4 611,3 | 92,7 | 4 278 | 2,5 | 431,4 | 7,3 |
| 2009 | 162 789 | 98,4 | 4 536,5 | 98,3 | 2 424 | 1,6 | 380,1 | 1,7 |
| 2010 | 164 988 | 98,3 | 4 543,9 | 96,1 | 2 707 | 1,7 | 377,8 | 3,9 |
| 2011 | 164 926 | 97,0 | 4 555,7 | 91,7 | 4 892 | 3,0 | 535,6 | 8,3 |
| 2012 | 161 145 | 95,9 | 4 467,5 | 91,2 | 6 765 | 4,1 | 665,0 | 8,8 |
| 2013 | 161 987 | 93,8 | 4 494,4 | 83,6 | 10 715 | 6,2 | 1 036,0 | 16,4 |

Sources :

2008 : R-3708-2009, HQD-5 doc 2, p. 5, Tableau 3

2009 : R-3740-2010, HQD-5 doc 2, p. 7, Tableau 3

2010 : R-3776-2011, B-0023, HQD-5 doc 2, p.7, Tableau 3

2011, 2012 et 2013 : R-3814-2012, B-0022, HQD-5 doc 2, p. 5, Tableau 3

Note : les données de 2012 sont basées en partie sur les ventes réelles, en partie sur les ventes prévues; les données de 2013 sont prévisionnelles.

UC constate également que les pratiques prescrites par le cadre réglementaire en vigueur ne prévoient aucun partage des risques financiers entre le Distributeur et ses clients, les coûts engagés pour des approvisionnements de long terme susceptibles de s'avérer inutiles étant totalement récupérés dans les tarifs des clients.

UC constate enfin que les mesures de gestion des surplus d'approvisionnements ne permettent d'atténuer que très partiellement les coûts encourus inutilement par les clients de HQD, à un point tel que les choix entre diverses mesures de gestion des surplus sont contraints de s'effectuer selon un logique du moindre mal. Le choix entre la possibilité de revendre à perte une partie des livraisons post patrimoniales que le Distributeur doit recevoir ou de reconduire la suspension de la production de la centrale de TCE en est un exemple. L'éventualité de laisser inutilisée une proportion croissante du volume d'électricité patrimoniale plutôt que d'encourir des pertes encore plus coûteuses pour les consommateurs en laissant inutilisées des livraisons post patrimoniales au coût unitaire encore plus élevé en est un autre.

En bref, le cadre réglementaire actuel, tel qu'il a trouvé application depuis l'année 2003-2004, n'offre dans les faits aucune possibilité de satisfaire « au moindre coût » les besoins en électricité des consommateurs québécois. Par voie de conséquence, la gestion des surplus d'approvisionnements engagés par le Distributeur ne laisse que des arbitrages entre des options plus ou moins désavantageuses pour les consommateurs et dont l'effet d'atténuation de l'impact tarifaire n'est que très marginal par rapport aux coûts d'acquisition encourus.

UC est consciente que la présente opinion qu'elle m'a demandé de lui fournir à titre d'analyste externe se situe aux limites du cadre réglementaire et constitue une interpellation inhabituelle de la Régie considérant les limites des pouvoirs qui lui sont conférés par sa Loi. Dans la représentation des intérêts des clients résidentiels qui lui incombe, UC ne peut cependant pas s'abstenir de rechercher une solution à un problème qui aura une incidence tarifaire d'une telle ampleur au cours des prochaines années.

En conclusion, considérant les limites du cadre réglementaire en vigueur et des dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie, **UC ne peut que réitérer**, formellement, une demande qu'elle a déjà adressée à la Régie dans le cadre de dossiers tarifaires antérieurs et, conséquemment, **demander respectueusement à la Régie de se prévaloir de la discrétion et des pouvoirs d'initiatives dont elle dispose pour adresser un avis au Ministre des Ressources naturelles du Québec relatif à la problématique majeure des coûts associés aux surplus d'approvisionnements prévus sur un horizon d'une dizaine d'années. UC demande à la Régie de convoquer, de sa propre initiative, des audiences publiques sur cet enjeu.**

Sommaire des recommandations

Concernant le suivi des décisions antérieures de la Régie,

UC demande à la Régie :

- 1) d'établir sur une base transitoire un compte d'écart pour chacune des rubriques de coûts et de revenus suivantes :**
 - les ventes nettes des achats d'électricité;
 - les revenus autres que ventes d'électricité;
 - les charges d'exploitation;
 - les amortissements et taxes.
- 2) d'y comptabiliser les écarts entre les montants réels de ces rubriques de coûts (année historique) et les montants autorisés par la Régie (année témoin);**
- 3) de maintenir ces comptes d'écarts jusqu'à ce que la proposition conjointe du Transporteur et du Distributeur ait été examinée, approuvée et mise en œuvre;**
- 4) de prévoir la disposition des sommes cumulées dans ces comptes d'écarts lors de la mise en œuvre d'une politique relative au traitement des écarts de rendement;**
- 5) de maintenir, également sur une base transitoire, la pratique actuelle en ce qui concerne la détermination annuelle du coût du capital, soit en procédant comme dans le dossier R-3776-20121 à une révision en fin de dossier sur la base des données les plus récentes du *Consensus Forecasts*.**

Concernant les demandes de suivi énoncées aux paragraphes 340 et 411 de la Décision D-2012-024,

UC demande à la Régie

- 6) d'ordonner au Distributeur de déposer un complément de preuve couvrant adéquatement chacune de ces deux demandes de suivi et ce, dans un délai suffisamment court pour que ces sujets puissent être abordés pendant les audiences du présent dossier.**

Concernant différents facteurs de croissance du coût de service

- 7) **UC demande à la Régie de réduire le niveau des revenus requis d'un montant global d'environ 90 M\$.**

Concernant l'évolution des coûts des approvisionnements post patrimoniaux

- 8) **UC demande respectueusement à la Régie de se prévaloir de la discrétion et des pouvoirs d'initiatives dont elle dispose pour adresser un avis au Ministre des Ressources naturelles du Québec relatif à la problématique majeure des coûts associés aux surplus d'approvisionnements prévus sur un horizon d'une dizaine d'années. UC demande à la Régie de convoquer, de sa propre initiative, des audiences publiques sur cet enjeu.**