

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2014-034

R-3842-2013

4 mars 2014

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne

Marc Turgeon

Pierre Méthé

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

**Intervenants et personne intéressée dont les noms
apparaissent ci-après**

Décision finale

*Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux
propres et du mécanisme de traitement des écarts de
rendement*

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);

Union des consommateurs (UC).

Personne intéressée :

Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1.	<i>INTRODUCTION</i>	5
2.	<i>CONTEXTE</i>	6
2.1	CADRE JURIDIQUE	7
3.	<i>TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES</i>	8
3.1	DEMANDE	8
3.2	ÉVOLUTION DU RISQUE D’AFFAIRES	10
3.3	ÉVALUATION COMPARATIVE DU RISQUE	19
3.4	MODÈLES UTILISÉS POUR ÉTABLIR LE COÛT DES CAPITAUX PROPRES	34
3.5	FRAIS D’ÉMISSION (OPINION MAJORITAIRE DE LA RÉGIE)	57
3.6	AUTRES INTERVENTIONS	60
3.7	CONCLUSION (OPINION MAJORITAIRE DE LA RÉGIE RELATIVE AU TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES)	61
3.8	OPINION DISSIDENTE DU RÉGISSEUR PIERRE MÉTHÉ RELATIVE AU TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES	62
4.	<i>FORMULE D’AJUSTEMENT AUTOMATIQUE DU TAUX DE RENDEMENT</i>	64
5.	<i>COÛT DE LA DETTE ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF</i>	67
6.	<i>MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT</i>	68
6.1	ÉLÉMENTS DU MTÉR	68
6.2	COMPTES D’ÉCARTS EXISTANTS	93
6.3	MODALITÉS DE DISPOSITION DES COMPTES D’ÉCARTS RELATIFS AUX ÉCARTS DE RENDEMENT	95
6.4	INDICATEURS DE PERFORMANCE	96
6.5	CADRE RÉGLEMENTAIRE POUR L’APPLICATION DU MTÉR	99
	<i>Représentants</i> :.....	106

1. INTRODUCTION

[1] Le 19 avril 2013, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) (collectivement les Demandeurs) déposent à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (5°), 32, 34, 48 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres (TRCP) et du mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR).

[2] Le 16 mai 2013, la Régie rend sa décision D-2013-075. Elle demande aux Demandeurs de faire 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 29 juillet 2013, la Régie rend sa décision D-2013-117 par laquelle elle accorde le statut d'intervenant à l'ACEFO, l'ACEFQ, l'AQCIE/CIFQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, SÉ/AQLPA et l'UC.

[4] De même, la Régie indique qu'elle veut déterminer, de façon préliminaire, si la proposition de MTÉR des Demandeurs constitue un mécanisme de réglementation incitative au sens de l'article 48.1 de la Loi (la Question préliminaire) et convoque une audience à ces fins. Le 8 août 2013, la Régie informe les participants qu'elle entend traiter la Question préliminaire par voie de processus écrit.

[5] Le 3 septembre 2013, la Régie rend sa décision D-2013-136 dans laquelle, notamment, elle accorde le statut d'intervenant au ROÉÉ et réserve les droits de l'UMQ de présenter une demande d'intervention.

[6] Le 4 mars 2014, la Régie rend sa décision D-2014-033 sur la Question préliminaire.

[7] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande d'approbation du TRCP et du MTÉR ainsi que des modalités de mises à jour du coût de la dette et du coût du capital prospectif.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

2. CONTEXTE

[8] La présente demande conjointe du Transporteur et du Distributeur donne suite aux demandes de la Régie formulées dans ses décisions tarifaires des dernières années.

[9] Dans sa décision D-2012-024, la Régie prend acte « *du fait que le Distributeur déposera une preuve, dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014, sur une proposition de mécanisme de partage, sur la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur et des mécanismes de gestion des écarts* ». La Régie lui demande également « *d'y incorporer une preuve sur la mise à jour du coût moyen de la dette, en tenant compte des commentaires ci-dessus* ». Finalement, la Régie lui demande « *d'incorporer à cette demande une preuve sur la mise à jour du taux prospectif de la dette* »².

[10] Dans sa décision D-2012-059, la Régie demande au Transporteur « *d'aborder la problématique d'excédents de rendement dans le cadre du prochain dossier tarifaire et de déposer une preuve spécifique à cet égard* »³.

[11] Dans sa décision D-2012-097, la Régie accepte la proposition du Distributeur qui l'avisait qu' « *un document conjoint du Distributeur et du Transporteur sera déposé en septembre 2012 afin d'amorcer une démarche, laquelle conduira à la révision de la politique financière et à une proposition de traitement des écarts de rendement pour les deux divisions* »⁴.

[12] Finalement, dans sa décision D-2013-037, la Régie « *demande au Distributeur d'agir promptement afin que les conclusions sur la proposition d'un mécanisme de partage des écarts de rendement et la révision de la méthode d'établissement du taux de rendement des capitaux propres soient prises en compte dans le dossier tarifaire 2014-2015* »⁵.

² Dossier R-3776-2011, pièce A-0058, par. 29, 59 et 66.

³ Dossier R-3777-2011, pièce A-0027, p. 42, par. 154.

⁴ Dossier R-3814-2012, pièce A-0001, p. 8, par. 19-20.

⁵ Dossier R-3814-2012, pièce A-0072, p. 24, par. 58.

[13] Les Demandeurs recherchent, par la présente demande :

- a) la détermination d'un taux de rendement raisonnable de leurs capitaux propres aux fins de l'établissement de tarifs à compter du 1^{er} janvier 2014;
- b) l'adoption de modalités de mise à jour du coût de la dette et du coût du capital prospectif;
- c) l'adoption d'un MTÉR entre le rendement des capitaux propres réalisé et celui autorisé;
- d) la création de comptes d'écarts pour le Transporteur et pour le Distributeur afin de faire bénéficier leurs clients de la mise en œuvre du MTÉR proposé.

[14] Les Demandeurs soutiennent que la détermination et la mise à jour de leur TRCP est une étape essentielle et indissociable à l'approbation d'un MTÉR.

2.1 CADRE JURIDIQUE

[15] L'article 32 (1) de la Loi prévoit que la Régie a compétence pour déterminer le taux de rendement du Transporteur et du Distributeur.

[16] Diverses dispositions de la Loi encadrent l'exercice de la fixation d'un taux de rendement par la Régie. Lorsqu'elle fixe un tarif d'électricité, ce dernier doit être juste et raisonnable (article 49 (7)). Le tarif qu'elle fixe doit permettre l'atteinte, par le Transporteur et le Distributeur, d'un rendement raisonnable sur la base de tarification (article 49 (3)). De plus, la Régie doit procéder à cet exercice en s'assurant du respect des ratios financiers (article 49 (5)). Les tarifs ne doivent toutefois pas prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses que nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du distributeur et du transporteur, ainsi que le développement normal de leurs réseaux ou d'assurer un rendement raisonnable sur la base de tarification (article 51).

[17] Dans sa décision D-2009-156⁶, après une revue de la jurisprudence élaborée par les tribunaux supérieurs canadiens et américains, la Régie a identifié les trois critères reconnus par les régulateurs comme fondement de la norme du rendement raisonnable. Il s'agit des critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de

⁶ Dossier R-3690-2009, pièce A-33.

l'attraction des capitaux. L'application de ces critères dans le présent dossier n'a pas été remise en question par les participants.

[18] Selon ces trois critères, pour être raisonnable, un TRCP doit :

- être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise présentant un risque analogue (critère de l'investissement comparable);
- permettre à l'entreprise d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables (critère de l'effet d'attraction des capitaux);
- permettre à l'entreprise réglementée de préserver son intégrité financière (critère de l'intégrité financière).

[19] La Régie doit également prendre en considération certains principes d'évaluation du rendement raisonnable, dont celui de l'indépendance de l'entreprise réglementée (*stand alone*), le principe du coût d'opportunité, ainsi que la prise en considération de plusieurs méthodes et modèles d'évaluation.

3. TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES

3.1 DEMANDE

[20] La demande conjointe du Transporteur et du Distributeur a pour objet de présenter une proposition de redressement du taux de rendement des capitaux propres à un niveau comparable à celui d'entreprises de risques similaires. Afin d'effectuer l'analyse comparative de leurs risques avec ceux des pairs de l'industrie, les Demandeurs ont fait appel à messieurs James M. Coyne et John P. Trogonoski, de la firme Concentric Energy Advisors, Inc. (Concentric) à titre d'experts.

[21] Selon le rapport produit pour les Demandeurs, le taux de rendement des capitaux propres établi par l'application de la formule d'ajustement automatique des Demandeurs ne respecterait pas la norme de rendement raisonnable, plus particulièrement quant au critère du rendement comparable.

[22] Selon les Demandeurs, un redressement du taux de rendement des capitaux propres s'impose.

[23] Les Demandeurs ne proposent pas de modifications de leurs structures de capital, soit 35 % de capitaux propres pour le Distributeur et 30 % pour le Transporteur⁷. L'utilisation d'un même TRCP pour les deux divisions réglementées est justifiée, selon les Demandeurs, par le fait que leurs propres structures de capital prennent déjà en compte leurs niveaux différents de risques d'affaires.

[24] Messieurs Coyne et Trogonoski ont fait appel à des modèles reconnus dans les domaines financiers et réglementaires afin d'estimer les rendements exigés par les investisseurs dans le contexte financier actuel, soit :

- le modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF);
- le modèle d'actualisation des flux monétaires (AFM).

[25] Ces modèles permettant de formaliser la relation entre le rendement exigé et le risque assumé par les investisseurs, les experts des Demandeurs ont d'abord cherché à identifier des entreprises à risques comparables à ceux du Transporteur et du Distributeur. Une évaluation comparative de risques d'affaires et financier du Transporteur et du Distributeur par rapport à deux groupes d'entreprises de services publics, l'un canadien et l'autre américain a été effectuée. Ces sociétés possédant, entre autres, des notations de crédit semblables à celle d'Hydro-Québec, elles présentent, selon Concentric, des profils de risque comparables⁸.

[26] C'est en se basant à la fois sur les TRCP autorisés pour ces entreprises, ainsi que sur une estimation des taux de rendement exigés par les investisseurs, que les Demandeurs ont établi à 9,2 % le TRCP leur paraissant raisonnable, soit à la limite inférieure des fourchettes de rendement pour ces entreprises comparables. Afin d'arriver à ce taux de 9,2 %, ils préconisent d'accorder plus de poids au modèle AFM, ainsi qu'aux données du groupe de référence américain⁹.

[27] L'AQCIE/CIFQ, a quant à lui, retenu les services du D^r Laurence Booth pour agir à titre de témoin expert sur la question du taux de rendement. L'intervenant a également

⁷ Pièce B-0004, p. 21.

⁸ Pièce B-0007, p. 26-27.

⁹ Pièce B-0004, p. 20.

demandé au D^f Booth de proposer des paramètres pour une formule d'ajustement automatique permettant d'ajuster le TRCP pour les années postérieures à 2014. L'intervenant a également retenu les services de monsieur Olivier Charest à titre d'analyste, sur l'évolution du risque d'affaires.

[28] Dans son rapport d'expertise et son analyse, le D^f Booth utilise le MÉAF afin d'estimer le taux de rendement qu'il juge juste et raisonnable pour les Demandeurs, compte tenu de leur risque global. Il valide l'estimation obtenue à l'aide du modèle AFM. Ce dernier modèle porte sur l'ensemble du marché canadien et non sur un titre ou un échantillon de titres en particulier.

[29] Après ajustements pour les écarts de crédit ainsi que pour l'impact des interventions de la Réserve fédérale américaine (la Fed) sur les taux d'intérêt à long terme, le D^f Booth suggère un TRCP à l'intérieur d'une fourchette se situant entre 7,00 % et 8,05 % et recommande l'utilisation du point milieu, soit 7,50 %¹⁰.

3.2 ÉVOLUTION DU RISQUE D'AFFAIRES

[30] Les experts des Demandeurs, MM. Coyne et Trogonoski, ont présenté une analyse comparative du risque du Transporteur et du Distributeur par rapport à deux groupes d'entreprises réglementées, l'un canadien, l'autre américain. Ils suggèrent que pour permettre l'application du critère de l'investissement comparable, la comparaison d'entreprises différentes à un même moment suffit.

[31] Les experts des Demandeurs estiment qu'il n'est pas pertinent d'évaluer l'évolution des risques d'affaires, réglementaire et financier d'une même entreprise en des temps différents. En réponse à une question de la Régie, Concentric explique qu'elle considère que la question importante pour les investisseurs n'est pas de savoir si le Transporteur et le Distributeur ont plus ou moins de mécanismes de protection réduisant leur risque d'affaires en 2013 par rapport à 2003. Il s'agit plutôt de savoir comment se compare le risque d'affaires et financier du Transporteur et du Distributeur par rapport aux autres entreprises canadiennes et américaines de l'échantillon de titres comparables.

¹⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 52.

[32] Dans leur argumentation écrite, les Demandeurs suggèrent que le simple exemple de la revente d'une résidence 10 ans après son achat suffit pour établir, de façon intuitive, le bien-fondé d'une analyse comparative contemporaine de risques plutôt qu'un examen de l'évolution dans le temps du risque d'une entreprise¹¹.

[33] L'AQCIE/CIFQ, quant à lui, considère important de tenir compte de l'évolution du risque d'affaires. Il affirme qu'on ne peut déterminer le TRCP des Demandeurs sans tenir compte des décisions passées de la Régie ainsi que de l'évolution du contexte depuis les décisions D-2002-95¹² et D-2003-93¹³. Selon lui, certains éléments, tel le niveau de risque, n'évoluent que très lentement, les changements structurels étant plutôt rares. Les analyses faites en 2002 et 2003 demeurent donc pertinentes comme point de référence et permettent de s'assurer d'une certaine cohérence entre les décisions de la Régie¹⁴.

[34] Selon l'AQCIE/CIFQ, il est évidemment nécessaire de tenir compte des changements importants survenus depuis les dernières décisions de la Régie lorsqu'ils influent sur le risque. Il donne ainsi l'exemple de l'ajout des comptes d'écart¹⁵.

[35] Appelé à se prononcer sur la pertinence d'examiner l'évolution du risque d'affaires depuis le dernier établissement du taux de rendement et de la structure de capital présumée, le D^r Booth précise :

« The policy of the Ontario Energy Board is ONLY to consider business risk changes since the last time that the Board reviewed business risk and set the utility's capital structure. This is clearly articulated in the passages that Dr. Booth reproduces for various OEB decisions in his Appendix E. In particular, in EB-2011-0354 Dr. Coyne made similar comparisons and argued that the capital structure should be changed for Enbridge Gas Distribution Inc from 36% to 42% to meet the fair return standard (FRS), and the OEB stated:

This interpretation of the Board's policy is incorrect. The Board states explicitly in the Cost of Capital Report that the current policy on capital structure continues to be appropriate and that capital structure will only be reviewed if there is a significant change in risk for the specific company. This does not entail a full cost of capital analysis and assessment against the FRS unless there has been a

¹¹ Pièce B-0104, p. 45.

¹² Dossier R-3401-98.

¹³ Dossier R-3492-2002.

¹⁴ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 42-43.

¹⁵ *Ibid.*

significant change in risk. The Board has structured its policy in a way that applies the FRS while promoting regulatory efficiency and predictability. The Board's policy does not require a full FRS analysis in each rate case. However, it ensures that the Board will perform a full review of capital structure in instances where a significant change in risk indicates that a change may be needed in order to continue to meet the FRS. The Board considers that where there has not been a significant change in risk, the FRS continues to be met »¹⁶.

[36] La Régie considère que les analyses comparatives du risque global et des structures de capital d'entreprises comparables aux entreprises assujetties constituent des informations pertinentes. Il est également pertinent de considérer de quelle façon le risque global d'un assujetti a évolué au fil du temps, par exemple, depuis la dernière revue complète, par le régulateur, des risques et du rendement reconnu pour ce dernier.

[37] La Régie estime que la position des Demandeurs et de leurs experts quant à la pertinence d'examiner l'évolution du risque d'affaires depuis la dernière revue de leurs paramètres financiers, ainsi que leur volonté de limiter la discussion autour du risque relatif aux entreprises comparables, va à l'encontre d'une pratique réglementaire largement répandue à travers le Canada. En plus du cas de l'Ontario Energy Board (OEB) cité par le D^r Booth, d'autres régulateurs canadiens examinent l'évolution des risques d'affaires de leurs assujettis.

[38] Dans sa décision de 2013 sur le coût en capital générique, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) a examiné l'impact du changement de la politique énergétique du gouvernement depuis 2009 sur le risque de Fortis Energy Inc. Elle écrivait à ce sujet :

« The Commission Panel finds that the risks related to provincial government climate and energy policy are less significant when compared to the period leading up to the 2009 Decision. At the time of the 2009 proceeding, there was considerable concern and uncertainty related to provincial energy policies, how they would be shaped in the future and what impact this would have on Terasen's gas utilities. In addition, the Commission placed importance on the Nyboer Report as reflected in the following statement:

“In addition, the Commission Panel considers that the Nyboer Report presents a scenario that did not exist in 2005 under which the three Terasen utilities might

¹⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0032, p. 6.

not earn a return of their capital. The scenario that now exists is described in a publication of a reputable consulting group which appears to have the attention of policymakers.” (2009 Decision, p. 37)

The Commission Panel does not consider the current environment to be as threatening to FEI as it was perceived to be in the period leading to the 2009 Decision »¹⁷.

[39] La BCUC concluait un peu plus loin, en parlant du risque d'affaires à court terme :

« There are two issues that must be considered by the Commission Panel with respect to short-term risk. The first is whether there has been a change in short-term risk since the 2009 Decision. The second is how much of FEI's short-term risk has been mitigated and, as a result, how much of the remaining risk must be considered »¹⁸.

[40] Pour ce qui est de l'évolution du risque à long terme, encore plus important pour la détermination d'une structure de capital selon la BCUC, cette dernière réitérait que l'évolution du risque peut être déterminante :

« Ms. McShane comments that both the capital structure and the ROE incorporate elements of long-term and short-term risks. (Exhibit B1-9-6, McShane Evidence, Appendix F, p. 39) The Commission Panel does not disagree with Ms. McShane but notes that long-term risk, which Ms. McShane outlines as being of primary importance to the utility investor, is primarily reflected in the equity structure determined for FEI considering the investors' ability to recover their invested capital. This is because if the underlying risk decreases, more debt can be issued; if it increases, the common equity ratio would increase resulting in less debt. Therefore, as pointed out in the 2009 Decision: "The assessment of risks has a significant bearing on the application of the fair return standard and the determination of an appropriate common equity ratio for regulatory purposes »¹⁹.

[nous soulignons]

¹⁷ Pièce B-0141, p. 26-27.

¹⁸ *Ibid.*, p. 40.

¹⁹ *Ibid.*, p. 24-25.

[41] Pour sa part, la Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (NLBCPU) écrivait, dans sa décision P.U. 13 (2013) concernant Newfoundland Power Inc. :

« The Board finds that the evidence does not demonstrate that Newfoundland Power's financial risk or overall risk has changed since the last general rate application when the Board determined that it was an average risk Canadian utility.

[...]

In Order No. P.U. 16(1998-99) Newfoundland Power's capital structure was comprehensively reviewed. The Board determined that it would deem a common equity ratio of 45% stating that the Board's objective in establishing capital structure for ratemaking purposes is to reflect the mix of capital that would result in the least cost of capital overall and maintain credit worthiness.

[...]

The Board acknowledges that it is not bound by its earlier decisions but it will have reference to these decisions with a view to ensuring consistent and predictable decision making. The Board also acknowledges that the evidence demonstrates that Newfoundland Power's common equity ratio is generally higher than the common equity ratios of other Canadian utilities.

[...]

Newfoundland Power has had a deemed common equity ratio of approximately 45% for the last twenty-five years and the evidence is clear that the rating agencies place importance on its strong common equity position. There is no evidence of a change in circumstances which would justify a change in the ratio and there is little substantive evidence demonstrating that the appropriate common equity ratio for Newfoundland Power is 40%. The Board therefore finds that a change in the common equity ratio has not been justified in the circumstances »²⁰.

²⁰ Pièce B-0148, p. 16-17.

[42] Quant à l'exemple intuitif de l'établissement du prix d'une résidence 10 ans après son achat, s'il est vrai, comme l'affirme M. Coyne dans son témoignage²¹, que pour établir la valeur d'une résidence, un bien immobilier, l'analyse comparative contemporaine des résidences du même secteur peut avoir une importance prépondérante, cela peut être fort différent pour établir la valeur d'une entreprise ou d'une action d'entreprise.

[43] La Régie est d'avis qu'une simple photographie, à un moment précis, de ratios d'évaluation comparés à d'autres entreprises du même secteur ne suffit pas. L'examen de l'évolution de différents ratios financiers sur plusieurs années s'avère également nécessaire. En effet, toutes les entreprises évoluent à des rythmes différents. Certaines entreprises progressent très rapidement, d'autres régressent. De même, leur environnement d'affaires et réglementaire évolue de façon particulière à chacune.

[44] La Régie considère qu'en plus des analyses comparatives du risque global et des structures de capital d'entreprises comparables, il est tout aussi important d'analyser la manière dont le risque global d'un assujetti a évolué au fil du temps.

[45] Les Demandeurs ne proposent pas de modification à leur structure de capital présumée. Ils ne demandent pas d'ajustement au TRCP afin de tenir compte de la différence des structures de capital des entreprises américaines par rapport à celles du Transporteur et du Distributeur. Les experts de Concentric l'ont clairement énoncé, entre autres lorsque questionnés quant à la validité des études citées par le D^r Roger Morin et données en référence par ces derniers :

« Concentric agrees that the studies cited in Dr. Morin's textbook represent a relatively wide range. Concentric has not conducted a study of the economics underlying each of the studies noted above, nor has Concentric explicitly adjusted the recommended ROE to account for differences in capital structure between HQD and HQT and the U.S. electric utility proxy group »²². [nous soulignons]

[46] Concentric considère toutefois qu'une réduction du TRCP des Demandeurs de 41 points de base par rapport à celui des entreprises comparables américaines n'est pas nécessaire. En effet, le fait que ces dernières possèdent très majoritairement des opérations de production d'électricité, un secteur clairement plus risqué que celui de la

²¹ Pièce A-0040, p. 195-196.

²² Pièce B-0075, p. 40.

distribution et du transport, serait compensé par le fait que le Transporteur et le Distributeur ont moins de capitaux propres que les entreprises américaines.

[47] La Régie note, comme les Demandeurs le reconnaissent, « *que des entreprises réglementées incluses dans les groupes de référence possèdent des actifs de production et que le risque associé à ces activités est généralement perçu comme étant supérieur aux activités de transport et de distribution d'électricité, à hauteur de 41 points de base selon les données étudiées par Concentric en lien avec des sociétés de services publics verticalement intégrées* »²³.

[48] Les Demandeurs affirment également que « *l'étude de Concentric fait conclure que le risque additionnel associé aux activités de production est largement compensé par le risque financier accru des Demandeurs en raison de leur taux de capitalisation considérablement inférieur à la moyenne des taux de capitalisation des sociétés formant le groupe de référence américain et canadien* »²⁴.

[49] Pour la Régie, affirmer qu'une compensation pour un risque d'affaires moindre n'est pas requise parce qu'annulée par une compensation équivalente pour un risque financier plus grand, revient à demander une compensation pour un taux de capitalisation inférieur à la moyenne des pairs. De plus, la Régie juge qu'une telle compensation équivaut à un ajustement à la structure de capital afin de se rapprocher de la structure d'entreprises comparables car, à la fin, le coût moyen en capital augmentera, quelle que soit la méthode choisie.

[50] Il y a deux façons d'accroître le bénéfice total d'un actionnaire : augmenter le taux de rendement autorisé sur la portion présumée de capitaux propres ou augmenter la portion présumée de capitaux propres tout en maintenant constant le taux de rendement autorisé. Que les Demandeurs optent pour l'une ou l'autre option, le résultat sera le même.

[51] La demande conjointe du Transporteur et du Distributeur pour un TRCP de 9,2 % s'applique globalement aux deux entités réglementées. Toutefois, le poids financier du Transporteur est plus important, puisqu'il représente 63 % de la base de tarification et 59,4 % des capitaux propres combinés des deux divisions²⁵.

²³ Pièce B-0104, p. 44.

²⁴ *Ibid.*

²⁵ Rapport annuel 2012 du Distributeur, pièce HQD-8, document 2, p. 3, et rapport annuel 2012 du Transporteur, pièce HQT-2, document 4, p. 7.

[52] Avant de se prononcer sur l'évolution du risque du Transporteur depuis 2002, rappelons d'abord en quels termes la Régie se prononçait sur ce risque, dans sa décision D-2002-95 :

« Hydro-Québec mentionne qu'il est important de bien situer la nature des risques auxquels le transporteur est confronté et de prendre en compte qu'il existe encore peu d'entreprises consacrées uniquement au transport de l'électricité. Les comparaisons doivent nécessairement s'appuyer sur des analogies avec des entreprises existantes, à savoir des compagnies d'électricité intégrées, des compagnies gazières intégrées et des compagnies de transport de gaz par pipeline. Le risque global auquel le transporteur fait face se subdivise en trois catégories : le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier.

Selon le transporteur, le risque d'affaires est essentiellement celui associé à la nature des activités de l'entreprise, à sa structure de coûts et à l'évolution de son marché. Dans le cas d'une entreprise réglementée comme le transporteur, le risque principal provient des écarts qui peuvent survenir entre les paramètres et hypothèses utilisés pour l'établissement des revenus requis et la réalité.

Le risque d'affaires du transporteur dû à la charge locale est mineur puisqu'il est implicitement transféré au distributeur.

[...]

Hydro-Québec a admis en audience, à propos du risque d'affaires de TransÉnergie, que celui-ci était significativement inférieur à celui des autres compagnies de services publics d'énergie :

« [...] the business risk of TransÉnergie is materially below the average of that of energy utilities. » [note de bas de page omise]

[...]

Quant au risque réglementaire, Hydro-Québec mentionne qu'il correspond à celui découlant de décisions de l'organisme réglementaire qui peuvent affecter le rendement de l'avoir propre de l'entreprise. Selon Hydro-Québec, ainsi que son expert, un investisseur devrait percevoir un risque réglementaire pour l'activité transport d'Hydro-Québec plus élevé que pour la moyenne des entreprises réglementées, principalement à cause du caractère récent du cadre réglementaire

appliqué à l'électricité au Québec, du fait que la Régie de l'énergie n'a pas encore eu l'occasion d'étudier un dossier tarifaire en vertu du chapitre IV de la Loi et de la complexité des dossiers présentés à la Régie par Hydro-Québec »²⁶.

[53] Depuis cette décision, la situation du Transporteur a évolué. Entre autres, la mise en place du compte d'écart sur les revenus du service de transport point-à-point a réduit le risque de fluctuation de ses revenus. Le risque réglementaire, très présent au tout début de la réglementation, a clairement diminué tel qu'en témoigne la note « A » décernée par Moody's au chapitre de l'encadrement réglementaire, comptant pour 25 % de la notation totale du crédit, dans leur rapport sur Hydro-Québec en date du 6 août 2012²⁷.

[54] Ces réductions du risque d'affaires et du risque réglementaire du Transporteur depuis la décision D-2002-95, alors que le levier financier est demeuré inchangé, au niveau suggéré par le Transporteur à l'époque, résultent en une réduction nette du risque global de ce dernier.

[55] Comme le faisait remarquer le D^r Booth, le risque d'affaires a été traité dès 2002 par la Régie. À l'époque, la Régie a fixé le ratio de capital du Transporteur à un niveau bien inférieur à celui d'autres entreprises de services publics, afin de compenser un risque d'affaires « *significativement inférieur à celui des autres compagnies de services publics d'énergie* »²⁸ :

« As Dr. Booth explains in his Appendix E the practice before many boards in Canada is to offset differences in business risk with capital structure changes so that they can all receive the same allowed ROE. This is what both HQ and Dr. Booth recognise. To allow a higher ROE to reflect an assumed increase in financial risk without recognising that the higher financial risk was deliberately set to offset the lower business risk ends up double counting »²⁹.

[56] Du côté du Distributeur, l'évolution de son risque d'affaires depuis la décision D-2003-93 a été marquée par l'ajout d'un grand nombre de comptes de frais reportés et autres comptes de nivellement au fil des années, notamment le compte de nivellement pour aléas climatiques, ainsi que le compte de *pass-on* des coûts d'approvisionnement post patrimoniaux, avec pour résultat une réduction notable de la fluctuation de ses

²⁶ Dossier R-3401-98, p. 135-137.

²⁷ Pièce B-0026, p. 5 et 44.

²⁸ Pièce B-0110, p. 136.

²⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0032, p. 17-18.

revenus. Tout comme pour le Transporteur, le risque réglementaire du Distributeur a été réduit de façon importante. Le levier financier étant demeuré inchangé depuis 2003, il en résulte donc une réduction nette du risque global du Distributeur.

[57] La Régie considère, d'une part, que les risques d'affaires du Transporteur et du Distributeur ont diminué depuis les décisions D-2002-95 et D-2003-93. Elle juge, d'autre part, qu'il n'a pas été clairement établi que les risques financiers des Demandeurs sont trop élevés, en se basant sur la comparaison de leur structure de capital avec celle des entreprises suggérées comme étant comparables, d'autant plus que la grande majorité de ces dernières sont intégrées, donc plus risquées. La Régie juge, enfin, qu'il n'a pas été démontré de façon convaincante que, sur cette seule base, une compensation pour risque financier plus grand soit justifiée.

3.3 ÉVALUATION COMPARATIVE DU RISQUE

[58] Les experts des Demandeurs ont présenté une évaluation comparative du risque d'affaires et financier du Transporteur et du Distributeur par rapport à deux groupes d'entreprises de services publics, l'un canadien et l'autre américain. Ces sociétés, possédant des notations de crédit semblables à celle d'Hydro-Québec, présentent, selon Concentric, des profils de risque comparables.

[59] De plus, particulièrement pour les entreprises américaines, celles retenues devaient payer des dividendes, être suivies par au moins deux analystes, retirer au moins 60 % de leurs revenus d'activités réglementées et au moins 60 % de leurs revenus réglementés devaient provenir du secteur de l'électricité, entre autres³⁰.

3.3.1 GROUPE DE RÉFÉRENCE CANADIEN

[60] Sur les six titres canadiens choisis par Concentric, seuls trois sont effectivement actifs dans la distribution, le transport et la production d'électricité : Canadian Utilities Limited, Emera Inc. et Fortis Inc. Le nombre limité d'entreprises canadiennes pouvant être comparées au Transporteur et au Distributeur a amené Concentric à intégrer des entreprises de pipelines et de distribution de gaz naturel à son échantillon.

³⁰ Pièce B-0007, p. 24-25.

[61] La Régie a questionné les experts de Concentric sur les hypothèses de croissance de dividendes utilisées dans le cas de Valener. L'entreprise constitue effectivement une entité comparable aux Demandeurs. Le problème soulevé a trait aux hypothèses utilisées par MM. Coyne et Trogonoski dans le modèle AFM. Ce modèle prend pour acquis que la croissance des dividendes suivra celle des bénéfices. Toutefois, cette hypothèse ne peut s'appliquer que si le ratio de distribution de dividendes demeure le même sur toute la période. Pour que cela soit probable, il faut évidemment qu'il soit, au départ, établi à un niveau soutenable à long terme. Sinon, un ajustement s'impose.

[62] En réponse aux questions de la Régie à ce sujet, les experts de Concentric écrivent :

« The growth rate in the DCF model is based on analysts' expectations for future growth in earnings per share. In other words, the DCF model uses market based data to measure investors' return expectations. Since dividends are a function of earnings growth, it is entirely reasonable to use earnings growth as a surrogate for dividend growth. In this particular instance, the estimated growth rate for Valener is 7.0 percent (or 8.00 % as indicated in response to Question 3.1). This growth rate represents the markets' consensus expectations for earnings and dividend growth for Valener over the next five years. We assume the analysts preparing these forecasts are aware of management's presentations and factor these into their growth rate estimates. Concentric notes that, although we have reported DCF results for the Canadian proxy group, we have given more weight to the DCF results for the U.S. electric utility proxy group and have used the Canadian DCF results and the Reconciled CAPM results to corroborate the reasonableness of our recommendation »³¹.

[63] Pour sa part, le D^f Booth fait la remarque suivante concernant Valener :

« In terms of the reliability of the estimates I would judge Valener as the most reliable, excluding the analyst forecast, which is clearly optimistic. Valener pays out the bulk of its earnings as dividends and currently has a dividend yield of 6.46% with past twelve month earnings of \$1.02 and a current dividend of \$1.0. Using the sustainable growth model Valener's dividends cannot possibly be expected to grow at 7.0% »³².

³¹ Pièce B-0020, p. 12.

³² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0032, p. 5.

[64] L'examen des documents fournis en complément de preuve, en particulier les rapports de Yahoo Finance utilisés par Concentric, permet d'établir que le taux de croissance de 8,0 % sur 5 ans qui se retrouve dans le rapport portant sur Valener³³, représente le consensus du marché quant au taux de croissance des bénéfices, et non des dividendes. La croissance des dividendes de Valener au même taux que la croissance de ses bénéfices est une hypothèse utilisée par les experts des Demandeurs.

[65] Le rapport de Yahoo Finance du 1^{er} mars 2013 indique que les bénéfices par action prévus alors à 0,83 \$ pour l'année financière 2013 et à 0,96 \$ pour 2014, ne couvriraient pas le dividende de 1,00 \$ par action payé par Valener. La Régie considère qu'il est improbable, à court terme, que le dividende augmente de 8 % par année dans ces conditions. D'ailleurs, cette possibilité n'était pas soutenue par les présentations aux investisseurs de la haute direction de Valener³⁴.

[66] La Régie remarque que l'inclusion de ces hypothèses de croissance de dividendes peu réalistes a pour effet de pousser le taux de rendement attendu par les investisseurs pour Valener, selon le modèle AFM multi-stages, à 12,15 % en moyenne³⁵, ce qui est significativement plus élevé que la moyenne des rendements attendus pour les autres titres canadiens suggérés de 8,55 %, en excluant Valener³⁶.

[67] L'exclusion de Valener de l'échantillon de titres canadiens comparables, en raison des hypothèses de taux de croissance des dividendes utilisées pour le titre, a pour effet de diminuer le taux de rendement attendu par les investisseurs pour les titres comparables canadiens, selon la méthode AFM multi-stages, de 9,15 %³⁷ à 8,55 %³⁸.

[68] L'examen des mêmes tableaux produits par Concentric permet également de constater que les rendements attendus par les investisseurs pour les deux entreprises canadiennes actives dans la distribution et le transport d'électricité, soit Canadian Utilities

³³ Pièce B-0026, p. 275-276.

³⁴ *Ibid.*, p. 565 et 583.

³⁵ Pièce B-0073, fichier Excel, en utilisant 8,0 % de croissance de dividende pour Valener.

³⁶ Pièce B-0007, annexes JMC-11, tableaux 4 à 6 (moyenne des données aux colonnes 10 (ROE) des trois tableaux : « 30-day multi-stage DCF », « 90 day multi-stage DCF », « 180 day multi-stage DFC »).

³⁷ Pièce B-0020, p. 5 (Moyenne des nouveaux résultats des DCF multi-stages 30, 90 et 180 jours incluant une croissance des dividendes de Valener de 8,0 %).

³⁸ Pièce B-0007, annexes JMC-11, tableaux 4 à 6 (moyenne des données aux colonnes 10 (ROE) des trois tableaux).

et Fortis, sont les plus faibles de l'échantillon de titres canadiens, soit 7,61 % et 7,96 %, respectivement³⁹.

3.3.2 GROUPE DE RÉFÉRENCE AMÉRICAIN

[69] Le groupe de référence américain présenté par Concentric est constitué de six sociétés de gestion, dont cinq sont des entreprises intégrées. Parmi les 15 entreprises opérantes sous-jacentes, 11 d'entre elles sont intégrées. La production d'électricité constitue l'une de leurs activités reconnue comme étant plus risquée. Ces entreprises intégrées sont donc, au départ, considérées comme possédant un risque d'affaires plus élevé que celui des distributeurs et transporteurs.

[70] Concentric évalue à 41 points de base le rendement requis afin de compenser le risque supplémentaire associé aux sociétés de services publics verticalement intégrées.

[71] Pour sa part, le D^f Booth considère cet ajustement comme trop peu élevé : « *0.40 % seems small adjustment for Generation and does not offset « Financial Risk » premium due to different capital structures* »⁴⁰.

[72] La Régie note que l'étude, d'où provient cette estimation de 41 points de base et dont les données ont été déposées en preuve⁴¹, couvre 110 entreprises américaines dont la taille est beaucoup plus petite que celle des Demandeurs. Ainsi, la médiane des ventes nettes d'électricité de l'échantillon représente moins de 10 % des ventes du Distributeur en 2011. La taille médiane des transporteurs et distributeurs d'électricité (T&D) de cet échantillon est significativement plus petite que celle des entreprises intégrées du même échantillon.

[73] Malgré la différence reconnue entre le risque des deux groupes, Concentric ne croit pas qu'un ajustement à la baisse du rendement des Demandeurs par rapport aux résultats américains relatifs aux actifs de production réglementés soit nécessaire :

« We note that the FERC relies on proxy groups containing both T&D and vertically-integrated electric utilities for the purpose of setting allowed ROEs for

³⁹ Pièce B-0007, annexes JMC-11, tableaux 4 à 6 (moyenne des données aux colonnes 10 (ROE) des trois tableaux.

⁴⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0039, p. 9.

⁴¹ Pièce B-0071.

electric transmission, without any risk adjustment for generation. Consequently, Concentric does not believe that an adjustment to the U.S. results for ownership of regulated generation is necessary »⁴².

[74] Pour leur part, les agences de crédit font une distinction entre le risque global d'un transporteur, d'un distributeur et d'une entreprise intégrée. Dans sa récente publication, *Request for comment – Proposed Refinements to the Regulated Utilities Rating Methodology and our Evolving View of US Utility Regulation*⁴³, publiée le 23 septembre 2013, Moody's affirme :

« Financial Ratio Threshold Ranges May Be Lowered Based on Business Risk

In our view, the different types of utility entities covered under this methodology have different levels of business risk. Vertically integrated utilities generally have a higher level of business risk because they are engaged in power generation. We view power generation as the highest-risk component of the electric utility business, as generation plants are typically the most expensive part of a utility's infrastructure (representing asset concentration risk) and are subject to the greatest risks in both construction and operation, including the risk that incurred costs will either not be recovered in rates or recovered with material delays.

[...]

For instance, we tend to view many US natural gas local distribution companies (LDC's) and certain US electric transmission and distribution companies (T&D's, which lack generation but generally retain some procurement responsibilities for customers), as typically having a lower business risk profile than their vertically integrated peers.

[...]

The scoring grids, including the financial ratio ranges in the Factor 4 grid shown in Appendix A, are primarily oriented toward vertically integrated utilities. We are contemplating lowering the financial ratio threshold ranges for utilities with lower business risk, including lower risk T&D's and LDC's in the US, by approximately one category. As an example, the threshold for a Baa category

⁴² Pièce B-0007, p. A-2.

⁴³ Pièce B-0076, p. 39-64.

scoring in interest coverage for a vertically integrated utility (3.0x - 4.5x) would, for a utility with lower business risk, be the range for an A category scoring »⁴⁴.

[nous soulignons]

[75] Le degré de comparabilité du Transporteur et du Distributeur avec les entreprises du groupe de référence américain présenté par Concentric doit être examiné.

[76] En ce qui a trait à l'utilisation des données américaines ou d'un groupe de référence d'entreprises américaines, les Demandeurs soumettent :

- que les économies du Canada et des États-Unis sont hautement intégrées et démontrent une grande corrélation pour plusieurs indicateurs économiques importants;
- que les régulateurs canadiens ont recours à et considèrent les résultats de multiples méthodes d'évaluation dans l'exercice raisonnable de leur discrétion en matière de rendement et font généralement un usage combiné de l'AFM et du MÉAF;
- que l'acceptabilité et l'usage de données et de groupes de référence américains se sont accrus aux fins de la détermination d'un rendement raisonnable d'entreprises réglementées canadiennes;
- que Moody's, dans son plus récent rapport de septembre 2013, note une évolution de l'environnement réglementaire pour les entreprises de services publics œuvrant en sol américain, ce qui est favorable à la comparabilité de ces sociétés américaines et canadiennes;
- qu'il est approprié d'utiliser, avec un poids relatif différent, les entreprises de services publics canadiennes et les entreprises de services d'électricité américaines pour estimer le rendement des capitaux propres requis par les Demandeurs;
- que la seule différence notable par rapport au risque commercial est que certaines sociétés canadiennes et américaines du groupe de référence possèdent des actifs de production.

[77] Pour sa part, le D^r Booth affirme que les TRCP basés sur des données américaines sont plus élevés pour deux raisons principales : d'abord, parce que les marchés financiers américains ont toujours été plus risqués, ce qui explique la prime de risque de marché (PRM) plus élevée aux États-Unis qu'au Canada. Ensuite, parce que même si les principes de la réglementation sont similaires des deux côtés de la frontière, leur

⁴⁴ Pièce B-0076, p. 48.

application est largement différente. Ceci implique que des ajustements importants sont de mise⁴⁵.

[78] Au strict minimum, un ajustement de 60 points de base, correspondant aux différentiels de taux sans risque, doit être appliqué, selon le D^r Booth⁴⁶.

[79] L'AQCIE/CIFQ fait également remarquer que malgré des paramètres financiers beaucoup plus généreux au niveau du ratio d'équité et des rendements autorisés aux États-Unis, les entreprises de services publics américaines ont des coefficients de risque relatif (β) plus élevés et ne parviennent pas à obtenir des cotes de crédit équivalentes ou supérieures à celles de leurs pairs au Canada⁴⁷.

[80] Selon le D^r Booth, si les entreprises de services publics américaines se font octroyer des TRCP plus élevés qu'au Canada, c'est d'abord parce que la PRM américain est de 1,0 % plus élevée qu'au Canada. De plus, le β des entreprises de services publics américaines est également plus élevé que celui des titres canadiens⁴⁸.

[81] Selon la Régie, les économies canadienne et américaine sont de plus en plus intégrées. L'ouverture des marchés financiers, qui offrent des opportunités d'investissement de part et d'autre de la frontière, a été clairement reconnue par la Régie, entre autres dans sa décision D-2009-156 :

« [249] En ce qui a trait à la pondération des données canadiennes et américaines à utiliser dans l'estimation de la prime de risque du marché, la Régie, dans sa décision D-99-150 [note de bas de page omise], établissait un poids de 60 % pour les données canadiennes et 40 % pour les données américaines. Sur la base de la preuve au présent dossier, la Régie choisit de baser son estimation de la prime de risque du marché en utilisant des proportions égales des données canadiennes et américaines. Elle considère que l'ouverture des marchés offre aux investisseurs diverses options d'investissement qu'il est nécessaire de refléter dans l'établissement d'un taux de rendement raisonnable. Elle justifie également une plus grande prise en compte des données américaines par l'intégration de plus en plus poussée des deux économies »⁴⁹.

⁴⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 72.

⁴⁶ *Ibid.*, p. 75.

⁴⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 40.

⁴⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 84.

⁴⁹ Dossier R-3690-2009, pièce A-33, p. 26.

[82] La Régie reconnaît l'acceptabilité et l'usage grandissant de données de groupes de référence américains auprès des régulateurs canadiens. Devant le nombre limité d'entreprises canadiennes de services publics comparables, il peut être utile de considérer également les données concernant des entreprises comparables américaines. Toutefois, la Régie considère, à l'instar d'autres régulateurs canadiens, que ces dernières ne peuvent être parfaitement comparables sans ajustement préalable.

[83] Deux décisions concernant la comparabilité des données américaines ont été récemment rendues par des régulateurs canadiens. Dans une décision de 2013 portant sur le coût générique du capital, la BCUC précisait :

« Accordingly, we have determined that it is appropriate to continue to accept the use of historical and forecast data for US utilities and securities as outlined in the 2006 Decision and again in the 2009 Decision.

In making this determination the Commission Panel would like to be clear that while we accept there are similarities between the two jurisdictions, we do not accept that US data should be considered to be the same or necessarily be given equal weight as the data for Canadian utilities »⁵⁰.

[84] Le NLBCPU abordait également cette question dans sa décision P.U. 13 (2013) :

« The Board finds that the evidence demonstrates that Canadian utility data is inadequate to complete a discounted cash flow analysis and that, in the particular circumstances, it may be informative to look to data from the United States. As to how this data is to be used the Board accepts the evidence of both Dr. Booth and Mr. MacDonald that there are differences in the United States and Canadian experience that justify an adjustment to the discounted cash flow results. Dr. Booth suggests an adjustment of 100 basis points. Mr. MacDonald makes a 72 basis point adjustment, The British Columbia Utilities Commission has found that the United States data should be adjusted by between 50 and 100 basis points. The Board finds that an adjustment of 50 to 100 basis points is appropriate at this time »⁵¹.

⁵⁰ Pièce B-0141, p. 19.

⁵¹ Pièce B-0148, p. 31.

[85] La Régie n'est pas convaincue que la seule différence notable entre les Demandeurs et les sociétés américaines retenues par Concentric réside dans le fait qu'elles possèdent des actifs de production d'électricité.

[86] Il est d'usage de considérer séparément le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier. Même si, au niveau du cadre réglementaire, Moody's considère que l'environnement aux États-Unis s'est généralement amélioré ces dernières années et qu'une augmentation de la notation de crédit des entreprises américaines est à prévoir, le risque d'affaires demeure généralement plus élevé aux États-Unis. Dans son *Rating Methodology* de 2009, Moody's indique :

« In Canada, regulation of electric and gas utilities is overseen by independent, quasi-judicial provincial or territorial regulatory bodies. Accordingly, the transparency and stability of regulation and the timeliness of regulatory decisions can vary by jurisdiction. However, generally the regulatory frameworks in each jurisdiction are well established and there is a high expectation of timely recovery of cost and investments. Furthermore, Moody's considers the overall business environment in Canada to be relatively more supportive and less litigious than that of the U.S. Moody's views the supportiveness of the Canadian business and regulatory environments to be positive for regulated utility credit quality and believes that these factors, to some degree, offset the relatively lower ROEs and higher deemed debt components typically allowed by Canadian regulatory bodies for rate-making purposes. As a result of the relatively low ROEs and higher deemed debt levels that are generally characteristic of Canadian utilities, for a given rating category, these entities often have weaker credit metrics than their international peers »⁵².

[nous soulignons]

[87] C'est donc à la fois en raison d'un cadre réglementaire et d'un environnement d'affaires plus favorables au Canada qu'aux États-Unis que Moody's, dans son évaluation du risque global des entreprises de services publics canadiennes, accepte des ratios financiers plus faibles au Canada qu'aux États-Unis, pour une même notation de crédit.

[88] D'ailleurs, dans son *Request for comment* du 23 septembre 2013, Moody's réaffirme que pour une même notation de crédit, donc pour un risque global similaire, Moody's accepte des ratios financiers nettement moins favorables de la part d'entreprises de services publics internationales que de la part d'entreprises américaines.

⁵² Pièce B-0026, p. 34.

« US Utility Financial Metrics Are Higher Than Similarly Rated International Utility Peers

In comparing financial ratios we use in the rating methodology for Regulated Electric and Gas Utilities of approximately 150 utility companies in several developed international jurisdictions with credit supportive regulatory frameworks (including Canada and Japan), US regulated utilities exhibit stronger ratios relative to similarly rated regulated international peers. For example, US utilities produce ratios of cash flow to debt that are almost twice as high as similarly rated international peers. The analysis included utilities with senior unsecured ratings in the A or Baa rating categories, and included electric, gas, networks, and water utilities, using historical financial data from Moody's Financial Metrics, as adjusted.

We note that federal tax policies, including accelerated bonus depreciation, have helped increase cash flows for many US utilities in recent years. But even if we exclude these benefits, in this example, by reducing the ratio of cash flow to debt by 300 basis points as a simplifying assumption, we still see more robust cash flow to debt ratios, roughly 50% higher than international peers.

In addition, US regulated utilities have lower balance sheet leverage and a larger equity cushion to absorb losses than similarly rated international peers, which is in part driven by the respective regulatory framework. With that said, higher leverage exhibited by some of the international peers is a function of those specific regulatory environments and the overall rate recovery structure in those jurisdictions. US utilities also have a sizeable contribution towards their capitalization from generous federal tax policies through the use of deferred taxes »⁵³.

[89] La Régie n'est pas convaincue que la présentation des environnements réglementaires encadrant ou limitant les risques d'affaires des 24 entreprises opérantes, tels que présentés⁵⁴, puisse suffire à décrire la nature et surtout l'ampleur de la protection qui en découle.

⁵³ Pièce B-0076, p. 53-54.

⁵⁴ Pièce B-0007, annexes A et B, JMC-3 et JMC-4.

3.3.3 COMPARABILITÉ DES ÉTATS FINANCIERS DES SOCIÉTÉS DE GESTION CANADIENNES ET AMÉRICAINES

[90] Les Demandeurs ont noté que la Régie, dans des décisions antérieures, a exprimé certaines préoccupations quant à l'utilisation du modèle AFM, en particulier dans sa décision D-2010-147 dans laquelle elle affirmait :

« [46] Quant au modèle d'AFM, la Régie est d'avis que ce modèle comporte certaines difficultés pratiques, notamment quant à l'estimation du taux de croissance des dividendes des titres choisis. La Régie note que l'application de ce modèle, que ce soit par la méthode directe ou indirecte, se fait à partir de données américaines uniquement. La Régie note également que l'application de la méthode indirecte du modèle d'AFM se fait à partir des rendements réalisés des sociétés de gestion américaines qui incluent des actifs réglementés et non réglementés [note de bas de page omise] »⁵⁵. [les Demandeurs soulignent]

[91] La Régie constate que ni les Demandeurs, ni Concentric n'ont tenté de répondre à cette dernière réticence concernant la prise en compte de sociétés de gestion, déclinant la demande de commenter certaines observations sur les bilans des sociétés de gestion américaines qu'ils proposent.

[92] À la demande de la Régie d'« identifier et expliquer les principales raisons pouvant entraîner ces différences importantes dans la constitution des bilans des entreprises de service public américaines par rapport aux entreprises canadiennes », Concentric a répondu :

« With all due respect, the Régie's analysis includes holding company balance sheet information, which in many cases is not representative of the regulated operating company. For example, Florida Power and Light's equity ratio is 60.1%, and the holding company, NextEra Energy, is 40.9%. The Régie has computed financial statistics in the preamble that are not representative of the regulated entities. Concentric has been careful in its analysis to make such comparisons at the operating company level wherever such data is available. We therefore cannot interpret the data in a meaningful way as presented »⁵⁶.

⁵⁵ Pièce B-0104, p. 39.

⁵⁶ Pièce B-0075, p. 46.

[93] Le D^r Booth, pour sa part, a répondu que si le ratio de capitaux propres par rapport à la capitalisation de 49,1 % en moyenne pour les sociétés de gestion américaines, contre 36,4 % pour les sociétés canadiennes, diminue à 41,4 % contre 39,7 % lorsqu'on mesure les capitaux propres en pourcentage des immobilisations nettes, cela peut s'expliquer, en partie, en raison d'actifs intangibles liés à des fusions et acquisitions⁵⁷.

[94] La Régie considère toujours pertinent d'examiner la nature des différentes activités dans lesquelles les sociétés de gestion ont des participations, ainsi que leurs états financiers.

[95] Toutefois, elle note que les experts des Demandeurs affirment ne pas pouvoir interpréter les données financières provenant des sociétés de gestion qu'ils proposent comme comparables. Cependant, la Régie constate qu'ils utilisent :

- les dividendes des sociétés de gestion américaines;
- les estimations de croissance des bénéfices des analystes à l'égard des sociétés de gestion afin d'estimer les TRCP requis par les investisseurs, pour les sociétés de gestion, selon la méthode AFM;
- les notations de crédits des sociétés de gestion pour choisir leur échantillon de comparables américains;
- les ratios financiers (dette sur capital, ratios de couverture d'intérêt, ratio de dette / EBITDA, etc.) calculés à partir des états financiers des sociétés de gestion⁵⁸.

[96] Or, la Régie remarque que le TRCP de 9,2 % que MM. Coyne et Trogonoski proposent pour les Demandeurs découle directement des taux de rendement attendus par les investisseurs pour des sociétés de gestion qui comprennent des activités réglementées et non réglementées, du secteur de l'électricité, mais également du secteur du gaz naturel.

[97] À ce sujet, la Régie note qu'au cours de l'audience, ainsi que dans sa présentation⁵⁹, M. Coyne affirme que les sociétés de gestion formant l'échantillon américain tiraient 92 % de leur revenu du secteur réglementé de l'électricité :

⁵⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0032, p. 23.

⁵⁸ Pièce B-0007, annexe JMC-5.

⁵⁹ Pièce B-0093, p. 14.

« I would add that our US proxy group of regulated utilities, they have eighty-six percent (86%) of their operating income and ninety-two percent (92%) of the revenues from regulated electric utility operations, which, it's about as close as you can come when choosing these companies »⁶⁰.

[98] Ces données, tirées de la preuve de Concentric⁶¹, ne représentent toutefois pas la portion des revenus tirés des activités réglementées du secteur de l'électricité. La Régie constate que pour trois sociétés de gestion (Xcel Energy, Wisconsin Energy et Northeast Utilities), pour lesquelles le pourcentage de revenu tiré des activités réglementées du secteur de l'électricité est de 99 %, la lecture des rapports 10K soumis à la Securities and Exchange Commission (SEC) déposés en preuve donne un portrait différent.

[99] Selon les états financiers consolidés d'Xcel Energy⁶², les revenus liés à la distribution de gaz naturel représentent 15,2 % de ses revenus. Dans le cas de Wisconsin Energy, le secteur du gaz naturel représente 22,6 % de ses revenus⁶³, tandis que pour Northeast Utilities la proportion est d'un peu plus de 9 %⁶⁴.

[100] Plus fondamentalement, le rendement exigé est généralement proportionnel au risque perçu par les investisseurs. Ainsi, le rendement exigé d'un échantillon de sociétés de gestion est normalement proportionnel au risque perçu pour ces sociétés. La Régie considère qu'il est pertinent d'examiner les états financiers des sociétés de gestion et de comparer les bilans des sociétés de gestion américaines et canadiennes afin de s'assurer que le niveau de risque de ces sociétés de gestion correspond bien à celui des entreprises opérantes.

[101] La Régie juge important de s'assurer que le risque des entreprises est similaire avant d'appliquer à une entreprise de services publics réglementée un TRCP estimé par un modèle AFM calculé pour des sociétés de gestion. Ce n'est pas la méthode AFM qui est mise en cause par la Régie, mais plutôt la façon de l'utiliser.

⁶⁰ Pièce A-0040, p. 169-170.

⁶¹ Pièce B-0007, annexe JMC-1.

⁶² Pièce B-0026, p. 2746.

⁶³ *Ibid.*, p. 2872 et 2964.

⁶⁴ *Ibid.*, p. 1360.

3.3.4 DIFFÉRENTS TRAITEMENTS DES IMPÔTS DIFFÉRÉS EN RÉGLEMENTATION

[102] La question du traitement des impôts différés a été abordée à la suite des questions de la Régie aux experts de Concentric. Ayant observé, à l'annexe JMC-3, de grands écarts entre le ratio de capitaux propres présumés de certaines entreprises américaines, par exemple Gulf Power Company (Gulf Power) à 38,5 % et Connecticut Light & Power Company (CL&P) à 49,2 %⁶⁵, la Régie constate qu'ils sont essentiellement dus à la méthode utilisée par leur régulateur respectif afin de traiter les impôts différés.

[103] Au cours de l'audience, M. Coyne confirme l'existence de deux méthodes concernant le traitement des impôts différés⁶⁶ :

- le solde de l'impôt différé peut être déduit de la base de tarification;
- ou alors le solde de l'impôt différé peut être inclus dans la structure de capital de l'entreprise, à un coût de zéro, lorsque l'on calcule le taux de rendement de la base de tarification.

[104] Le choix de la méthode retenue a un impact direct sur le pourcentage de capitaux propres présumé par le régulateur.

[105] En effet, comme la Régie le constate dans la décision de la Florida Public Service Commission (FPSC), bien que les capitaux propres de Gulf Power représentent 46,26 % de sa structure de capital, la rémunération du TRCP de 10,25 % ne s'applique qu'à 38,5 % de la base de tarification. En effet, la FPSC exige que les impôts différés accumulés, représentant 15,3 % de la structure de capital de Gulf Power, soient déduits de la base de tarification à coût zéro⁶⁷.

[106] On peut remarquer, à l'annexe JMC-3, qu'à 38,5 %, il s'agit du ratio de capitaux propres le plus faible de l'échantillon américain, dont la moyenne est de 50,2 %. Il s'agit aussi d'un ratio assez semblable à ce que l'on retrouve au Canada, la moyenne de l'échantillon canadien suggéré se situant autour de 39 %⁶⁸.

⁶⁵ Pièce B-0007, annexe JMC-3, tableau 1.

⁶⁶ Pièce A-0040, p. 200-201.

⁶⁷ Pièce B-0026, p.4361-4362.

⁶⁸ Pièce B-0007, annexe JMC-3, tableau 1.

[107] Pour sa part, CL&P est réglementée par le Connecticut Department of Public Utility Control. Dans sa décision du 30 juin 2010⁶⁹, ce dernier accepte une proportion de capitaux propres de 49,2 %, sur lequel il autorise un TRCP de 9,40 %, applicable aux années 2011 et 2012⁷⁰. Ceci correspond à ce qui est présenté à l'annexe JMC-3⁷¹.

[108] Cette proportion de 49,2 % de capitaux propres s'applique toutefois à une base de tarification réduite de 21 %, proportion représentant les impôts différés accumulés⁷². Si CL&P avait utilisé la même méthode de traitement des impôts différés que Gulf Power, le pourcentage de capitaux propres passerait de 49,2 % d'une base de tarification réduite à 38,7 % d'une pleine base de tarification⁷³.

[109] Concentric admet que les deux méthodes utilisées en réglementation pour traiter les impôts différés sont équivalentes et que l'important n'est pas le pourcentage d'équité présenté, mais le montant en dollars :

« Concentric agrees that the method selected for treating deferred income taxes does not affect the utility's operating income, as shown in the above example.

For the operating companies in the U.S. electric proxy group for which information is available in the last rate case decision, six of the eight operating companies deduct deferred income taxes from rate base while the other two include it in rate base at zero cost. As Request 16.1 suggests, the operating income available to investors is the same regardless of the method for treating deferred income taxes. Further, utilities are allowed to recover their cost of debt. The dollar amount of equity and the dollar amount of long-term debt is the same between the two methods, so the operating income derived from both debt and equity is the same regardless of how deferred income taxes are treated »⁷⁴.

[110] Interrogé sur la question, le D^r Booth confirme que, d'une part, il n'y a à peu près pas d'impôts différés au Canada⁷⁵ et que, d'autre part, les deux méthodes donnent les mêmes résultats, quel que soit le pourcentage de capitaux propres qui en découle. Il

⁶⁹ Pièce B-0026, p. 3478 et suivantes.

⁷⁰ *Ibid.*, p. 3573-3574.

⁷¹ Pièce B-0007, annexe JMC-3, tableau 1.

⁷² Pièce B-0026, p. 3679.

⁷³ Pièce B-0075, p. 62.

⁷⁴ *Ibid.*, p. 62-63.

⁷⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0032, p. 25.

conclut que, ce qui importe dans le calcul des revenus requis, c'est le montant en dollars de capitaux propres⁷⁶.

[111] Même si les experts s'entendent pour dire que les deux méthodes sont équivalentes et donnent les mêmes résultats en termes de revenus requis, selon la Régie, une question demeure. Si toutes les autres entreprises de l'échantillon américain utilisaient la même méthode que Gulf Power pour tenir compte des impôts différés, quelle serait la proportion de capitaux propres présumée, affichée à l'annexe JMC-3?

[112] Pour la Régie, cette question justifie une certaine prudence avant d'accepter de considérer la structure financière des entreprises américaines comme parfaitement comparable, sans aucun ajustement requis.

[113] À la lumière de ce qui précède, la Régie ne retient pas l'argument voulant que le risque d'affaires moindre du Transporteur et du Distributeur, du fait qu'ils ne sont pas intégrés, est plus que compensé par un plus grand risque financier par rapport aux groupes de référence canadiens et américains.

[114] La Régie constate que le risque d'affaires ainsi que le risque réglementaire des Demandeurs ont diminué depuis leur dernier examen. Ainsi, la Régie est d'avis que le risque global du Transporteur et du Distributeur est inférieur à celui des entreprises américaines du groupe de référence.

[115] La Régie juge pertinent de considérer les résultats de l'échantillon d'entreprises américaines, mais juge approprié d'ajuster certaines de ces données de façon à rendre ce groupe de référence comparable.

3.4 MODÈLES UTILISÉS POUR ÉTABLIR LE COÛT DES CAPITAUX PROPRES

[116] Les experts entendus lors de l'audience utilisent des approches et des modèles légèrement différents pour estimer le TRCP des Demandeurs.

⁷⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0032, p. 32 et 37.

[117] En raison de certaines inquiétudes concernant les données utilisées et les résultats du MÉAF, les experts retenus par les Demandeurs utilisent un *MÉAF réconcilié*, ainsi que le modèle AFM appliqué à deux groupes d'entreprises de services publics, l'un canadien et l'autre américain⁷⁷. Étant donné les conditions actuelles de marché, Concentric croit qu'un plus grand poids devrait être accordé au modèle AFM, ainsi que sur les résultats de l'échantillon de titres américains.

« Placing principal reliance on the DCF model with U.S. electric utility proxy companies and selecting the lower end of the range for the lack of generation risk (even though we have not made any offsetting adjustment for higher financial risk) the estimated cost of equity for HQD and HQT is 9.2 percent. This recommended ROE is supported by the range of analytical results produced by the DCF analyses for both the Canadian and U.S. electric utility proxy groups, and can be reconciled with the CAPM with appropriate adjustments »⁷⁸.

[118] Pour sa part, le D^r Booth, utilise le MÉAF. Il valide l'estimation obtenue à l'aide du modèle AFM. Ce dernier porte sur l'ensemble du marché canadien et non sur un titre ou un échantillon de titres en particulier.

3.4.1 MODÈLE D'ÉVALUATION DES ACTIFS FINANCIERS

[119] Le MÉAF est représenté par l'équation suivante :

$$K = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f)$$

[120] Cette équation représente le taux de rendement (K) qu'un investisseur s'attend à recevoir d'un placement effectué sur un titre comportant un certain risque. Le rendement attendu pour ce titre (K) correspond au rendement qui pourrait être obtenu par un investissement sans risque (R_f), auquel est ajoutée une prime de risque. Cette prime, propre au titre évalué, est proportionnelle au risque du marché (R_m - R_f). Ce dernier est estimé par la différence entre le rendement généré par un portefeuille de titres diversifié (R_m) et celui d'un investissement sans risque (R_f). La relation entre le risque du marché et le risque associé au titre est exprimée par le facteur bêta (β).

⁷⁷ Pièce B-0007, p. 6-7.

⁷⁸ *Ibid.*, p. 11.

[121] Dans sa première évaluation du MÉAF, Concentric obtient un TRCP avant frais d'émission pour les titres canadiens de 7,81 %. Concentric utilise un taux sans risque de 4,23 %, un β ajusté de 0,54 et une PRM de 6,67 % à la fois historique et prospective. Elle juge néanmoins le résultat non raisonnable : « *This return would not be within the reasonable range of ROE estimates, and in Concentric's opinion would not meet the measures of a fair return* »⁷⁹.

[122] Messieurs Coyne et Trogonoski ne retiennent que le résultat du MÉAF réconcilié du groupe de comparables américains, qui donne un TRCP de 8,17 % avant frais d'émission, pour estimer le rendement approprié pour les Demandeurs. En ajoutant 30 points de base pour frais d'émission, ils obtiennent un sous-total de 8,47 %, auquel ils ajoutent une variable d'ajustement de 0,75 %, ce qui porte le TRCP à 9,2 %⁸⁰.

[123] Dans leur preuve, MM. Coyne et Trogonoski justifient l'ajout de cette variable d'ajustement, et plus particulièrement l'ampleur de cet ajustement à hauteur de 75 points de base, par le fait qu'ils visent ainsi à combler la différence entre le résultat du MÉAF et les résultats des modèles AFM : « *Finally, we made a further adjustment of 0.75 percent to reconcile the differences between the CAPM results and the DCF model* »⁸¹.

[124] Le D^r Booth utilise le modèle MÉAF, qu'il considère être le modèle le plus largement utilisé par les entreprises afin d'estimer leur coût des capitaux propres⁸². En utilisant un taux sans risque de 3,60 %, une prime au risque de marché entre 5,0 % et 6,0 %, une variable β se situant entre 0,45 et 0,55 et incluant une compensation pour frais d'émission de 0,50 %, il obtient ainsi un TRCP entre 6,35 % et 7,40 %.

[125] Le D^r Booth propose par ailleurs deux ajustements : le premier pour les écarts de crédit et le second pour tenir compte des effets de la politique de la Fed, qu'il identifie comme l'*Operation Twist Adjustment (opération twist)*⁸³. Après ces ajustements, il établit la fourchette d'un TRCP juste et raisonnable entre 7,00 % et 8,05 %. Il recommande un TRCP, arrondi au point milieu de la fourchette, soit un taux de 7,50 % pour l'année 2014.

[126] De l'avis de la Régie, l'utilisation par Concentric d'un MÉAF réconcilié, tel que proposé, revient à accorder une pondération nettement prépondérante aux résultats du

⁷⁹ Pièce B-0007, p. 12.

⁸⁰ *Ibid.*, p. 11-13.

⁸¹ *Ibid.*, p. 77.

⁸² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 29.

⁸³ *Ibid.*, p. 52.

modèle AFM, au détriment du modèle MÉAF, compte tenu de l'ampleur de l'ajustement suggéré ainsi que du but recherché, soit de ramener essentiellement le TRCP obtenu aux résultats que donnent leurs modèles AFM.

3.4.1.1 Taux sans risque

[127] La preuve déposée par les différents experts démontre clairement qu'il est nécessaire d'ajuster à la hausse la première variable utilisée dans le MÉAF, soit le taux sans risque. Les experts conviennent que les taux à long terme sont actuellement anormalement bas.

[128] Concentric utilise un taux sans risque de 4,23 % dans son modèle MÉAF réconcilié. Cette estimation du taux sans risque repose sur une nouvelle approche proposée par Concentric. Cette approche est justifiée par les Demandeurs, dans leur argumentation, par l'affirmation du fait qu'en raison des taux d'intérêts obligataires historiquement bas, un ajustement à la hausse du taux sans risque utilisé dans le modèle MÉAF, portant ce dernier entre 3,95 % et 4,23 % était requis⁸⁴.

[129] Afin d'établir le taux sans risque de 4,23 %, Concentric a utilisé la prévision du taux moyen des obligations 10 ans projeté par Consensus Forecasts pour la période 2013 à 2018⁸⁵. Selon les Demandeurs, cet ajustement est minimal, compte tenu de la hausse de 90 points de base du taux moyen des obligations 10 ans du gouvernement canadien depuis le dépôt de l'expertise de Concentric.

[130] L'expert de l'AQCIE/CIFQ suggère d'utiliser un taux sans risque de 3,95 %, soit un taux de 3,60 % pour les obligations à long terme du gouvernement auquel il ajoute 35 points de base pour l'impact estimé de l'*opération twist*.

[131] La Régie note que l'AQCIE/CIFQ s'oppose à l'approche utilisée par l'expert des Demandeurs, soulignant que, pour la première fois, un expert utilise une projection de cinq ans aux fins de la détermination du taux sans risque utilisé dans le modèle MÉAF. Étant donné que le taux sans risque constitue la première composante d'un calcul menant à une recommandation de taux de rendement pour l'année témoin 2014, il lui apparaît

⁸⁴ Pièce B-0104, p. 3.

⁸⁵ *Ibid.*, p. 21.

plus logique d'utiliser une prévision sur le même horizon que celui du taux de rendement, soit la période d'un an correspondant à l'année témoin projetée⁸⁶.

[132] Les Demandeurs répliquent que le seul différend réside dans la méthodologie utilisée afin d'ajuster le taux sans risque, et non dans la nature ou la nécessité d'un tel ajustement⁸⁷.

[133] La Régie constate que la prévision de taux sans risque de 4,23 % de Concentric est basée sur la moyenne de 3,62% des taux des obligations Canada 10 ans de la publication Consensus Forecasts d'octobre 2012, pour les six années de 2013 à 2018⁸⁸. Afin d'estimer le taux des obligations 30 ans, Concentric ajoute un écart de rendement de 61 points de base au taux des 10 ans, pour arriver au taux proposé de 4,23 %. Il est à noter que, selon le Consensus Forecasts, ce n'est qu'à la fin des années 2015-2016 que les taux des obligations du Canada 10 ans devraient atteindre ou dépasser le cap des 3,62 %⁸⁹.

[134] La Régie considère que l'utilisation d'une prévision de taux sur cinq ans afin de prévoir les taux de l'année qui vient est inhabituelle. Cependant, elle considère que l'estimation de 4,23 % qui en découle, dans le présent dossier, n'est pas déraisonnable.

[135] La Régie ne retient pas l'opinion de M. Coyne selon laquelle cet ajustement est minimal compte tenu de la hausse de 90 points de base du taux des obligations 10 ans depuis le dépôt de l'expertise de Concentric⁹⁰. La Régie note que les taux des obligations Canada 10 ans étaient, au moment du dépôt de la preuve, en avril 2013, à 1,7 %⁹¹ et qu'ils se situaient, au moment de l'audience, autour de 2,6 %, effectivement en hausse de près de 90 points de base.

[136] Cependant, Concentric utilise une estimation de 3,62 % pour les obligations du Canada 10 ans, ce qui anticipe donc déjà une hausse de 1,9 % par rapport au taux de 1,7 % observé en avril 2013.

⁸⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 20-21.

⁸⁷ Pièce B-0157, p. 8.

⁸⁸ Pièce B-0007, p. 69.

⁸⁹ Les prévisions de taux d'intérêt pour les obligations 10 ans du Canada étaient effectivement estimées à 2,2 % pour l'année 2013; 2,7 % en 2014; 3,6 % en 2015; 4,2 % en 2016; 4,5 % en 2017; 4,5 % en 2018+. Tiré de *Consensus Forecasts*, 8 octobre 2012, p. 28.

⁹⁰ Pièce B-0104, p. 3.

⁹¹ Pièce B-0026, p. 154.

[137] Au cours de l'audience et dans leur argumentation écrite, les Demandeurs ont affirmé ce qui suit :

« Ajoutons, comme l'a fait le témoin Coyne à l'audience, que la hausse de taux anticipée par Consensus Forecasts au printemps 2013 s'est depuis confirmée, et que le taux moyen des obligations de 10 ans, établi à 3,62 % aux fins de l'expertise de Concentric, est aujourd'hui de 4,52 %, soit une majoration de 90 points haussant significativement le taux sans risque établi sur cette base »⁹².

[138] Sur ce dernier point, les Demandeurs réfèrent au témoignage de M. Coyne, lors du contre-interrogatoire effectué par le procureur de l'AQCIE/CIFQ, durant lequel M. Coyne a affirmé :

« I'm not making a judgment as to what this risk-free rate is. I'm simply using that at a consensus economic forecast and, as I also noted, since I conducted that analysis, that forecast was three point six two percent (3.62%) over that five year horizon and today, it stands at four point five two percent (4.52%). So, when we submitted this testimony back in April, that was anticipatory to this evolution of bond yields and I think we've now seen that has come true »⁹³.

[139] La Régie constate que, selon le Consensus Forecasts d'octobre 2013, les nouveaux estimés de taux d'intérêt pour les obligations 10 ans du gouvernement canadien pour la même période 2013-2018 n'étaient pas de 4,52 % en moyenne, mais bien de 3,77 %, soit une hausse de seulement 15 points de base par rapport à octobre 2012.

[140] Pour ces raisons, la Régie ne retient pas la méthodologie utilisée par les experts des Demandeurs pour justifier un taux sans risque de 4,23 %. La Régie est toutefois d'accord avec le fait que le seul différend réside dans la méthodologie de calcul de l'ajustement, non pas dans sa nature ni sa nécessité.

[141] Pour ces motifs, la Régie retient une fourchette de taux sans risque de 3,95 % à 4,20 %.

⁹² Pièce B-0104, p. 22.

⁹³ Pièce A-0041, p. 131-132.

3.4.1.2 Risque d'un distributeur et transporteur repère

[142] Le risque d'un distributeur ou un transporteur repère est mesuré par le facteur β . Celui-ci représente le différentiel de risque entre une société repère et le marché en général.

[143] Les experts des Demandeurs notent d'abord que, dans la décision D-2010-147⁹⁴, la Régie n'acceptait pas l'argument que les β des entreprises des services publics se dirigeaient vers la moyenne du marché de 1 mais qu'ils se dirigeaient plutôt vers la moyenne de l'industrie, entre 0,50 et 0,60⁹⁵.

[144] Ils proposent comme alternative, d'utiliser un autre type de β ajusté consistant en une moyenne des β ajustés vers le marché (0,64 pour les titres de l'échantillon américain) et des β ajustés vers la moyenne de l'industrie (0,54 aux États-Unis), soit un β de 0,59 pour les titres américains et 0,54 pour les titres canadiens⁹⁶. Il faut toutefois rappeler que MM. Coyne et Trogonoski n'utilisent que les résultats du MÉAF américain, donc un β de 0,59.

[145] Le D^r Booth, pour sa part, utilise une fourchette de β ajustés vers la moyenne du secteur, soit entre 0,45 et 0,55. Il utilise, entre autres, les β bruts calculés par la firme RBC Securities, qu'il ajuste à la hausse en soulignant qu'il est nécessaire de faire preuve de jugement en la matière.

[146] Dans sa décision D-2011-182⁹⁷, la Régie affirmait :

« [224] En ce qui a trait à l'utilisation de bêta ajustés, la Régie retient la conclusion qu'elle a déjà exprimée dans ses décisions antérieures [note de bas de page omise]. L'explication couramment utilisée dans les milieux de la recherche financière pour justifier un ajustement des bêta bruts, soit la tendance observée sur le plan empirique pour les bêta en général d'évoluer à terme vers la moyenne du marché qui est de un, ne peut être valablement retenue dans le cas d'une entreprise réglementée. En présence de droits exclusifs de distribution, il apparaît difficile de concevoir comment le risque propre à cette activité pourrait se

⁹⁴ Pièce B-0119.

⁹⁵ Pièce B-0007, p. 73.

⁹⁶ *Ibid.*, annexe JMC-6, colonnes [4], [6], et [7].

⁹⁷ Dossier R-3752-2011 Phase 2, pièce A-0071, p. 56.

modifier substantiellement à la hausse et évoluer vers le risque du marché au fil des ans »⁹⁸.

[147] Concentric utilise des β ajustés, à 50 % vers le β moyen de l'industrie et à 50 % vers le β de marché qui est de 1. C'est ainsi qu'elle obtient un β de 0,54 au Canada et de 0,59 aux États-Unis. La Régie constate que le β ajusté vers le β moyen de l'industrie, en conformité avec ses décisions passées, tel que calculé par Concentric, serait plutôt de 0,46 pour l'échantillon de titres canadiens et de 0,54 pour l'échantillon américain, soit un β moyen de 0,50⁹⁹.

[148] Dans le dossier R-3690-2009¹⁰⁰ de Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), la Régie s'était prononcée sur le sujet :

« Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le bêta d'un distributeur repère dans une fourchette de 0,50 à 0,55 »¹⁰¹.

[149] Dans la décision D-2011-182¹⁰², portant sur Gaz Métro, la Régie a révisé à la hausse le β d'un distributeur de gaz naturel repère :

« [225] Ceci ne résout toutefois pas nécessairement de façon entière la problématique reliée à la qualité des bêta bruts et à leur capacité à prédire correctement les rendements dans le cadre de l'application du MÉAF. Il demeure difficile de déduire la valeur du β de façon objective à partir des données observées sur les marchés pour les sociétés retenues dans les échantillons. En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le bêta d'un distributeur repère dans une fourchette de 0,50 à 0,60 »¹⁰³.

[150] N'ayant pas été convaincue de la justification d'utiliser des β ajustés à la moyenne du marché, la Régie réaffirme qu'en présence de droits exclusifs de distribution, il apparaît difficile de concevoir comment le risque propre à cette activité pourrait se modifier substantiellement à la hausse et évoluer vers le risque du marché au fil des ans. **Aussi, la Régie rejette la nouvelle méthode d'estimation des β présentée par Concentric.**

⁹⁸ Pièce B-0122, p. 56.

⁹⁹ Pièce B-0007, annexe JMC-6, colonne [4].

¹⁰⁰ Pièce A-33, p. 65, par. 270.

¹⁰¹ Pièce B-0117, p. 65.

¹⁰² Dossier R-3752-2011 Phase 2, pièce A-0071, p. 56-57.

¹⁰³ Pièce B-0122, p. 56-57.

[151] Compte tenu de ce qui précède, la Régie considère qu'une fourchette de β ajustés vers la moyenne de l'industrie d'entre 0,48 et 0,58 est raisonnable pour un distributeur et transporteur repère.

3.4.1.3 Risque du Transporteur et du Distributeur

[152] Dans sa décision D-2003-93, la Régie examine le risque d'affaires du Distributeur.

« La Régie considère que les risques d'affaires du Distributeur sont inférieurs à ceux des compagnies gazières et électriques comparables et dont les taux de capitalisation sont, selon la preuve, de l'ordre de 35 % à 45 %.

[...]

Compte tenu que le risque global du Distributeur est inférieur à celui de la moyenne de ses comparables, entre autres à cause de faibles risques d'affaires dus à un accès exclusif à un bloc d'électricité de 165 TWh au prix fixé de 2,79 ¢/kWh permettant au Distributeur de stabiliser son approvisionnement pour plusieurs années, la Régie est d'opinion, à partir des preuves qui lui ont été soumises, qu'il est raisonnable d'établir le bêta du Distributeur à 0,55 pour les fins de détermination de son taux de rendement sur l'avoir propre »¹⁰⁴.

[153] Dans sa présentation, le D^f Booth explique : *« Electricity transportation is usually regarded as the lowest risk utility asset with electricity distribution the second lowest, mainly because there is revenue variability built into the rate design »¹⁰⁵*. Cette opinion est généralement reconnue et corroborée par Moody's¹⁰⁶.

[154] Le Transporteur, reconnu pour avoir un risque plus faible que celui du Distributeur, s'est vu octroyer à l'époque un β de 0,53. Puisque le Transporteur a un β de 0,53 et que le Distributeur a un β de 0,55, sur une base pondérée par leurs capitaux propres, les deux entités réunies auraient un β de 0,538¹⁰⁷.

¹⁰⁴ Dossier R-3492-2002, p. 51 et 73.

¹⁰⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0039, p. 6.

¹⁰⁶ Pièce B-0076, p. 48.

¹⁰⁷ β pondéré par les capitaux propres de HQD et HQT: $(41\% * 0,55) + (59\% * 0,53) = 0,538$.

[155] Or, le risque d'affaires semble avoir diminué depuis la fixation de ces β . De plus, si, selon Concentric, un β ajusté canadien est de 0,54 et que l'ajustement vers le β du marché de 1 est rejeté, et comme les deux entités réunies sont considérées comme étant à moindre risque, leur β devrait être inférieur à 0,54.

[156] Sur la base de la preuve présentée, la Régie considère qu'un β moyen pour les Demandeurs de 0,53 est raisonnable dans le contexte actuel. Ce β de 0,53 représente également le point milieu de la fourchette pour un distributeur/transporteur d'électricité repère de 0,48 à 0,58.

3.4.1.4 Prime de risque de marché

[157] En ce qui concerne la PRM, les experts des Demandeurs utilisent une moyenne de quatre valeurs : une PRM historique canadienne de 5,38 %, une PRM historique américaine de 6,60 %, une PRM prospective canadienne de 6,14 % et une PRM prospective américaine de 8,55 %. Ils obtiennent ainsi une PRM de 6,67 % qu'ils appliquent au MÉAF.

[158] En réponse aux questions de la Régie, Concentric confirme¹⁰⁸ que la PRM prospective américaine de 8,55 % est obtenue en utilisant un taux de croissance à long terme des bénéfices de 10,39 % par année, appliqué au modèle de flux monétaire actualisé à taux constant, donc à perpétuité. Une telle prime au risque suppose que le marché boursier américain devrait offrir une performance de plus de 12,78 % au cours des prochaines années, voire à perpétuité¹⁰⁹.

[159] La justification avancée par les Demandeurs en faveur de l'utilisation d'une PRM prospective, est :

« qu'en raison de variations hors normes d'écart de crédit, la prime de risque du marché requise aux fins de l'application du MÉAF demeure significativement inférieure aux balises historiques. Cette prime doit donc faire l'objet d'un ajustement à la hausse oscillant entre 60 points (6,10 %) et l'équivalent implicite inclus dans une prime de risque du marché de 6,67 % »¹¹⁰.

¹⁰⁸ Pièce B-0075, p. 88.

¹⁰⁹ Pièce B-0007, annexe JMC-7.

¹¹⁰ Pièce B-0104, p. 3.

[160] De plus, ils ajoutent :

« Ainsi, l'ajustement à la prime de risque du marché reconnu par la Régie en raison de ces variations d'écart de crédit hors normes est capté par la méthodologie et intégré aux données proposées par Concentric puisqu'elles s'appuient sur des estimations prospectives tenant compte de ces variations. Aucun ajustement additionnel ou postérieur à la prime de risque du marché n'est donc requis [...] »¹¹¹.

[161] Pour sa part, l'AQCIE/CIFQ critique la justification fournie par les Demandeurs pour l'utilisation des données prospectives aux fins d'obtenir une PRM de 6,67 %. Il précise que ce sont essentiellement les données prospectives qui contribuent à augmenter le résultat de la PRM proposée par Concentric, notamment la PRM prospective américaine de l'ordre de 8,55 %¹¹².

[162] L'AQCIE/CIFQ rappelle que les Demandeurs justifient l'utilisation de PRM prospectives comme méthode alternative à l'ajustement pour les écarts de crédit. Il s'oppose à ce qu'un ajustement essentiellement variable, ponctuel et temporaire puisse servir de justification à l'adoption d'une approche permanente, telle l'utilisation de PRM prospectives¹¹³.

[163] Le D^r Booth utilise plutôt une PRM basée sur les données canadiennes et américaines historiques, remontant à 1923, soit une PRM de 4,5 % pour le marché canadien, et de 5,8 % pour le marché américain¹¹⁴. Après avoir également considéré des PRM historiques sur d'autres périodes ainsi que les résultats du sondage du professeur Fernandez, entre autres, il ajuste légèrement à la hausse sa fourchette de PRM, soit entre 5,0 % et 6,0 %.

[164] Selon la Régie, la méthodologie utilisée par Concentric pour calculer la PRM prospective est contestable. Premièrement, elle repose sur des estimations d'analystes qui se révèlent souvent trop optimistes. Deuxièmement, en utilisant le modèle AFM à taux constant, on fait l'hypothèse que ce taux de croissance à court terme, 10,39 % par année en l'occurrence, va se perpétuer.

¹¹¹ Pièce B-0104, p. 25.

¹¹² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 25.

¹¹³ *Ibid.*, p. 25-26.

¹¹⁴ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 23.

[165] La Régie considère la valeur de ces PRM prospectives peu fiable.

[166] Dans sa décision D-2011-182, la Régie réaffirmait sa position à cet égard :

« [215] La Régie souligne qu'elle a statué dans le passé sur l'établissement de la prime de risque de marché à partir de moyennes arithmétiques des données historiques ainsi que sur les sources de données pour établir cette prime de risque de marché. La Régie décide de faire porter son appréciation sur les données historiques à partir d'études autant canadiennes qu'américaines qui lui donnent accès à des données fiables et mises à jour de façon régulière.

[216] La Régie maintient l'établissement de la prime de risque du marché sur la base de la moyenne arithmétique des rendements observés sur les marchés.

[217] La Régie souligne également que dans sa décision D-2009-156, aux fins d'estimer la prime de risque du marché, elle utilisait des proportions égales pour les données canadiennes et américaines. La Régie utilise la même approche en tenant compte de la preuve au présent dossier.

[218] Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit la prime de risque du marché dans une fourchette variant de 5,50 % à 5,75 % »¹¹⁵.

[167] Le seul élément qui semble avoir changé depuis cette décision, c'est la nouvelle justification fournie par les experts des Demandeurs quant à l'intégration, dans la PRM, de l'ajustement pour écarts de crédit.

[168] La Régie considère que l'ajustement pour les écarts de crédit constitue un ajustement temporaire et qui devrait normalement s'inverser.

[169] La Régie ne retient pas la justification évoquée par les Demandeurs pour l'utilisation de PRM prospectives. Elle maintient que l'établissement de la PRM doit s'appuyer sur des données historiques.

[170] La Régie note, par ailleurs, que Concentric calcule les PRM historiques différemment de ce qui est habituellement présenté. En effet, les PRM du marché

¹¹⁵ Dossier R-3752-2011 Phase 2, pièce A-0071, p. 55.

américain pour la période 1926-2011 qu'elle utilise, soit 6,60 %, proviennent de la moyenne arithmétique de la différence entre le rendement total annuel du marché boursier américain, le S&P 500, et le revenu courant d'obligations américaines à long terme :

« In the U.S., Morningstar/Ibbotson risk premia data are available from 1926-2011 and result in a 6.60 percent risk premium, the arithmetic mean of the premium of the returns on the S&P 500 over long-term government bond income returns »¹¹⁶.

[171] La Régie remarque que les rendements utilisés par Concentric, pour le marché boursier, incluent les revenus courants en dividende, ainsi que les gains ou pertes en capital, ce qu'on appelle le rendement total. Pour les obligations, par contre, elle n'utilise que les rendements courants, en excluant les gains et pertes sur le capital, dont tout investisseur bénéficie ou qu'il doit assumer. Autrement dit, les rendements du marché boursier et celui du marché obligataire ne sont pas calculés sur la même base par Concentric.

[172] La Régie est d'avis que dans un environnement où la tendance à long terme des taux d'intérêt est à la baisse, comme c'est généralement le cas depuis plus de 30 ans, la méthode utilisée par Concentric sous-estime le rendement des obligations, et par conséquent, surestime la PRM.

[173] La Régie, en utilisant les mêmes sources de données que celles utilisées par Concentric¹¹⁷ et pour la même période 1926-2011, obtient une PRM de 5,63 % plutôt que 6,60 % utilisée par Concentric, lorsque la PRM est calculée à partir de la différence entre le rendement total du marché boursier et le rendement total des obligations.

[174] **Pour l'ensemble de ces raisons, la Régie retient une fourchette de primes de risque de marché se situant entre 5,50 % et 5,75 %.**

3.4.1.5 Résultats

[175] Si on résume l'approche du « MÉAF réconcilié » de Concentric, en utilisant un taux sans risque de 4,23 %, un β américain de 0,59 et une PRM de 6,67 %, elle obtient un rendement de 8,17 %, auquel elle ajoute 30 points de base pour frais d'émission, pour un

¹¹⁶ Pièce B-0007, p. 75.

¹¹⁷ Ibbotson *SBBI Classic Yearbook 2013*, p. 184-185 et p. 194-195. Le calcul a été limité aux années 1926-2011.

total de 8,47 %. Concentric ajoute finalement un ajustement pour autres modèles de 0,75 % pour arriver à une recommandation de TRCP de 9,2 %.

[176] Le D^r Booth retient plutôt un taux sans risque de 3,6 % dans son modèle MÉAF. Il utilise des β de 0,45 à 0,55 et des PRM de 5,0 % à 6,0 %, ainsi qu'une allocation de 0,50 % pour frais d'émission. Cet expert recommande donc un TRCP à l'intérieur d'une fourchette de 6,35 % à 7,40 %¹¹⁸.

[177] Il ajoute enfin un ajustement de 30 points de base pour tenir compte des écarts de rendement pour le risque de crédit, plus un ajustement de 35 points de base pour l'*opération twist*, et obtient ainsi son estimation finale variant de 7,00 % à 8,05 % de rendement pour 2014, avec comme point milieu 7,50 %¹¹⁹.

3.4.2 MODÈLE D'ACTUALISATION DES FLUX MONÉTAIRES

[178] Monsieur Coyne propose trois variantes du modèle AFM pour l'échantillon de titres américains (à taux constant, soutenable et multi-stages), et deux pour l'échantillon canadien (à taux constant et multi-stages). Le résultat de ces variantes donne en moyenne un TRCP de 10,84 % pour l'échantillon canadien et 9,41 % pour l'échantillon américain, en incluant des frais d'émission de 30 points de base.

[179] Selon les Demandeurs, le modèle AFM serait particulièrement approprié pour déterminer le rendement des capitaux propres d'entreprises réglementées de services publics au Canada. Ils suggèrent également que la Régie est fondée de pondérer son analyse du rendement raisonnable sur la base de sources fiables de données américaines¹²⁰.

[180] Les Demandeurs affirment également que le modèle AFM et ses variantes sont utilisés largement et de façon prépondérante par les régulateurs américains. De plus, au Canada, un nombre croissant de régulateurs prennent en compte les résultats de l'application de l'AFM dans la détermination d'un rendement raisonnable sur les capitaux propres¹²¹.

¹¹⁸ $6,35 \% = [3,6 \% + (0,45 * 5,0 \%) + 0,50 \%]$; $7,40 \% = [3,6 \% + (0,55 * 6,0 \%) + 0,50 \%]$.

¹¹⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 52.

¹²⁰ Pièce B-0104, p. 3.

¹²¹ *Ibid.*, p. 19.

[181] La preuve déposée par Concentric présente clairement les hypothèses sous-jacentes au modèle AFM à taux constant : (1) un taux de croissance moyen constant pour les bénéfiques et les dividendes, (2) un ratio de distribution des dividendes stable, (3) un ratio cours/bénéfice constant et finalement (4) un taux d'escompte plus grand que le taux de croissance prévu¹²².

[182] Les Demandeurs soulignent, dans leur argumentation, certaines décisions et préoccupations de la Régie concernant l'application du modèle AFM. Les Demandeurs réfèrent à un passage de la décision D-2010-147 :

« [46] *Quant au modèle d'AFM, la Régie est d'avis que ce modèle comporte certaines difficultés pratiques, notamment quant à l'estimation du taux de croissance des dividendes des titres choisis. La Régie note que l'application de ce modèle, que ce soit par la méthode directe ou indirecte, se fait à partir de données américaines uniquement. La Régie note également que l'application de la méthode indirecte du modèle d'AFM se fait à partir des rendements réalisés des sociétés de gestion américaines qui incluent des actifs réglementés et non réglementés* [note de bas de page omise] »¹²³. [les Demandeurs soulignent]

[183] Afin de répondre à ces préoccupations, la preuve de Concentric porte, entre autres, sur la question du biais des analystes. Le biais optimiste réfère à la tendance présumée, de la part des analystes, à prévoir des taux de croissance des bénéfiques plus élevés que ceux réellement réalisés. Si un tel biais était présent dans les prévisions de bénéfiques des analystes, cela pourrait créer une surestimation du coût en capital estimé à partir des modèles AFM, affirment les experts des Demandeurs¹²⁴.

[184] Or, selon ces derniers, ce biais aurait disparu à la suite des changements à la réglementation, notamment le *Regulation FD* adopté en août 2000 par la SEC, ainsi que le *Global Analyst Research Settlement* adopté en 2002¹²⁵.

[185] Afin d'appuyer leurs prétentions, les Demandeurs citent un court extrait d'un article du *Financial Analyst Journal* qui conclut que ce biais est pratiquement disparu.

¹²² Pièce B-0007, p. 87.

¹²³ Pièce B-0104, p. 39.

¹²⁴ Pièce B-0007, p. 92.

¹²⁵ *Ibid.*, p. 93.

« Introduced in 2002, the Global Settlement and related regulations had an even bigger impact than Reg FD on analyst behavior. After the Global Settlement, the mean forecast bias declined significantly, whereas the median forecast bias essentially disappeared. Although disentangling the impact of the Global Settlement from that of related rules and regulations aimed at mitigating analysts' conflicts of interest is impossible, forecast bias clearly declined around the time the Global Settlement was announced. These results suggest that the recent efforts of regulators have helped neutralize analysts' conflicts of interest »¹²⁶.

[186] Pour sa part, l'AQCIE/CIFQ rappelle que dans la décision D-2011-182, la Régie précisait que s'il était nécessaire de prendre en considération les résultats des modèles AFM *« malgré les faiblesses mentionnées plus haut »*, il importe de rappeler le paragraphe 242 statuant que, selon la Régie, *« [...] le MÉAF demeure le modèle de référence le plus approprié pour servir de guide dans la détermination d'un taux de rendement raisonnable sur l'avoir de l'actionnaire »¹²⁷.*

[187] Se référant aux décisions D-2010-147 et D-2011-182, l'AQCIE/CIFQ ajoute que dans deux décisions auxquelles les Demandeurs réfèrent, le modèle AFM a plutôt été reconnu à titre de source secondaire seulement et elles ont toutes deux apporté un modeste ajustement de l'ordre de 25 à 50 points de base pour tenir compte de ces résultats¹²⁸.

[188] La question du biais d'optimisme des analystes a été abordée par le D^f Booth qui cite deux études arrivant à des conclusions différentes de celle déposée par Concentric :

« Easton and Sommers, for example, have documented the optimism bias at 2.84% and in their conclusions (page 1012) state: « We show that, on average, the difference between the estimate of the expected rate of return based on analysts' earnings forecasts and the estimated based on current earnings realizations is 2.84% »¹²⁹.

[189] L'autre étude citée par le D^f Booth, reprise par le Globe and Mail, a été produite en 2010 par la firme McKinsey & Company. Les conclusions de cette dernière sont en complète contradiction avec celles présentées par Concentric :

¹²⁶ Pièce B-0007, p. 95.

¹²⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 7.

¹²⁸ *Ibid.*, p. 11.

¹²⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0027, p. 15.

« Since then, major scandals involving tainted research have come to light, Wall Street's biggest firms have paid \$1.4-billion (U.S.) in penalties for those practices, and regulators have put rules in place aimed at creating equity research with more independence and distance from the investment-banking side of the business. Unfortunately, McKinsey reports, the changes have had little effect on the accuracy of analysts' projections »¹³⁰. [nous soulignons]

[190] L'AQCIE/CIFQ souligne, parmi d'autres difficultés liées au modèle AFM, l'impossibilité d'avoir recours à un grand nombre de sociétés canadiennes comme titres de référence. Ceci oblige, à toutes fins utiles, à se tourner vers des sociétés de gestion américaines aux fins des calculs requis pour l'application du modèle AFM¹³¹.

[191] Sur la question de la comparabilité des échantillons d'entreprises américaines et canadiennes, le D^f Booth affirme que les TRCP basés sur des données américaines sont plus élevés pour deux raisons principales : tout d'abord, parce que les marchés financiers américains ont toujours été plus risqués, comme l'indique la PRM plus élevée aux États-Unis. Ensuite, parce que même si les principes de la réglementation sont similaires des deux côtés de la frontière, leur application est largement différente. Ceci implique que des ajustements importants sont de mise¹³².

[192] Au strict minimum, un ajustement de 60 points de base, correspondant au différentiel de taux d'intérêt sans risque à long terme (4,35 % aux États-Unis contre 3,75 % pour les obligations 30 ans au Canada prévu encore à la fin 2014, selon RBC), doit être appliqué selon lui¹³³.

[193] Enfin, selon l'AQCIE/CIFQ, il y a également des différences entre l'environnement d'affaires aux États-Unis et au Canada :

« Fondamentalement, l'environnement réglementaire et financier dans lequel les entreprises américaines exercent leurs activités est beaucoup plus volatil et risqué qu'au Canada. Nous ne saurions trop insister sur le fait que, malgré des paramètres financiers beaucoup plus généreux au niveau du ratio d'équité et des rendements autorisés, les entreprises de services publics américaines ont des β beaucoup plus élevés et ne parviennent pas à obtenir des cotes de crédit équivalentes ou supérieures à celles de leurs paires au Canada »¹³⁴.

¹³⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0027, 30-31.

¹³¹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 35.

¹³² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 72.

¹³³ *Ibid.*, p. 75.

¹³⁴ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 40.

[194] L'AQCIE/CIFQ affirme que le modèle AFM, au Canada, n'est parfois utilisé qu'à titre secondaire, ou encore, utilisé sur le même pied que le modèle MÉAF, mais en y apportant les ajustements nécessaires pour refléter les différences fondamentales entre les marchés canadiens et américains¹³⁵.

3.4.3 ESTIMATION DE TRCP À PARTIR DES MODÈLES AFM

[195] Comme seule Concentric a présenté des estimations de TRCP à partir des modèles AFM, les seules données et résultats pour des échantillons d'entreprises comparables déposés en preuve sont les siens, résumés au tableau suivant.

TABLEAU 1
RÉSULTATS DE CONCENTRIC POUR LE MODÈLE AFM

Données moyennes de marché par horizon de temps	Croissance constante	Croissance soutenable	Multi-stages	Moyenne
Canada				
30 jours	11,83%	N/A	9,04%	10,445%
90 jours	11,93%	N/A	9,17%	10,55%
180 jours	11,99%	N/A	9,24%	10,62%
Moyenne	11,92%		9,15%	10,54%
Frais d'émission	0,30%		0,30%	0,30%
Taux de rendement moyen	12,22%		9,45%	10,84%
États-Unis				
30 jours	9,23%	8,85%	9,08%	9,05%
90 jours	9,34%	8,96%	9,20%	9,16%
180 jours	9,27%	8,90%	9,13%	9,10%
Moyenne	9,28%	8,90%	9,13%	9,11%
Frais d'émission	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%
Taux de rendement moyen	9,58%	9,20%	9,44%	9,41%

Source : pièce B-0104, p. 47-48.

¹³⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 10.

[196] La Régie remarque que la méthode AFM à taux constant, c'est-à-dire à perpétuité, particulièrement au Canada, a pour effet d'accroître les moyennes.

[197] En effet, ces résultats découlent d'hypothèses de taux de croissance de dividendes entre 4,44 % et 10,61 % par année, avec une moyenne de 7,71 % pour les titres canadiens, et entre 2,92 % et 7,03 % par année, avec une moyenne de 5,27 % pour les titres américains¹³⁶.

[198] Selon la Régie, l'utilisation d'un taux de croissance des bénéfices et des dividendes moyen de 7,71 % à perpétuité pour les titres canadiens de services publics, alors que la prévision de croissance à long terme de l'économie canadienne est de 4,0 % seulement (estimation pour 2018-2022 selon Consensus Forecasts)¹³⁷, constitue une hypothèse peu probable. Cette méthode s'appuie sur des données peu réalistes et arrive à des résultats de 12,22 % pour l'échantillon canadien et contribue à faire augmenter la moyenne à 10,84 %.

[199] La BCUC, dans sa décision du 10 mai 2013 portant sur le TRCP générique, a critiqué l'usage du modèle AFM à taux constant utilisant une croissance des dividendes de 7,5 % alors que le taux de croissance de l'économie de 4,3 % est prévu¹³⁸.

[200] La BCUC précise dans sa décision :

« The Panel finds that the use of analysts' forecasts is more consistent with the multi-stage models where the analyst forecasts can inform the early stage and longer term forecasts, such as of GDP growth, can inform later stages.

[...]

The Commission Panel finds that the constant growth DCF models presented have growth assumptions that render the estimates questionable given the discussion above. Therefore, we place little weight on the submitted estimates that are based on the constant growth DCF. The estimates that the Panel found most helpful are Ms. McShane's multi-stage estimates in the range of 8.6 percent to 9.2 percent and Dr. Safir's estimates of 8.86 percent to 8.99 percent (two-stage) »¹³⁹.

[nous soulignons]

¹³⁶ Pièce B-0007, annexes JMC-9.

¹³⁷ *Ibid.*, p. 106.

¹³⁸ Pièce B-0141, p. 70.

¹³⁹ *Ibid.*, p. 70-71.

[201] Le NLBCPU s'est également prononcé sur cette question en 2013 :

« In addition, the Board shares the concern expressed by the Consumer Advocate in relation to the use of analysts' forecasts which are intended to reflect expected growth over a three to five-year period to determine long-run growth expectations. The Board notes the results are significantly higher when analysts' forecasts are used in the constant growth method.

The Board believes that a multi-stage model best reflects the available information and how it was intended to be used. The sustainable model used by Ms. McShane may also be informative.

The Board will place less weight on the results of the discounted cash flow model and accepts that the estimated return on equity using the discounted cash flow is 9.0% »¹⁴⁰. [nous soulignons]

[202] La validité des résultats du modèle AFM à taux constant repose sur le respect d'hypothèses strictes, difficiles à atteindre, soit que le taux de croissance moyen des bénéficiaires et des dividendes doit être constant à l'infini, le ratio de distribution de dividende doit également être constant, le ratio cours/bénéfice doit être constant sur toute la période, et le taux d'escompte doit être plus grand que le taux de croissance des bénéficiaires¹⁴¹. Selon la Régie, même si le modèle à taux constant est tout à fait rationnel, le respect de toutes ces hypothèses le rend peu réaliste.

[203] Pour cette raison, la Régie accorde peu de poids aux résultats du modèle AFM à taux constant fournis par Concentric. La Régie retient essentiellement les résultats des modèles AFM à croissance soutenable et multi-stages.

[204] En s'en tenant à la méthode AFM multi-stages et AFM à croissance soutenable, un peu plus conservatrices, les rendements attendus par les investisseurs pour les titres canadiens de l'échantillon seraient de 9,15 %, ce qui impliquerait un TRCP de 9,45 %, en incluant des frais d'émission de 0,30 %, comme le fait Concentric. L'exclusion de la méthode à taux constant pour l'échantillon américain ramènerait les rendements attendus par les investisseurs à 9,02 %, et le TRCP suggéré à 9,32 %, selon les hypothèses de M. Coyne.

¹⁴⁰ Pièce B-0148, p. 31.

¹⁴¹ Pièce B-0007, p. 87.

[205] Du côté canadien, les TRCP obtenus par les experts des Demandeurs incluent les résultats pour Valener (12,15 % de rendement attendu et 12,45 % de TRCP incluant 0,30 % pour frais d'émission). En excluant le titre de Valener en raison des hypothèses de croissance de dividendes peu réalistes utilisées, les rendements attendus pour l'échantillon canadien diminuent à 8,55 %, et le TRCP à 8,85 % en incluant 30 points de base pour frais d'émission.

[206] Les modèles AFM reposent essentiellement sur les prévisions des analystes financiers. Sur la question du biais d'optimisme des analystes, Concentric et le D^r Booth campent sur des positions opposées. La Régie en conclut qu'une certaine prudence demeure de mise quant à l'utilisation des résultats des modèles AFM.

[207] Pour l'ensemble de ces raisons, la Régie accorde un poids prépondérant au modèle MÉAF par rapport au modèle AFM dans la détermination d'un taux de rendement juste et raisonnable. De plus, parmi toutes les variantes des modèles AFM présentés, elle prend davantage en compte les résultats des modèles AFM multi-stages et à croissance soutenable.

[208] La comparabilité ou la non-comparabilité de l'échantillon des entreprises américaines demeure problématique. Comme il en a été largement traité précédemment, la Régie se limitera à énoncer quelques ajustements possibles aux résultats des modèles AFM.

[209] Selon la Régie, trois types d'ajustements peuvent être considérés lorsque les TRCP des sociétés américaines sont utilisés dans le but de déterminer un TRCP juste et raisonnable pour un assujetti canadien.

[210] Un premier type pourrait être un *ajustement générique* qui tiendrait compte de l'ensemble des différences pouvant être invoquées : marchés plus compétitifs au sud de la frontière, moins de protection réglementaire, différentiel de taux d'intérêt, etc. C'est l'approche empruntée par la NLBCPU :

« The Board finds that the evidence demonstrates that Canadian utility data is inadequate to complete a discounted cash flow analysis and that, in the particular circumstances, it may be informative to look to data from the United States. As to how this data is to be used the Board accepts the evidence of both Dr. Booth and Mr. MacDonald that there are differences in the United States and Canadian

experience that justify an adjustment to the discounted cash flow results. Dr. Booth suggests an adjustment of 100 basis points. Mr. MacDonald makes a 72 basis point adjustment. The British Columbia Utilities Commission has found that the United States data should be adjusted by between 50 and 100 basis points. The Board finds that an adjustment of 50 to 100 basis points is appropriate at this time »¹⁴².

[211] Il faut préciser que la décision de la BCUC à laquelle fait référence celle du NLBCPU est celle de 2009 et non celle de 2013, qui n'était pas encore rendue publique au moment où le NLBCPU s'est prononcé.

[212] Un deuxième type d'ajustement possible viserait à compenser un risque clairement identifié et distinctif. La comparaison des entreprises intégrées à des distributeurs ou transporteurs purs d'électricité en est un exemple concret dans le présent dossier.

[213] Même si le risque est bien identifié et reconnu, il demeure à être quantifié. Dans le cas présent, Concentric suggère que seule la production d'électricité distingue les entreprises intégrées américaines présentées du Transporteur et Distributeur réunis, et cela justifie selon elle un ajustement de 41 points de base. Le D^r Booth considère qu'un ajustement de 41 points de base est trop faible.

[214] La Régie note que les résultats de l'analyse de Concentric diffèrent de ce que l'on peut directement observer dans sa preuve, à l'annexe JMC-3, laquelle montre un écart moyen d'environ 100 points de base entre le TRCP autorisé des entreprises intégrées et celles qui ne produisent pas ou peu d'électricité¹⁴³. Également, la Régie observe, du côté de l'échantillon canadien, un écart de plus de 100 points de base entre les rendements attendus par les investisseurs pour Emera, une entreprise intégrée, et ceux de Canadian Utilities et Fortis, deux entreprises pas ou peu impliquées dans la production d'électricité¹⁴⁴.

[215] La Régie estime qu'étant donné le risque d'affaires plus faible des Demandeurs, ainsi que de l'environnement d'affaires plus favorable au Canada, le TRCP des entreprises intégrées américaines suggéré par le modèle AFM devrait être réduit d'un minimum de 40 points de base.

¹⁴² Pièce B-0148, p. 31.

¹⁴³ Pièce B-0075, p. 12-13, question 4.1.

¹⁴⁴ Pièce B-0007, annexe JMC-11, tableaux 4 à 6.

[216] Un troisième type d'ajustement possible ne viserait pas à compenser pour des différences au niveau du risque d'affaires, mais plutôt des différences au niveau des conditions économiques et financières. Ce type d'ajustement ferait référence, plus spécifiquement, au différentiel dans la structure des taux d'intérêt entre le Canada et les États-Unis.

[217] Selon la théorie financière, il est possible de partir d'un taux de rendement sans risque et d'y ajouter une prime au risque afin d'obtenir le rendement requis pour un investissement. Or, la Régie constate depuis quelques années un différentiel assez important entre le taux sans risque utilisé par les régulateurs, les obligations 30 ans du gouvernement du Canada et les US Treasuries 30 ans du gouvernement américain.

[218] Récemment, par exemple, les taux canadiens étaient entre 55 et 65 points de base inférieurs aux taux américains. C'est pourquoi le D^f Booth soutient qu'au strict minimum, un ajustement de 60 points de base correspondant au différentiel de taux sans risque doit être appliqué¹⁴⁵.

[219] En audience, M. Coyne a répliqué à cet argument concernant les écarts de rendement Canada – États-Unis en affirmant :

« [...] year-to-date, there's been a sixty-one (61) basis point differential with the US thirty-year(30) treasury moving higher. And, but if you look at long-term utility bonds, which I believe are more reflective of course on how investors view the risk of investing in utilities, these are only twenty-six (26) basis points apart if you look at the comparable A-rated utility bonds in Canada and the US and they're only twelve (12) basis points apart today if you look at the comparable A-rated utility bonds. So, this tells me that the difference we see in the long bond in Canada and in the US has more to do with differences or perceive differences in governmental policy and their impacts on long bond yields than they do impact investors' views as to what the right rate of return is for utilities in both countries, which again are only separated by twelve (12) basis points today »¹⁴⁶.

[220] La Régie estime que l'argument présenté par le D^f Booth est conceptuellement et logiquement valable. Le Régie juge qu'un ajustement modeste est raisonnable et justifié.

¹⁴⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 75.

¹⁴⁶ Pièce A-0040, p. 152.

3.5 FRAIS D'ÉMISSION (OPINION MAJORITAIRE DE LA RÉGIE)

[221] Jusqu'à présent, les Demandeurs n'ont pas bénéficié de compensation pour frais d'émission. En général, une compensation nominale pour frais d'émission est incluse parce que toute entreprise dont les titres sont transigés publiquement ou qui est détenue par une société de gestion dont les actions se négocient en bourse, doit faire face à de tels frais d'émission. Mais qu'en est-il d'une entreprise dont les actions ne se transigent pas, ni directement ou ni indirectement en bourse? Doit-elle être compensée pour une dépense qu'elle n'encoure pas? C'est la question à laquelle la Régie doit répondre, en l'instance.

[222] Dans la décision D-2003-93, la Régie s'était prononcée de façon indirecte sur la question. En effet, c'est en examinant l'opportunité de retenir une méthode de prévision pour la détermination du TRCP que la Régie a rendu une première décision sur le sujet :

« De toutes les méthodologies discutées par les deux groupes d'experts, il se dégage un consensus quant à l'utilisation d'une méthode de type prime de risque, dont la version la plus courante utilisée par les deux parties est le modèle MÉAF. En effet, la méthode ERP des Drs Kryzanowski et Roberts est en fait un modèle MÉAF auquel ils ajoutent un ajustement pour les coûts de transactions (flotation costs). La Régie décide, compte tenu que le Distributeur ne demande pas et n'a traditionnellement jamais fait face à de tels coûts, de ne pas les accorder »¹⁴⁷.

[223] La position des Demandeurs, telle que résumée dans leur argumentation écrite, précise que contrairement à la demande déposée par le Distributeur au moment de la décision D-2003-93, une demande pour l'inclusion de frais d'émission a été expressément formulée en l'instance.

[224] Selon les Demandeurs, une telle demande est pleinement justifiée. Selon M. Coyne, comme le but du TRCP autorisé est d'estimer le coût d'une entreprise réglementée pour se procurer le capital requis à ses activités, ce coût doit être ajusté afin de prendre en compte les frais d'émission. L'octroi de frais d'émission est également conforme au principe de l'indépendance financière et donne effet à la norme de rendement raisonnable¹⁴⁸.

¹⁴⁷ Dossier R-3492-2002, p. 70.

¹⁴⁸ Pièce B-0104, p. 34.

[225] Pour sa part, l'AQCIE/CIFQ considère aussi acceptable d'inclure des frais d'émission dans le taux de rendement accordé au Transporteur et au Distributeur :

« En effet, et même si Hydro-Québec ne s'est pas vue octroyer de tels frais dans les décisions qui ont été rendues en 2002 et 2003 à l'égard du Transporteur et du Distributeur, nous croyons que l'inclusion de ceux-ci est conforme au « Stand Alone Principle » auquel il est fait référence dans les réponses du Dr. Booth »¹⁴⁹.

[226] C'est en se basant sur le principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée que l'octroi de frais d'émission peut être justifié.

« Dr. Booth accepts that HQ does not incur issue costs. He includes issue costs in his assessment since it was his understanding that HQD and HQT were to be regulated as stand alone utilities. His interpretation of stand alone is that the ratepayers should be charged only the cost of service without any subsidy or excess charges levied on them by the happenstance of ownership. This definition would mean that HQD and HQT's allowed ROE should be equivalent to what would be allowed if they were not owned by the province of Quebec »¹⁵⁰.

[227] Le RNCREQ comprend qu'un ajustement pour des frais d'émission peut être ajouté au rendement sur les capitaux propres lorsque ces frais sont effectivement encourus par les entreprises. Toutefois, la situation du Transporteur et du Distributeur est différente puisqu'ils n'encourent pas de frais d'émission. Selon le RNCREQ, leur octroyer une rémunération pour des frais inexistantes revient à leur accorder un privilège du seul fait qu'ils sont en situation de monopole quant à la propriété de l'entreprise¹⁵¹.

[228] Le RNCREQ recommande donc, en conformité avec la décision D-2003-93, de ne pas faire d'ajustement pour des frais d'émission dans la détermination du TRCP du Transporteur et du Distributeur¹⁵².

[229] La Régie retient le principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée.

¹⁴⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 30-31.

¹⁵⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0032, p. 38-39.

¹⁵¹ Pièce C-RNCREQ-0012, p. 33.

¹⁵² *Ibid.*, p. 33.

[230] Selon ce principe, largement reconnu en réglementation, le TRCP d'un assujetti doit être déterminé sans tenir compte de la forme de propriété, ni du type de propriétaire. Ainsi, dans sa récente décision sur le coût en capital générique, la BCUC retenait que :

« Both Ms. Ahern and Ms. McShane reaffirm the importance of the stand-alone principle, which is « cornerstone of Canadian utility regulation with a history dating to at least 1978. » (Exhibit B1-9, Appendix F, p. 10, B2-9, BCUC 1.4. 7) Therefore, even if a small utility is owned by a larger parent company, there should be no impact on the determination of the small size utility ROE and capital structure. Each utility within the Commission's jurisdiction should be evaluated on a stand-alone basis.

[...]

The Panel reaffirms the long history and importance of the stand-alone principle in Canadian utility regulation. The determinations on the benchmark ROE and capital structure in this Decision are based on this principle. Therefore, there is no reason to deviate from this principle even in the case of small utilities or projects whether or not they are part of a larger utility. These projects can represent either a « new » utility with a greenfield operation and no historical performance data or an existing facility being developed into a TES project. Each project needs to be considered individually and independently »¹⁵³.

[231] La Régie a également, depuis longtemps, reconnu le principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée (*stand alone*). Ainsi, dès la décision D-2003-93, elle affirmait :

« La Régie est d'avis que le taux de rendement accordé au Distributeur doit lui permettre d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, comme s'il était une entreprise indépendante. Selon ce principe, le taux de rendement doit être équivalent à ceux qui sont offerts par les titres comparables en termes de risques »¹⁵⁴.

[232] Aussi, devant l'opinion unanime des experts sur la raison d'être d'une telle rémunération basée sur le principe du *stand alone*, la Régie accepte la demande d'une compensation pour frais d'émission.

¹⁵³ Pièce B-0141, p. 96 et 100.

¹⁵⁴ Dossier R-3492-2002, p. 70.

[233] L'opinion dissidente du régisseur Pierre Méthé sur la question des frais d'émission l'amène à une conclusion différente relatée à la section 3.8 de la présente décision.

3.6 AUTRES INTERVENTIONS

[234] L'UC est intervenue sur le sujet du TRCP. Bien que l'intervenante appuie le contenu de la preuve de l'AQCIE/CIFQ et les conclusions de son argumentation en ce qui a trait à la fixation du taux de rendement à 7,50 % et son ajustement automatique¹⁵⁵, elle demande que la Régie réduise le rendement qu'elle considérerait autrement raisonnable pour les Demandeurs.

[235] L'UC invoque le soutien d'Hydro-Québec au développement de la filière éolienne et celle de la biomasse, à la demande de son actionnaire unique, malgré l'absence de besoins et la présence de surplus importants, au soutien de sa demande de réduction du TRCP des Demandeurs¹⁵⁶.

[236] L'intervenante affirme avoir fait le constat que la gestion des Demandeurs n'est pas faite de manière économique, prudente et efficiente, et elle estime à 340 points de base l'impact de ces décisions. L'UC recommande donc d'autoriser un taux de rendement de 4,1 % aux Demandeurs¹⁵⁷.

[237] La Régie considère que la réduction du TRCP recommandée s'apparente à une mesure punitive. Elle est aussi rétroactive et liée à des décisions passées prises par Hydro-Québec et son actionnaire.

[238] La Régie juge que l'approche suggérée par UC ne satisfait pas les trois critères établis par la jurisprudence afin de s'assurer qu'un rendement soit juste et raisonnable, à savoir, les critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de l'attraction des capitaux. Il en est de même pour les principes d'évaluation du rendement raisonnable, dont celui de l'indépendance de l'entreprise réglementée, un principe largement reconnu en réglementation.

¹⁵⁵ Pièce C-UC-0018, p. 32-33.

¹⁵⁶ *Ibid.*, p. 35-36.

¹⁵⁷ *Ibid.*, p. 38.

[239] La Régie ne retient donc pas la proposition de l'UC.

3.7 CONCLUSION (OPINION MAJORITAIRE DE LA RÉGIE RELATIVE AU TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES)

[240] La Régie prend acte du fait que les Demandeurs ne proposent pas de modification à leur structure de capital respective¹⁵⁸.

[241] Le tableau ci-dessous présente les fourchettes de valeurs retenues pour chacun des paramètres. Rappelons que la Régie utilise le modèle MÉAF de façon prépondérante. La Régie tient également compte du résultat des modèles AFM multi-stages et AFM à croissance soutenable déposés en preuve, en apportant les ajustements décrits précédemment pour l'échantillon canadien et américain de titres comparables proposés.

TABLEAU 2
VALEURS RETENUES POUR CHACUN DES PARAMÈTRES

Paramètre	Bas de la fourchette	Haut de la fourchette
Taux sans risque	3,95 %	4,20 %
Prime de risque de marché	5,50 %	5,75 %
Bêta pour un distributeur et un transporteur repère	0,48	0,58
Frais d'émission	0,30 %	0,40 %
Sous-total : Résultat produit par le MÉAF	6,89 %	7,94 %
Ajustement pour tenir compte des écarts de crédit	0,20 %	0,30 %
Ajustement pour tenir compte des autres modèles	0,25 %	0,50 %
Total : Taux de rendement des capitaux propres	7,34 %	8,74 %

[242] Les valeurs retenues par la Régie pour chacun des paramètres se situent près des valeurs maximales des fourchettes pour le taux sans risque et la PRM. Tel que décrit précédemment, le β des Demandeurs est fixé à 0,53 alors que les frais d'émission sont établis à 0,30 %. La Régie fixe l'ajustement pour écarts de crédit à 30 points de base pour

¹⁵⁸ Pièce B-0004, p. 21.

le présent dossier et retient un ajustement pour autres modèles dans la portion supérieure de la fourchette.

[243] En conséquence, la Régie fixe, pour l'année tarifaire 2014, le taux de rendement des capitaux propres du Transporteur et du Distributeur à 8,20 %.

3.8 OPINION DISSIDENTE DU RÉGISSEUR PIERRE MÉTHÉ RELATIVE AU TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES

[244] Dans les modèles MÉAF réconcilié et AFM, les experts des Demandeurs proposent un ajustement de 30 points de base afin de prendre en compte les frais d'émission. De son côté, l'expert de l'AQCIE/CIFQ, le D^r Booth, inclut une compensation de 50 points de base pour ces frais dans son modèle MÉAF.

[245] La Régie accorde des ajustements pour frais d'émission aux distributeurs de gaz naturel sous sa juridiction. Ces frais d'émission ont été établis dans une fourchette de 30 à 40 points de base pour Gaz Métro et à 50 points de base pour Gazifère dans les plus récentes décisions à ce sujet.

« Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit une fourchette de la provision pour frais d'émission et autres frais d'accès aux marchés des capitaux de 30 à 40 points de base, en accordant un poids plus élevé au bas de cette fourchette¹⁵⁹.

Conséquemment, la Régie établit pour Gazifère la provision pour frais d'émission et autres frais d'accès aux marchés des capitaux à 50 points de base »¹⁶⁰.

[246] Cependant, la Régie a décidé, dans sa décision D-2003-93, de ne pas accorder un tel ajustement à Hydro-Québec Distribution aux motifs que les frais d'émission n'avaient pas été demandés par le Distributeur et que celui-ci « *n'a traditionnellement jamais fait face à de tels coûts* ». Dans le présent dossier, aucune preuve n'est présentée à l'effet que les Demandeurs encourrent des dépenses liées à l'émission d'actions.

¹⁵⁹ Dossier R-3752-2011 Phase 2, pièce A-0071, p. 59, par. 251.

¹⁶⁰ Dossier R-3724-2010, pièce A-51, p. 24, par. 97.

[247] Le RNCREQ soumet qu'il comprend qu'un ajustement pour des frais d'émission puisse être ajouté au rendement sur les capitaux propres lorsque ces frais sont réellement encourus par les entreprises. L'intervenant souligne que la situation des Demandeurs est différente puisque ni le Transporteur, ni le Distributeur n'encourent de tels frais¹⁶¹.

[248] L'ajustement pour frais d'émission vise à assurer aux entreprises assujetties un TRCP net des frais d'émission qui atteint celui des sociétés dont les actions sont émises et transigées en bourse. Il ne s'agit pas d'une rémunération additionnelle du capital. À mon avis, le principe d'indépendance de l'entreprise réglementée ne devrait pas être appliqué de façon à accorder une bonification au TRCP.

[249] Un tel ajustement afin de permettre un rendement raisonnable, tel que requis par la Loi, conduirait la Régie à octroyer 30 points de base à titre d'ajustements pour des frais qui ne sont pas réellement encourus, puisqu'Hydro-Québec ne fait pas appel aux marchés boursiers.

[250] Les régulateurs du Connecticut et du Massachusetts ont refusé récemment les ajustements pour frais d'émission au moment de déterminer le taux de rendement d'entreprises américaines présentées comme comparables dans l'échantillon soumis par les Demandeurs.

« In reviewing the evidence related to the practice of flotation costs, the Department concludes that practice is reviewed on a case by case basis. While the Department has awarded CL&P flotation costs in the past, it is uncertain in this proceeding how much, if any, new equity would be issued before the rate plan period ending June 30, 2012. The Department also exemplifies the fact that CL&P did not request its recommended ROE of 11.0%, but instead reflected 10.5% in its revenue requirement calculations. It is indistinguishable from the Company's testimony whether and to what extent the adjustment for flotation costs is included in the 10.5% recommended equity cost rate. Furthermore, the Company's various approaches and estimates for calculating a flotation cost adjustment depending on the equity cost method used, adds another realm of uncertainty. The Department believes the Company's ambiguity and its assortment of flotation cost estimates ranging from 19 to 35 basis points is unjustifiable and rejected in this proceeding. Also, based on the fact that no equity issuances are expected in 2010, 2011 or early 2012, the Department will not make an adjustment for flotation cost in this Decision.

¹⁶¹ Pièce C-RNCREQ-0012.

[...]

As stated above, we reject WMEColls attempt to adjust the DCF-determined (acceptance adjusted) ROE of 10.31 percent by adding a flotation cost adjustment of 17 basis points »¹⁶².

[251] Avec égard pour l'opinion contraire, j'estime que l'ajustement pour frais d'émission ne devrait pas être accordé puisque la preuve ne démontre pas que les Demandeurs encourent de tels coûts. En conséquence, le TRCP du Transporteur et du Distributeur devrait être réduit de 30 points de base et être établi à 7,90 %.

4. FORMULE D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE DU TAUX DE RENDEMENT

[252] Les Demandeurs et leurs experts, après avoir constaté que la formule d'ajustement du TRCP en vigueur jusqu'à maintenant ne permettait plus, selon eux, de déterminer un rendement qui soit juste et raisonnable, proposent d'abandonner cette dernière.

[253] Selon Concentric, les régulateurs à travers le Canada ont reconnu que le TRCP ne peut être estimé, de façon fiable et éprouvée, à travers la simple relation avec les taux des obligations gouvernementales à long terme¹⁶³.

[254] L'ajout d'une variable tenant compte des écarts de crédit entre les obligations à long terme des entreprises de services publics et les taux à long terme des obligations du gouvernement du Canada peut atténuer une des faiblesses de la formule d'ajustement antérieure, affirme M. Coyne¹⁶⁴.

[255] Cet expert est d'avis, toutefois, qu'il subsiste une préoccupation face à ces formules d'ajustement révisées, à savoir, l'absence de lien spécifique avec le coût des capitaux propres, autre que l'influence des taux d'intérêt. Aussi, il conclut que toute

¹⁶² Pièce B-0026, p. 3595 et 4101.

¹⁶³ Pièce B-0022, p. 6.

¹⁶⁴ *Ibid.*

approche basée sur une formule automatique risque de faire dévier le résultat d'un rendement qui soit juste¹⁶⁵.

[256] Ainsi, dans leur argumentation écrite, les Demandeurs insistent sur la nécessité de reporter l'application de toute formule et préfèrent la tenue d'audiences sur une base régulière, sujet, à terme, à une réévaluation de la procédure optimale afin de déterminer un rendement raisonnable¹⁶⁶.

[257] L'AQCIE/CIFQ fait remarquer que, dans sa dernière décision sur le coût en capital générique, la BCUC a réintroduit une formule d'ajustement automatique très semblable à celle recommandée par le D^f Booth¹⁶⁷, à l'exception que le niveau plancher des taux d'intérêt à partir duquel la formule sera mise en application était de 3,8 % dans sa décision plutôt que le niveau de 3,95 % proposé par le D^f Booth dans le présent dossier¹⁶⁸.

[258] L'AQCIE/CIFQ conclut, à la lumière des derniers développements en Colombie-Britannique, qu'il est effectivement possible de concevoir une formule d'ajustement automatique permettant de produire un taux de rendement juste et raisonnable, même lorsqu'il y a des anomalies dans l'évolution des marchés financiers.

[259] L'AQCIE/CIFQ recommande donc l'adoption d'une formule d'ajustement modifiée, telle que proposée par le D^f Booth. Ainsi, le nouveau taux de rendement serait égal :

- au taux de rendement initial;
- plus 75 % de la variation du taux de rendement des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada par rapport à celui fixé initialement;
- plus 50 % de la variation du taux de rendement des obligations de 30 ans des sociétés réglementées canadiennes de cote A par rapport à celui fixé initialement (soit les écarts de crédit);

le tout applicable uniquement si les taux des obligations 30 ans du gouvernement canadien dépassent le seuil de 3,95 %¹⁶⁹.

¹⁶⁵ Pièce B-0022, p. 7.

¹⁶⁶ Pièce B-0104, p. 52.

¹⁶⁷ Pièce B-0141, p. 89-90.

¹⁶⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0043, p. 46-47.

¹⁶⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 69

[260] La Régie rappelle que, tel que précisé dans sa décision D-2009-156, l'établissement d'une formule d'ajustement automatique du taux de rendement des capitaux propres a pour objectif « *de permettre un allègement significatif sur le plan réglementaire et une réduction des coûts des audiences publiques, tout en permettant l'obligation statutaire de la Régie de fixer un taux de rendement raisonnable [...] »*¹⁷⁰.

[261] Dans sa décision D-2010-147¹⁷¹ concernant Gazifère Inc., la Régie acceptait de modifier la formule d'ajustement automatique en vigueur jusqu'alors en intégrant, à la recommandation du D^f Booth, un facteur d'ajustement tenant compte des écarts de rendement des obligations des sociétés réglementées cotées A, atténuant ainsi une des faiblesses de la formule précédente, notée par M. Coyne.

[262] La Régie juge que l'imposition d'un seuil de taux sans risque en deçà duquel la formule d'ajustement serait inopérante, permet d'éviter que les TRCP ne diminuent trop en cas de crise financière entraînant une chute des taux d'intérêt sans risque à des niveaux anormalement bas. Dans le présent dossier, ce seuil minimum devrait être situé à 3,95 % selon le D^f Booth.

[263] La Régie, à l'instar de la BCUC dans sa décision du 10 mai 2013, ne retient pas l'opinion des experts des Demandeurs à l'effet que toute approche basée sur une formule automatique court le risque de faire dévier le résultat d'un rendement qui soit juste.

[264] La Régie juge plutôt qu'il est possible de concevoir une formule d'ajustement automatique résultant en un taux de rendement qui soit juste et raisonnable, permettant ainsi un allègement réglementaire significatif.

[265] La Régie reconnaît que le recours à une formule d'ajustement automatique requiert, cependant, que les taux d'intérêt sans risque se situent à l'intérieur d'une normale historique. Cela explique l'introduction de seuils minimaux en deçà desquels ces formules deviennent inopérantes.

[266] Comme les taux d'intérêt sans risque demeurent à des niveaux bien inférieurs au seuil minimum d'application d'une éventuelle formule d'ajustement automatique, et

¹⁷⁰ Dossier R-3690-2009, pièce A-33, p. 51, par. 201.

¹⁷¹ Dossier R-3724-2010, pièce A-51.

qu'une telle formule serait à vrai dire inopérante, la Régie ne juge pas opportun, pour le moment, d'adopter de formule d'ajustement automatique du taux de rendement.

5. COÛT DE LA DETTE ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[267] Afin de répondre aux demandes de la Régie dans les décisions D-2012-024 et D-2013-037¹⁷², les Demandeurs proposent d'effectuer une mise à jour des composantes du coût moyen de la dette, reflétant les impacts des variations de taux et de volume sur le numérateur et le dénominateur.

[268] Le Transporteur et le Distributeur proposent que leur mise à jour du coût de la dette soit établie au même moment, soit en décembre. Hydro-Québec réalisant son financement et gérant sa dette de façon intégrée, une mise à jour simultanée permettrait aux Demandeurs de présenter le même coût révisé, sachant qu'ils obtiendraient par la suite le même coût de dette réel, et simplifierait leur processus.

[269] Les Demandeurs proposent de mettre à jour en décembre les taux de financement à court et long terme pour le calcul du taux prospectif de la dette. Selon eux, cette proposition répond adéquatement à la demande de la Régie. Ainsi, les prévisions révisées des taux d'intérêt pour les émissions de dette à taux fixes et de dette à taux variables seraient également utilisées pour mettre à jour le coût du capital prospectif.

[270] L'UC note que les Demandeurs n'ont pas déposé, tel que requis par la Régie, de preuve sur la mise à jour du coût en capital prospectif dans le cadre du présent dossier. Elle demande à la Régie de maintenir la méthodologie présentement applicable¹⁷³.

[271] OC estime que la proposition des Demandeurs répond à la demande de la Régie. De plus, elle devrait permettre de réduire les écarts observés ces dernières années au niveau du coût des capitaux empruntés. L'intervenante recommande donc d'approuver la proposition des Demandeurs quant à la mise à jour du coût de la dette et du capital prospectif¹⁷⁴.

¹⁷² Dossier R-3776-2011, pièce A-0058 et dossier R-3814-2012, pièce A-0072.

¹⁷³ Pièce C-UC-0018, p. 39.

¹⁷⁴ Pièce C-OC-0024, p. 12.

[272] La Régie constate qu'une mise à jour en janvier, plutôt qu'en décembre, apporterait peu de bénéfices puisque, selon les Demandeurs, les volumes resteraient pratiquement inchangés. Seuls la dette à taux variable et les emprunts projetés sont sensibles à une mise à jour des taux d'intérêt.

[273] La Régie approuve que la mise à jour du coût de la dette, selon le processus proposé par les Demandeurs, soit effectuée en décembre, tant pour le Transporteur que pour le Distributeur, en utilisant les données du Consensus Forecasts du mois de novembre.

6. MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT

[274] Les Demandeurs proposent l'adoption d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement entre le rendement des capitaux propres réalisé et celui autorisé.

[275] Les Demandeurs ont retenu les services de l'expert monsieur Robert C. Yardley de Concentric pour toutes les questions relatives au MTÉR.

6.1 ÉLÉMENTS DU MTÉR

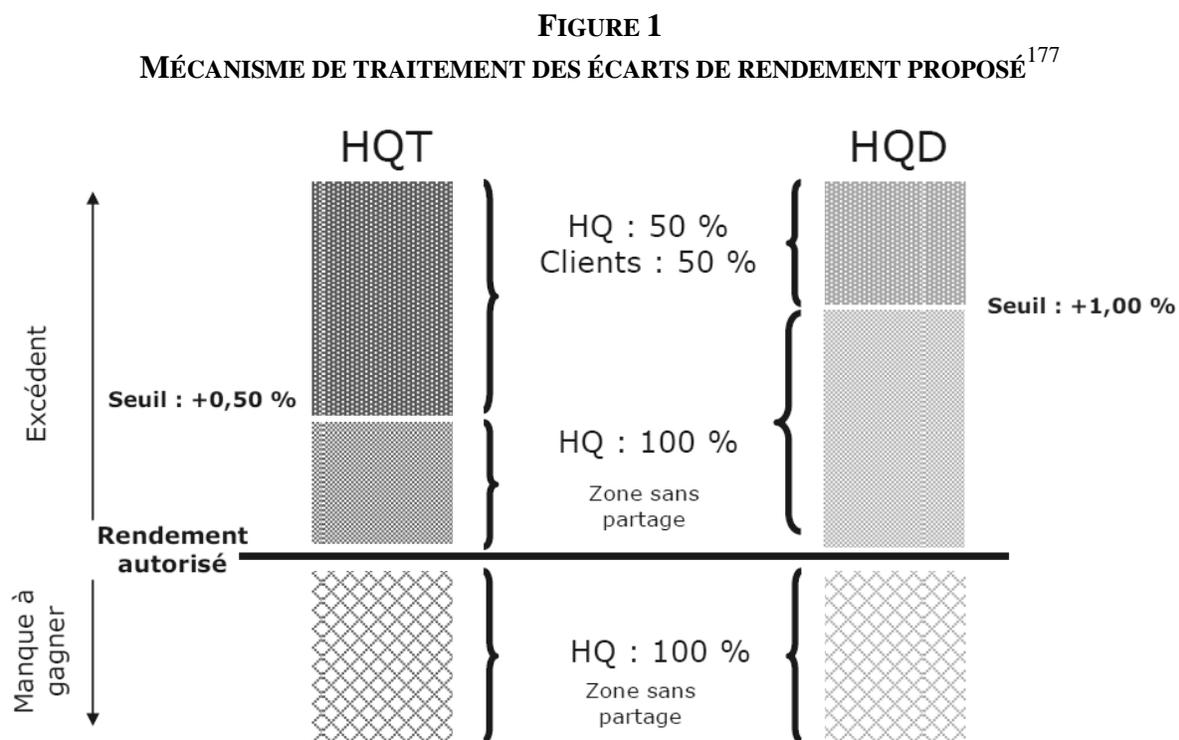
[276] Le MTÉR proposé constitue le premier mécanisme réglementaire de partage pour le Transporteur et le Distributeur. Monsieur Yardley soumet que cette situation milite pour une approche relativement simple qui permettra aux Demandeurs, à la Régie ainsi qu'aux intervenants d'acquérir une expérience de tels mécanismes¹⁷⁵. Pour la même raison, l'expert recommande que les structures des MTÉR du Transporteur et du Distributeur soient similaires, voire identiques.

¹⁷⁵ Pièce B-0035, p. 16.

[277] Les Demandeurs proposent l'implantation d'un MTÉR comportant les modalités suivantes¹⁷⁶ :

- une zone sans partage de 50 points de base (0,50 %) au-delà du taux de rendement autorisé pour le Transporteur et de 100 points de base (1,00 %) au-delà du taux de rendement autorisé pour le Distributeur;
- le partage à parts égales des écarts favorables excédant la zone sans partage entre les Demandeurs et leurs clients respectifs;
- la prise en charge par le Transporteur ainsi que par le Distributeur, selon le cas, des écarts inférieurs au taux de rendement autorisé.

[278] Le mécanisme proposé est illustré à la figure 1 ci-dessous :



¹⁷⁶ Pièce B-0004, p. 23.

¹⁷⁷ *Ibid.*, p. 23.

[279] Les Demandeurs sont d'avis que le MTÉR proposé est juste et raisonnable et qu'il répond pleinement aux demandes de la Régie en ce qu'il¹⁷⁸ :

- assure un partage équitable des gains découlant d'écart positif entre les Demandeurs et leurs clients;
- constitue un incitatif à la réduction des coûts ainsi qu'à l'efficacité de la gestion opérationnelle des Demandeurs;
- introduit un mécanisme d'application simple en accord avec le concept d'allégement réglementaire.

[280] Les Demandeurs précisent que cette proposition de MTÉR a été conçue pour s'ajouter et s'harmoniser au cadre réglementaire existant et être mise en œuvre pour plusieurs années¹⁷⁹.

[281] Monsieur Yardley est d'avis qu'il importe que le mécanisme demeure en place pendant un certain nombre d'années. Ainsi, il favorisera la réalisation de gains d'efficacité qui pourraient nécessiter un investissement initial, seraient difficiles à obtenir ou prendraient du temps à mettre en place¹⁸⁰.

Définition des paramètres de la proposition

[282] Selon M. Yardley, deux objectifs contradictoires influencent la définition des paramètres du MTÉR¹⁸¹ :

- la volonté de restreindre les écarts de rendement, notamment les écarts positifs, en prévoyant leur partage;
- la volonté d'inciter l'entreprise de services publics à réaliser des gains d'efficacité opérationnelle.

[283] Monsieur Yardley souligne que la formule retenue diffère selon l'objectif poursuivi. Lorsque le mécanisme vise à limiter des écarts de rendement, une zone sans partage relativement étroite et des pourcentages d'attribution aux clients plus élevés sont

¹⁷⁸ Pièce B-0002, p. 4.

¹⁷⁹ Pièce B-0104, p. 71.

¹⁸⁰ Pièce B-0035, p. 9.

¹⁸¹ *Ibid.*, p. 8.

préférables. Par contre, lorsque le mécanisme doit répondre à une préoccupation centrée sur le partage des écarts de rendement positifs, il est préférable d'opter pour un mécanisme asymétrique. Avec ce dernier, une zone sans partage positive légèrement plus étendue ou un pourcentage d'attribution aux clients moins élevé sont appropriés afin d'équilibrer les risques assumés par l'entreprise de services publics¹⁸².

[284] Monsieur Yardley précise également que lorsque la formule de partage est conçue pour accroître le pourcentage d'attribution aux clients au fur et à mesure que le bénéfice réglementé augmente, le MTÉR s'inscrit dans le cadre de l'objectif de restreindre les écarts de rendement. Par contre, lorsque la formule de partage est conçue pour réduire le pourcentage d'attribution aux clients lorsque le bénéfice réglementé est en hausse, le MTÉR s'inscrit dans l'optique d'offrir des mesures incitant à chercher activement des gains d'efficience¹⁸³.

Asymétrie

[285] Dans le cadre du présent dossier, M. Yardley énonce l'objectif poursuivi par l'implantation du MTÉR :

« [...] un MPÉ [MTÉR] vise notamment à permettre aux clients (en leur donnant la possibilité d'accéder à une partie des excédents de rendement par rapport au RCP [TRCP] autorisé) et à l'entreprise de services publics (dans la mesure où les clients assument leur part de tout manque à gagner par rapport au RCP autorisé) de bénéficier d'une certaine protection contre les effets d'écarts de rendement éventuel »¹⁸⁴.

[286] Monsieur Yardley constate la récurrence des écarts de rendement, autant pour le Distributeur que pour le Transporteur, au cours des cinq dernières années¹⁸⁵. L'expert rappelle que l'implantation d'un MTÉR veut répondre aux préoccupations exprimées tant par la Régie que par les intervenants relativement aux excédents de rendement.

¹⁸² Pièce B-0035, p. 8-9.

¹⁸³ *Ibid.*, p. 10.

¹⁸⁴ *Ibid.*, p. 5.

¹⁸⁵ *Ibid.*, p. 12-15.

[287] L'expert soumet que, dans un tel contexte, l'implantation d'un MTÉR asymétrique est préférable. Un tel mécanisme prévoit le partage des écarts positifs avec la clientèle, tout en continuant de prévoir que les Demandeurs assument le risque d'écarts négatifs.

[288] Toutefois, bien que devant répondre à ces préoccupations, l'expert considère que la conception du MTÉR ne doit pas constituer un élément dissuasif à la recherche d'efficacité dans un cadre réglementaire où les tarifs sont établis annuellement.

[289] L'entreprise réglementée doit avoir un incitatif puissant à dépasser ses prévisions, réaliser des gains d'efficacité et réduire ses coûts¹⁸⁶. Selon les Demandeurs, le MTÉR doit inclure des mesures efficaces et concrètes afin de compenser les effets à la baisse sur cet incitatif et de le maintenir à un niveau significatif. Ces mesures incluent une zone sans partage et une clé de répartition adéquate des excédents supérieurs.

[290] Enfin, les Demandeurs sont d'avis qu'un mécanisme asymétrique favorise l'allégement réglementaire en évitant des contestations de décisions de gestion lors de l'application du mécanisme dans les situations où les écarts sont négatifs.

Zone sans partage

[291] Les Demandeurs sont d'avis que la présence d'une zone sans partage, à l'intérieur de laquelle ils conservent entièrement les écarts positifs, constitue un élément fondamental afin de maintenir un incitatif adéquat aux gains d'efficacité¹⁸⁷.

[292] Monsieur Yardley est d'avis que l'inclusion d'une zone sans partage joue un rôle primordial dans le cadre d'un modèle asymétrique. Elle permet non seulement aux Demandeurs de conserver une marge de manœuvre pour faire face aux fluctuations normales de leurs activités, mais constitue également une façon de les inciter à gérer leurs coûts opérationnels et à mettre en œuvre des initiatives orientées vers l'obtention de gains d'efficacité. Le mécanisme doit offrir une véritable possibilité de conserver une partie des gains d'efficacité. Ce faisant, il permet de transmettre au sein de l'entreprise le message à l'effet que la réalisation de gains d'efficacité et la réduction des coûts sont valorisées¹⁸⁸.

¹⁸⁶ Pièce B-0104, p. 56-59.

¹⁸⁷ Pièce B-0004, p. 24.

¹⁸⁸ Pièce B-0104, p. 59.

[293] L'expert souligne que la zone sans partage permet de tenir compte non seulement du caractère aléatoire des prévisions, mais également du fait que cette zone représente une fraction seulement de la volatilité observée des écarts de rendement des Demandeurs, ce qui procure une compensation pour les écarts négatifs de rendement. Enfin, cette zone sans partage évite d'alourdir la procédure réglementaire associée à un changement de tarifs :

« The deadband recognizes forecast differences in three ways. First, it recognizes the fact that there is earnings volatility that merely reflects the normal ebb and flow of the business. Second, it provides an opportunity for the Transmission Provider and Distributor to retain a modest level of earnings above the authorized ROE [return on equity] to fairly balance and compensate the utility for absorbing all of the down-side risk, as is proposed by the Transmission Provider and the Distributor. They have proposed relatively narrow deadbands that are approximately one-half of the earnings variability that has been experienced by the Transmission Provider and Distributor. Third, the deadband provides a cushion within which it is not necessary to change customer rates, thus limiting the regulatory burden associated with rate changes »¹⁸⁹.

[294] Monsieur Yardley présente une analyse empirique permettant de dégager les caractéristiques des écarts de rendement des Demandeurs au cours des dernières années et d'évaluer l'étendue de la zone sans partage¹⁹⁰.

[295] En premier lieu, il examine la sensibilité des rendements des Demandeurs à une variation des charges d'opération. En tenant compte de la structure de coûts des deux entités, l'expert constate que, pour une variation des charges d'opération de même amplitude, le taux de rendement du Distributeur est plus sensible que celui du Transporteur :

« A 2.5% increase in operating expenses excluding "specific elements" will result in a 0.80% decrease in the ROE for the Distributor compared to a 0.31% decrease in the ROE for the Transmission Provider. The sensitivity of ROE to variations in operating expenses is the same irrespective of whether they result from forecast differences or efficiency programs »¹⁹¹.

¹⁸⁹ Pièce B-0020, p. 21-22.

¹⁹⁰ Pièce B-0035, p. 7.

¹⁹¹ Pièce B-0020, p. 34.

[296] L'expert examine également deux mesures du risque inhérent aux aléas normaux des affaires (*normal ebb and flow of business*) :

- la moyenne des écarts de rendement observés (*average of absolute ROE change*), ajustés des comptes d'écarts, sur deux périodes de cinq années;
- l'écart-type des écarts de rendement observés (*standard deviation of the adjusted ROE variance*), sur deux périodes de cinq années.

[297] L'expert obtient les résultats suivants :

TABLEAU 3
MESURES DU RISQUE INHÉRENT AUX ALÉAS NORMAUX DES AFFAIRES

	2007-2011		2008-2012	
	Distributeur	Transporteur	Distributeur	Transporteur
Moyenne des écarts	1,8%	1,2%	2,4%	1,5%
Écart-type des écarts	1,6%	1,2%	1,4%	1,0%

Source : pièce B-0020, p. 35.

[298] Monsieur Yardley observe que tant la moyenne que l'écart-type des écarts de rendement du Distributeur sont nettement supérieurs aux résultats du Transporteur. À son avis, ces résultats renforcent la conclusion à l'effet que le taux de rendement du Distributeur est plus sensible à une variation des charges d'exploitation que celui du Transporteur¹⁹².

[299] Deux raisons expliquent, selon lui, la plus grande fluctuation des écarts de rendement du Distributeur par rapport à ceux du Transporteur :

« Premièrement, HQT est relativement à l'abri des fluctuations de revenus. Environ 90 % des revenus de HQT proviennent de HQD (service de transport pour l'alimentation de la charge locale) et sont fixés annuellement. Les 10 % restants (service de transport de point à point) sont assujettis à un compte d'écarts. HQD a enregistré des écarts par rapport aux niveaux des ventes qui sont plus élevés ou plus bas que les niveaux des ventes utilisés pour calculer les tarifs.

¹⁹² Pièce B-0020, p. 36.

Deuxièmement, une proportion beaucoup plus grande des revenus nets de HQD (c'est-à-dire nets des coûts d'approvisionnement) découle des charges d'exploitation. Par conséquent, les résultats de HQD sont plus sensibles aux variations de pourcentage des charges d'exploitation »¹⁹³.

[300] Dans ce contexte, M. Yardley soumet que l'inclusion d'une zone sans partage plus étendue pour le Distributeur vise à assurer un équilibre entre les deux divisions et permet de compenser la plus grande sensibilité du rendement du Distributeur aux variations annuelles de revenus et de dépenses¹⁹⁴.

[301] Monsieur Yardley propose l'inclusion d'une zone sans partage de 100 et 50 points de base au MTÉR du Distributeur et du Transporteur, respectivement. Selon lui, de telles zones répondent à la fois aux préoccupations exprimées et à l'objectif de maintenir un incitatif à l'efficience :

« The size of the deadband, in particular, incorporates a proposed upper bound for both the Distributor (1.0%) and Transmission Provider (0.5%) that is considerably lower than the historical experience. This reflects an effort to balance the concerns of the Régie regarding earning variances, and the importance of pursuing operating efficiencies for management because these efficiency gains benefit customers in subsequent years »¹⁹⁵.

[302] Enfin, les Demandeurs insistent sur le caractère modeste des zones sans partage en comparaison avec les précédents dans l'industrie. De plus, elles se situent dans le bas de la fourchette des zones recommandables par leur expert¹⁹⁶.

Partage des excédents d'écart de rendement

[303] Les Demandeurs soumettent qu'une zone avec partage égal des écarts observés au-delà de la zone sans partage est un élément fréquemment adopté dans les MTÉR d'autres régulateurs¹⁹⁷.

¹⁹³ Pièce B-0035, p. 12-13.

¹⁹⁴ *Ibid.*, p. 17.

¹⁹⁵ Pièce B-0020, p. 36.

¹⁹⁶ Pièce B-0104, p. 60.

¹⁹⁷ *Ibid.*, p. 64.

[304] Monsieur Yardley précise que le partage 50 %-50 %, tant pour le Distributeur que pour le Transporteur, vise à obtenir un équilibre adéquat des intérêts des clients et des Demandeurs. Au-delà de la zone sans partage, l'inclusion de ce paramètre permet de répondre aux préoccupations exprimées par la Régie et les intervenants quant au partage des excédents¹⁹⁸.

[305] Les Demandeurs rappellent que, dans la poursuite de ses activités, l'entreprise réglementée ne peut établir avec certitude, avant la fin de l'exercice financier, si l'écart dépassera la zone sans partage¹⁹⁹. Pour les Demandeurs, cette zone de partage constitue un incitatif continu et additionnel à atteindre et dépasser la zone sans partage et à entreprendre des actions conduisant, à plus long terme, à des gains d'efficacité et de réduction de coûts.

[306] L'expert Yardley s'exprime ainsi sur l'importance du mécanisme de partage dans la recherche de l'efficacité :

« [...] the deadband provides the company with the incentive to pursue efficiencies aggressively and get to that sharing point. They don't want to get to that sharing point and stop. That would be a division, that would be the interest of customers and the company would no longer be aligned if that's the way it worked. So, beyond the deadband, the fifty-fifty (50-50) sharing provides the company with sufficient incentive to continue to go after efficiency incentives. So the fifty-fifty (50-50) is important in that respect »²⁰⁰.

[307] Enfin, les Demandeurs soulignent que ce partage contribue également à compenser le caractère asymétrique du MTÉR proposé²⁰¹.

Les écarts faisant l'objet du MTÉR

[308] Les Demandeurs proposent que le MTÉR s'applique à l'écart global constaté en fin d'année²⁰². De fait, toute tentative visant à identifier l'origine des multiples variations positives et négatives ayant contribué à cet écart final, une fois les résultats annuels connus, représenterait non seulement un fardeau réglementaire très lourd, mais

¹⁹⁸ Pièce B-0035, p. 17.

¹⁹⁹ Pièce B-0104, p. 65.

²⁰⁰ Pièce A-0035, p. 18.

²⁰¹ Pièce B-0104, p. 65.

²⁰² *Ibid.*

mènerait à un résultat non fiable et insatisfaisant pour l'ensemble des participants. Monsieur Yardley explique :

« How much time do we have? I don't mean to be flip, but that exercise is incredibly complex, it's not clear to me that it's a worthwhile exercise. I mean, Management should know, you know, they want to make sure that they're making an investment, and somebody comes to them and says, "I have a proposed efficiency initiative, and it's going to cost five million dollars (\$5M), but here's what I expect..." , obviously, they'll keep an eye on that one.

But performing an analysis after the fact is just fraught with difficulty, I'm not sure, the results may be interesting, but I'm not sure any one would be satisfied at the end of the day »²⁰³.

[309] Le fait de traiter les écarts positifs globalement, sans en distinguer la source, favorise également l'allègement du processus réglementaire²⁰⁴.

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

[310] La FCEI a retenu les services de l'expert monsieur Paul Centolella pour toutes les questions relatives au MTÉR et mentionne qu'elle fait siennes les propositions de son expert.

[311] La FCEI recommande un MTÉR commun au Transporteur et au Distributeur ayant les caractéristiques suivantes :

- aucune zone sans partage;
- les écarts de rendement positifs seraient partagés comme suit :
 - premiers 50 points de base : 50 % Demandeurs; 50 % clientèle;
 - au-delà de 50 points de base; 25 % Demandeurs; 75 % clientèle.

[312] Monsieur Centolella soumet que tout MTÉR est dépendant de la structure et du cadre réglementaire dans lequel il est intégré. Selon la FCEI, M. Yardley n'a pas évalué le cadre réglementaire actuel afin de formuler sa proposition de MTÉR²⁰⁵.

²⁰³ Pièce A-0034, pp. 150-151.

²⁰⁴ Pièce B-0004, p. 24.

[313] Monsieur Centolella s'interroge sur les objectifs poursuivis par les Demandeurs dans la mise en œuvre du MTÉR²⁰⁶. Bien qu'ils proposent un modèle asymétrique, le modèle proposé a tous les attributs d'un modèle générique, sans tenir compte des particularités du contexte québécois actuel. Selon l'expert, la description du mécanisme proposé par M. Yardley relève plutôt d'un mécanisme symétrique. Par ailleurs, il n'a fourni aucune analyse des facteurs qui permettraient au MTÉR proposé de résoudre le conflit entre les objectifs de restreindre les excédents de rendements et d'inciter à l'efficience.

[314] Monsieur Centolella constate que, dans le cadre réglementaire actuel, le MTÉR doit plutôt répondre à deux objectifs précis :

« First, it addresses an information asymmetry between the utilities and the regulator. The regulator does not have equivalent access to important information that is known by or available to the utility.

[...]

Second, an ESM [Earnings Sharing Mechanism] represents a reasonable response to the pattern of HQT and HQD excess earnings. ESMs would limit the utilities' ability to earn economic profits in excess of their approved costs of capital and return a portion of excess earnings to customers in the form of a subsequent reduction in rates »²⁰⁷.

[315] Par ailleurs, selon l'expert, trois autres éléments influencent la nature du MTÉR à être mis en place :

« First, it is my understanding that HQT and HQD have filed annual rate cases on a cost of service basis. An annual rate case cycle reduces the regulatory incentives to reduce costs and achieve operating efficiencies. A primary means by which regulation historically promoted cost savings and encouraged utilities to reveal potential efficiency improvements has been as a result of there typically being a period of time between rate cases. When there are a number of years between cases, the utility has an opportunity to benefit from cost reductions.

²⁰⁵ Pièce C-FCEI-0071, p. 4 et 5.

²⁰⁶ *Ibid.*, p. 8.

²⁰⁷ Pièce C-FCEI-0046, p. 5-6.

However, this incentive is greatly diminished when a utility is filing annual rate proceedings.

Second, the HQT and HQD rate requests for 2014 are based on forecast revenue requirements and sales. While parties to their rate cases and the Régie have an opportunity to review the companies' forecasts, their ability to evaluate the extent to which the forecasts may be conservative is limited. A regulator may be able to identify some forecasted costs that appear excessive or the recovery of which would be inconsistent with cost of service principles.

Third, HQT and HQD have not proposed performance based regulation that would include incentives to achieve ongoing improvements in reliability, service quality, or other areas of performance. In the absence of performance based incentives, the companies have additional degrees of management flexibility to reach their earnings targets »²⁰⁸. [les notes de bas de page ont été omises]

[316] Selon M. Centolella, ce sont ces facteurs qui, réunis, soutiennent l'implantation d'un MTÉR asymétrique²⁰⁹. Dans le cadre réglementaire actuel, la Régie et les intervenants disposent d'un accès limité à l'information. Les Demandeurs sont maîtres de leurs prévisions et ont le plein contrôle de la gestion de leurs activités. Ainsi, puisqu'ils sont en position d'influer sur les résultats, ils doivent assumer les risques d'écarts négatifs.

[317] Monsieur Centolella soutient que seul un cadre réglementaire pluriannuel comporte un incitatif réel à la réduction de coûts et à l'efficience, ce qui justifie un partage des écarts entre les entreprises et leurs clientèles. Il précise :

« In a multi-year rate plan that provides incentives for cost reduction and efficiency and particularly where the plan also includes performance based incentives reliability and other aspects of service quality, it could be appropriate to give greater weight to efficiency considerations in structuring an ESM. However, that would be a different regulatory framework and set of circumstances than what is present in this case »²¹⁰.

²⁰⁸ Pièce C-FCEI-0071, p. 6.

²⁰⁹ Pièce C-FCEI-0046, p. 9.

²¹⁰ *Ibid.*, p. 10-11.

[318] Monsieur Centolella rappelle que la plupart des MTÉR de l'échantillon introduit en preuve ont été implantés dans un tel contexte. Seules deux exceptions ont été relevées par M. Centolella, soit l'une au Massachusetts et l'autre au Québec dans un dossier de Gaz Métro.

[319] Pour ce qui est du MTÉR proposé, M. Centolella est d'avis que M. Yardley n'a pas fait la démonstration de la pertinence d'une zone sans partage ou d'un partage égal des écarts positifs à l'égard du maintien d'un incitatif à l'efficience²¹¹.

[320] Au contraire, dans le cadre réglementaire actuel, qu'il y ait un MTÉR ou non, l'entreprise n'aura pas plus d'incitatif dans les cas où les revenus sont en deçà des niveaux autorisés²¹². De l'avis de cet expert, si l'entreprise conserve un certain pourcentage des écarts positifs, son incitatif à faire des économies de coûts et à améliorer son efficience sera présent²¹³.

[321] Monsieur Centolella est d'avis également que les écarts de rendement récents des Demandeurs doivent être analysés à la lumière de leur capacité respective à réduire leurs dépenses en deçà des prévisions :

« An expense deviation in which actual expenditures are lower than forecasted levels is not the same as a cost saving or an efficiency improvement. Such a deviation may result from a conservative forecast or simply deferring a needed expenditure which would have benefited customers. However, the difference in expense deviations between HQT and HQD reflects differences in the ability of management in two companies to achieve expense levels that are below their respective forecasts. This may provide one of the better available indicators, albeit at best only relative, indirect, and approximate, comparing the possible recent pursuit of cost savings in the two companies »²¹⁴.

[322] À cet égard, M. Centolella produit une analyse empirique portant sur les variations observées dans les dépenses d'opérations et les dépenses totales chez le Distributeur et le Transporteur entre 2008 et 2012. Le tableau suivant résume les écarts observés ainsi que

²¹¹ Pièce C-FCEI-0071, p. 9.

²¹² *Ibid.*, p. 10.

²¹³ *Ibid.*

²¹⁴ Pièce C-FCEI-0046, p. 18.

les variations moyennes de dépenses du Distributeur par rapport à celles du Transporteur²¹⁵.

TABLEAU 4
HQD AND HQT OPERATING AND TOTAL EXPENSE DEVIATIONS 2008-2012

Year	Distributor Expense (Million \$)		Transmission Provider Expense (Million \$)	
	Operating Deviations	Total Deviations	Operating Deviations	Total Deviations
2008	-3,6	-13,7	-21,5	-31,7
2009	-38,9	-79,3	-40,0	-83,6
2010	-26,7	-79,3	-58,1	-87,9
2011	-22,8	-71,9	-50,5	-66,9
2012	-26,4	-85,4	-46,6	-152,1
5 Year Average	-23,7	-65,9	-43,3	-84,4

Average Distributor Deviation as a Percent of Average Transmission Provider Deviation:	Operating 55%	Total 78%
---	-------------------------	---------------------

Source : pièce C-FCEI-0046, Exhibit PC-2, annexes, p. 7.

[323] Ainsi, M. Centolella indique que, tant pour les dépenses d'opération que pour les dépenses totales, l'écart moyen au cours des années 2008 à 2012 observé chez le Distributeur pour une moyenne de cinq ans est respectivement de l'ordre de 55 % et de 78 % de l'écart moyen observé chez le Transporteur. Il souligne que :

« The average Total Operating Expense deviation for HQD over the five year period was \$23.68 million or only 55% of HQT's average Total Operating Expense deviation of \$43.34 million. Similarly, the average deviation of HQD's Total Expense from forecasted levels for the same period was \$65.92 million compared to \$84.44 million for HQT. The five year average HQD Total Expense deviation was 78% of that for HQT »²¹⁶.

[324] L'expert estime par ailleurs l'impact d'une diminution des charges de 2,5 % sur les résultats financiers du Transporteur et du Distributeur en tenant compte de ces ratios. Il en conclut que l'augmentation du taux de rendement qui en résulte est comparable entre les

²¹⁵ *Ibid.*, p. 36.

²¹⁶ Pièce C-FCEI-0046, p. 18-19.

Demands. Il n'y aurait donc pas une plus grande variabilité du taux de rendement entre ces derniers.

[325] Selon M. Centolella, en absence d'une volatilité significativement plus importante chez le Distributeur, il est prématuré de conclure que la zone sans partage est un élément essentiel dans l'élaboration du MTÉR et que l'étendue différente de telles zones pour chacun des Demands est requise.

[326] Monsieur Centolella soutient que le choix des paramètres qu'il a retenus pour le MTÉR est justifié par l'équilibre qu'il présente entre la protection de la clientèle et la recherche d'efficacité :

« This approach strikes a reasonable balance between protecting customers and continuing to provide a marginal incentive for the utility to pursue cost savings and efficiency improvements. I recommend the use of the same alternative ESM structure for both HQT and HQD. This is consistent with the historical pattern of HQT expenses deviating from forecasted levels by amounts exceeding the expense for HQD »²¹⁷.

[327] Par ailleurs, le MTÉR qu'il propose vise à compenser l'asymétrie d'information inhérente au modèle de réglementation actuel :

« [...] it addresses an information asymmetry between the utilities and the regulator. The regulator does not have equivalent access to important information that is known by or available to the utility. The regulator is not directly involved in the utilities' day-to-day management and operations and therefore inherently has less information than the utilities about opportunities which they could pursue to reduce costs and improve efficiency, their future revenue requirements, and factors which may affect future sales »²¹⁸.

[328] En adoptant une formule excluant la zone sans partage, M. Centolella considère que le MTÉR inciterait les Demands, qui disposent d'un avantage déterminant en termes de connaissance de l'information, à formuler des prévisions annuelles moins conservatrices, sachant qu'ils ne conserveront qu'une partie marginale des écarts de rendement découlant de ces *prévisions conservatrices*²¹⁹.

²¹⁷ Pièce C-FCEI-0046, p. 5.

²¹⁸ *Ibid.*

²¹⁹ *Ibid.*

[329] À cet égard, la FCEI soumet que, tant chez le Transporteur que chez le Distributeur, les excédents de rendement importants et récurrents de 2007 à 2012 sont dus essentiellement à l'établissement des prévisions ainsi qu'à une gestion conservatrices. Dans la majorité des cas, la contribution de l'efficacité aux écarts de rendement, tant chez le Transporteur que chez le Distributeur, n'a pas ou peu contribué au niveau des charges d'exploitation, sauf potentiellement pour 2011 et 2012²²⁰.

[330] Par ailleurs, le mécanisme qu'elle propose permet de faire en sorte que le principal bénéficiaire de tout écart de rendement soit la clientèle. En prévoyant que la clientèle bénéficiera d'une réduction des tarifs dans l'année subséquente, le modèle réglementaire reproduit davantage les règles de concurrence par ajustement de prix qui prévalent sur les marchés²²¹.

[331] Monsieur Centolella considère finalement que le MTÉR qu'il propose s'adapte bien au cadre réglementaire actuel et qu'il permettra d'assurer la transition vers un modèle de réglementation incitative de type PBR :

« The ESMs that I support in this case complement the setting of HQT and HQD rates for 2014 on a cost of service basis. The use of ESMs for 2014 will provide the Régie a period of time in which to consider a transition from its cost of service model to a model of performance based regulation that may deliver improved results in terms of efficiency and cost savings and ongoing improvements in performance and service quality »²²².

[332] Dans l'intervalle, la FCEI soumet que, comme la proposition tient compte des circonstances particulières liées aux excédents de rendement marqués et répétitifs des dernières années, si les écarts de rendement devaient recommencer à se comporter plus normalement, il y aurait lieu de revoir le mode de partage en conséquence²²³.

[333] Les Demandeurs, pour leur part, considèrent que M. Centolella tente d'introduire un tout autre objectif au MTÉR, soit de traiter une prétendue asymétrie d'informations dans l'établissement des prévisions, sans avoir fait la preuve qu'une telle asymétrie existe. À leur avis, un tel *re-purposing* est sans fondement et détourne le MTÉR de sa finalité.

²²⁰ Pièce C-FCEI-0050, p.17.

²²¹ Pièce C-FCEI-0046, p. 6.

²²² *Ibid.*

²²³ Pièce C-FCEI-0071, p. 29.

Monsieur Yardley précise que la question de l'asymétrie de l'information n'est pas liée au MTÉR et doit être abordée dans un autre cadre²²⁴.

[334] Les Demandeurs allèguent que les zones sans partage qu'ils proposent sont plus que raisonnables. Ils soutiennent que c'est plutôt l'absence de zone sans partage qui constituerait l'exception en comparaison avec les précédents dans l'industrie. Selon eux, la recommandation de M. Centolella découle du fait que le MTÉR qu'il propose a été conçu pour une période temporaire transitoire d'un an, fondée sur sa prémisse présumée de l'adoption prochaine d'un nouveau modèle réglementaire.

[335] Les Demandeurs soutiennent que l'absence d'une zone sans partage dans le MTÉR est non fondée pour les raisons suivantes²²⁵ :

- elle ne permet pas d'atteindre un résultat optimal pour la clientèle des Demandeurs à court et à long terme;
- elle ne vise qu'à capturer « *as much variances as possible as soon as possible* »;
- l'inclusion d'une zone sans partage devant demeurer en place pendant un certain nombre d'années permettrait au contraire d'assurer encore mieux le maintien d'incitatifs adéquats.

[336] Les Demandeurs sont d'avis que M. Centolella accorde un poids démesuré à la distinction entre des demandes tarifaires annuelles et des *multi-year rate plan*. Cette interprétation est limitative et mène à des conclusions contestables, considérant notamment que :

- les principes réglementaires actuels, sous-tendant la conception d'un MTÉR, demeurent pertinents, que les entreprises visées soient assujetties à des *multiyear rate plan* ou non;
- le caractère exceptionnel et hors norme d'un MTÉR ne prévoyant pas de zone sans partage n'a pas de lien logique reconnu avec un processus réglementaire de demandes tarifaires annuelles, au contraire²²⁶.

²²⁴ Pièce A-0035, p. 77.

²²⁵ Pièce B-0104, p. 60 et 62.

²²⁶ *Ibid.*, p. 62.

[337] Monsieur Yardley insiste également pour souligner que, si la durée du MTÉR devait être courte, la zone sans partage devrait être majorée en conséquence pour conserver l'incitatif à l'efficacité :

« *A shorter rate plan reduces the incentive to pursue efficiency gains, particularly those that require either an investment to be made or time to develop. If anything, a shorter rate plan should have a broader deadband to guard against this outcome* »²²⁷.

Autres interventions

[338] L'ACEFO soumet que les écarts négatifs doivent être entièrement à la charge des Demandeurs²²⁸. Elle exprime également de fortes réticences quant au partage des excédents à parts égales proposé par les Demandeurs. Étant donné l'importance des zones sans partage proposées, il lui apparaît peu probable que l'écart observé soit supérieur à la zone sans partage. Dans l'optique d'équilibrer les risques et les opportunités pour les consommateurs, l'ACEFO est d'avis que s'il devait y avoir une zone sans partage, au-delà de cette dernière, les consommateurs devraient pouvoir recevoir au moins 75 % des écarts²²⁹. En argumentation, l'ACEFO soutient les recommandations de M. Centolella.

[339] L'ACEFQ propose de compenser l'effet sur les tarifs d'un ajustement du taux de rendement en appliquant, dès la cause tarifaire 2014-2015, un MTÉR asymétrique exempté de zone sans partage et comportant un compte d'écarts constitué des écarts de rendement constatés dans la période 2010-2012 (nets des dividendes relatifs à ces écarts). Les écarts à partager devraient exclure certains écarts liés, entre autres, à la masse salariale, à l'efficacité énergétique et au soutien des plus démunis. Par ailleurs, la zone sans partage est trop large et représente une zone « *assurée* » de profits sans incitatif à l'efficacité²³⁰. Pour l'ACEFQ, les principales sources d'efficacité ont déjà été utilisées. Une nouvelle approche est maintenant requise pour mieux intégrer à la gestion courante les préoccupations d'efficacité, de même que l'efficacité énergétique aux services à la clientèle²³¹. Enfin, les prévisions des Demandeurs peuvent être ajustées en fonction des objectifs de l'entreprise, par exemple en faisant plus ou moins d'efficacité planifiée, ce

²²⁷ Pièce B-0051, p. 5.

²²⁸ Pièce C-ACEFO-0003, par. 21.

²²⁹ Pièce C-ACEFO-0016, p. 4.

²³⁰ Pièce C-ACEFQ-0017, p. 30.

²³¹ *Ibid.*, p. 12.

qui peut aider à « *partager* » plus ou moins de bénéfices avec la clientèle ou avec le gouvernement²³².

[340] Pour le GRAME, le MTÉR proposé par les Demandeurs n'encourage pas la réalisation de gains d'efficience, puisqu'il ne met en place aucun incitatif ciblé sur l'atteinte d'objectifs précis liés à son amélioration²³³. L'intervenant souligne, en outre, que le contexte réglementaire du Distributeur s'est sensiblement modifié depuis 2005. L'ajout de nombreux comptes d'écarts a contribué à réduire son risque d'écarts négatifs. Quant au Transporteur, il n'a pas démontré qu'il assumait un risque réel de générer des écarts de rendement négatifs²³⁴. Dans l'attente d'un mécanisme incitatif, le traitement des écarts est nécessairement une étape incontournable, puisque les Demandeurs conservent actuellement l'ensemble des écarts de rendement²³⁵. En conséquence, les zones sans partage proposées devraient être réduites pour tenir compte du manque de risque d'écarts négatifs. Pour le Distributeur, la zone sans partage devrait être de 50 ou 60 points de base. Pour le Transporteur, il ne devrait pas y en avoir²³⁶.

[341] OC considère que le MTÉR doit se présenter sous une forme simple et être mis en place dans un bref délai. Toutefois, estimant que la balance des intérêts et le traitement équitable des parties ne seraient pas pleinement atteints autrement, les zones sans partage devraient être réduites de 50 points de base. La présence d'une zone sans partage de 50 points, uniquement pour le Distributeur, respecterait les aléas d'exploitation de ce dernier et la présence d'une variation plus grande dans ses écarts de rendement²³⁷. La présence d'un facteur de partage 50-50 ne serait pas modifié et devrait permettre, tout comme la zone sans partage du Distributeur, de conserver des incitatifs adéquats pour encourager l'efficience. Par ailleurs, comme l'augmentation du TRCP aura pour effet ultime d'augmenter les tarifs d'électricité, le MTÉR devrait permettre de partager les écarts de rendement *in a meaningful way*, ce qui est en soi un exercice nécessairement subjectif. Il faut enfin tenir compte du fait que la méthode de fixation des tarifs basée sur le coût de service et l'asymétrie d'information qui en découle sont des éléments pertinents quant au choix du MTÉR²³⁸.

²³² Pièce C-ACEFQ-0017, p. 24.

²³³ Pièce C-GRAME-0011, p. 4.

²³⁴ Pièce C-GRAME-0018, p. 7 et 11.

²³⁵ Pièce C-GRAME-0011, p. 32.

²³⁶ Pièce C-GRAME-0018, p. 8.

²³⁷ Pièce C-OC-0019, p. 7-15.

²³⁸ Pièce C-OC-0024, p. 7-9.

[342] Le RNCREQ estime que le MTÉR proposé devrait être adopté sur une base temporaire, le temps d'étudier et d'adopter un vrai mécanisme incitatif. Le mode de partage des écarts devrait s'appliquer uniquement aux écarts de rendement résultant d'activités sous le contrôle des Demandeurs. Ces écarts devraient être retournés en parts égales entre les Demandeurs, les consommateurs à faibles revenus et en soutien aux programmes d'efficacité énergétique. L'objectif du MTÉR étant d'inciter les Demandeurs à réaliser des gains d'efficacité, ils ne devraient pas bénéficier d'un écart de rendement qui résulterait d'activités hors de leur contrôle et qui ne constituerait pas un gain d'efficacité²³⁹.

[343] SÉ/AQLPA soumet que le MTÉR proposé par les Demandeurs, requiert certaines modifications qui permettraient aux Demandeurs de conserver les gains d'efficacité planifiés. Or, le MTÉR proposé par les Demandeurs désincite à faire de l'efficacité budgétée et incite plutôt à faire de l'efficacité imprévue. En outre, il ne distingue pas entre la source des écarts, ce qui inciterait à réduire les postes budgétaires liés à la protection de l'environnement et au développement durable²⁴⁰.

[344] SÉ/AQLPA plaide que M. Centolella a correctement identifié le caractère insuffisamment incitatif du MTÉR proposé. Les écarts observés résultent davantage de l'asymétrie d'information et de prévisions conservatrices. Toutefois, la proposition de l'expert de la FCEI ne permet pas davantage d'aller au-delà des écarts constatés en fin d'exercice. En outre, il ne permet pas de capter et récompenser l'efficacité prévue d'avance et de retirer, lorsque possible, les variations de dépenses et revenus qui ne méritent pas d'être récompensées selon les outils réglementaires reconnus. En conséquence, ni ce modèle ni celui proposé par les Demandeurs peut être qualifié de « *mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité* ». De ce fait, s'il devait être implanté, il devrait être remplacé à plus ou moins brève échéance²⁴¹.

[345] L'UC n'endosse pas les propositions des deux experts relativement au rôle du MTÉR comme incitatif à l'efficacité. L'intervenante soumet que le message que le MTÉR doit envoyer au sein de l'entreprise à l'effet que l'efficacité et la réduction des coûts sont valorisées est déjà contenu clairement dans le mode de réglementation actuel. La recherche de l'efficacité et le mandat de desservir les clients au meilleur coût possible sont au cœur de la mission des Demandeurs. Par ailleurs, l'UC est d'avis que les

²³⁹ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 42.

²⁴⁰ Pièce C-SÉ-AQLPA-0015, p. 7.

²⁴¹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0024, p. 6.

Demandeurs n'ont pas fait la preuve que le MTÉR qu'ils proposent contribuerait à améliorer l'efficacité, et insiste sur le fait qu'il serait impossible de déterminer quelle part des écarts de rendement proviendrait de l'efficacité. De l'avis de l'UC, l'occurrence d'écarts de rendement n'est pas synonyme d'efficacité mais reflète plutôt des prévisions conservatrices, des dépenses reportées ou des projets abandonnés²⁴².

[346] Pour l'UC, le MTÉR proposé est trop généreux à l'égard des Demandeurs. L'expérience des dernières années indique qu'il ne leur aurait pas été difficile de récupérer quasi automatiquement les écarts de rendement couverts par les zones sans partage. Or, ces écarts de rendement ne garantissent pas de gains d'efficacité au bénéfice des consommateurs autrement qu'au-delà des zones sans partage²⁴³.

[347] L'UC plaide que « *la solution ne doit pas consister à rechercher la réalisation d'un maximum d'écarts pour ensuite les partager, mais plutôt d'encourager les demandeurs à faire les meilleures prévisions possibles et à gérer de manière optimum les engagements pris et approuvés de même qu'à respecter les décisions rendues par la Régie* »²⁴⁴.

[348] Quant à M. Centolella, quoique l'UC tient à informer la Régie qu'elle partage et appuie le raisonnement et les principes de base qu'il soumet comme régissant les mécanismes de partage des écarts, elle est d'avis que l'expert a été conservateur et timide dans sa proposition²⁴⁵. Bien que sa preuve soit plus probante que celle des Demandeurs, l'UC n'est pas convaincue que l'implantation du MTÉR comporte un incitatif à l'efficacité. De fait, l'UC soutient qu'il n'y a aucune preuve à l'effet que les écarts de rendement des années passées proviennent de mesures d'efficacité ou que les futurs écarts de rendement positifs en proviendraient majoritairement. D'ailleurs, à l'instar de leur expert, les Demandeurs indiquent qu'il s'avère difficile, voire impossible de répartir les gains d'efficacité non anticipés ou non réalisés des écarts de prévision dus à des événements fortuits²⁴⁶.

[349] L'UC est d'avis que le mécanisme recherché ne doit pas valoriser la création d'écarts qui ne proviennent pas de mesures d'efficacité. Or, une partie prépondérante des écarts de rendement réalisés au cours des dernières années ne serait pas dus à de

²⁴² Pièce C-UC-0018, p. 9, 10 et 16.

²⁴³ Pièce C-UC-0013, p. 22.

²⁴⁴ *Ibid.*, p. 7.

²⁴⁵ Pièce C-UC-0018, p. 8.

²⁴⁶ *Ibid.*, p. 20.

l'efficacité. Dans de telles circonstances, les écarts observés devraient être retournés aux consommateurs²⁴⁷.

[350] L'UC propose plutôt d'implanter un MTÉR de type asymétrique favorisant le retour des écarts de rendement à la clientèle des Demandeurs et prévoyant les caractéristiques suivantes²⁴⁸. L'UC propose qu'une zone sans partage soit établie en faveur des clients à l'égard des écarts positifs, afin de protéger les consommateurs dans l'éventualité où le Distributeur et/ou le Transporteur atteindraient des écarts de rendement à des niveaux voisins de ceux réalisés depuis ces dernières années. Une première marge établie à 250 points de base pour le Distributeur et 100 points de base pour le Transporteur serait mise en place et les écarts réalisés à l'intérieur de cette marge, en relation avec le taux de rendement autorisé, seraient retournés entièrement aux clients. Au-delà de ces marges et pour les 100 points de base suivants, les clients et les Demandeurs partageraient les trop perçus à 50-50. Au-delà de cette dernière marge, tout trop perçu serait retourné aux clients.

[351] L'UC plaide en faveur de son modèle en soulignant que :

- les Demandeurs contrôlent leur gestion et leurs coûts. Ils ont démontré leur capacité de redresser leurs coûts lorsque nécessaire;
- les Demandeurs se sont ajustés au mode de réglementation actuelle et savent éviter les écarts négatifs;
- les Demandeurs ne présentent aucune analyse du risque d'écarts négatifs. La création de comptes d'écarts a sérieusement réduit les risques d'écarts de rendement négatifs en ce qui a trait aux éléments hors de leur contrôle²⁴⁹.

[352] L'UC considère que la zone sans partage proposée par les Demandeurs est un outil de motivation à la création d'écarts, toutes sources confondues. Ce n'est pas par le biais d'un mécanisme d'écarts, mais dans le cadre de leurs prévisions annuelles dans les dossiers tarifaires que les Demandeurs devraient poursuivre agressivement les objectifs et les sources d'efficacité²⁵⁰.

²⁴⁷ Pièce C-UC-0018, p. 7.

²⁴⁸ Pièce C-UC-0013, p. 23.

²⁴⁹ Pièce C-UC-0018, p. 14-15.

²⁵⁰ *Ibid.*, p. 18-19.

[353] En conséquence, l'UC soumet que l'asymétrie d'information et la présence de prévisions conservatrices représentent une réalité qui ne peut être résolue entièrement dans le contexte de dossiers tarifaires, sans alourdir de manière démesurée ces dossiers. L'UC allègue que le MTÉR doit aussi reconnaître cette problématique et être défini de façon à permettre de tenir les clients indemnes des conséquences qui en découlent²⁵¹.

Opinion de la Régie

[354] Depuis l'adoption de la Loi, les Demandeurs sont assujettis à un cadre réglementaire basé sur le coût de service. Ce cadre prévoit le dépôt de dossiers tarifaires sur la base de l'année témoin projetée. Il prévoit également la mise en place de comptes d'écarts permettant aux entreprises assujetties de réduire l'impact d'événements hors de leur contrôle, ce qui permet de réduire leur risque d'affaires.

[355] Pendant les premières années de la réglementation, la Régie constate que les Demandeurs ont enregistré des écarts de rendement négatifs. Toutefois, entre 2007 et 2012, les écarts de rendement observés ont été essentiellement positifs et se sont accrus à partir de 2009.

[356] Pour le Distributeur, les écarts de rendements sont passés de 105,7 M\$ en 2009 à 111,4 M\$ en 2012, avec un sommet de 171,4 M\$ (ou 494 points de base) atteint en 2010. Ces écarts représentent entre 316 et 332 points de base au-delà du taux de rendement autorisé.

[357] Pour le Transporteur, les écarts ont été de 83,6 M\$ en 2009 pour atteindre 152,0 M\$ en 2012, soit entre 177 et 315 points de base au-delà du taux de rendement autorisé²⁵².

[358] Selon la Régie, le contrôle que les Demandeurs exercent sur leur gestion, ainsi que sur leurs outils de prévision leur procure une marge de manœuvre leur permettant de moduler les activités en cours d'année afin d'atteindre les objectifs financiers prévus. La Régie est d'avis que les écarts de rendement observés au cours des dernières années découlent entre autres du contrôle des Demandeurs sur leurs décisions de gestion. Dans ce contexte, et tenant compte de l'historique des écarts de rendement depuis 2009, elle

²⁵¹ Pièce C-UC-0018, p. 23 et 25.

²⁵² Pièce B-0020, p. 27-29 et 39.

considère peu probable que les Demandeurs réalisent des écarts de rendement négatifs au cours de prochaines années.

[359] Pour ces motifs, la Régie retient l'implantation d'un MTÉR asymétrique dans lequel les écarts de rendements négatifs seront à la charge des Demandeurs.

[360] Les Demandeurs proposent l'implantation d'un MTÉR incluant une zone sans partage pour une part importante des écarts de rendement observés et un partage égal de l'excédent de la zone sans partage. Cette proposition assurerait, selon eux, l'équilibre entre l'incitatif à l'efficience et le partage équitable des excédents découlant de gains d'efficience ou de mesures de réduction de coûts qu'il n'est pas possible de différencier.

[361] Les intervenants ont soumis une variété de solutions alternatives pour le MTÉR. Certaines propositions reconnaissent que le MTÉR ne doit pas décourager la recherche d'efficience, mais que sa contribution en ce sens est limitée. D'autres considèrent que le MTÉR vise à partager les écarts de rendement en faveur de ceux qui y ont contribué via leurs tarifs, soit la clientèle. Certaines propositions s'inscrivent dans un cadre simple privilégiant le partage des écarts constatés globalement, alors que d'autres veulent répondre à des objectifs précis et ciblés et présentent des modes de partage plus complexes. La Régie note l'éventail d'options que présente l'ensemble de ces propositions. Elle constate néanmoins qu'il est généralement admis que les écarts de rendement, pour lesquels un mode de partage est recherché, ne résultent pas uniquement de gains d'efficience mais que d'autres sources possibles peuvent également y avoir contribué.

[362] Les Demandeurs justifient la présence d'une zone sans partage principalement en raison de l'importance de maintenir un incitatif à la réalisation de gains d'efficience. Cette zone sans partage tient également compte du fait que les Demandeurs proposent que les écarts négatifs soient entièrement à leur charge.

[363] La Régie n'accorde pas beaucoup de poids à ce dernier argument. En effet, tel que mentionné précédemment, la Régie considère que les Demandeurs disposent des outils de prévision et des leviers de gestion requis pour agir en temps opportun afin de respecter leurs objectifs financiers, ce qui limite grandement le risque d'écarts négatifs.

[364] La Régie tient à préciser que l'objectif premier du MTÉR est d'établir un mode de partage des excédents de rendement. De plus, elle juge essentiel que les Demandeurs cherchent à établir les meilleures prévisions possibles. La Régie considère que les efforts d'efficacité des Demandeurs doivent surtout se faire en proposant des mesures dans le cadre des dossiers tarifaires pour ainsi en faire bénéficier la clientèle dès que possible. Cela étant dit, la Régie ne souhaite pas décourager les initiatives des Demandeurs en cours d'année qui pourraient se traduire par des gains d'efficacité.

[365] La Régie doit chercher un équilibre entre les actions pouvant générer des gains d'efficacité tout en évitant d'accroître le bénéfice des Demandeurs en raison d'erreurs de prévision.

[366] Toutefois, les Demandeurs ont clairement indiqué qu'il n'est pas possible de distinguer en fin d'année les écarts causés par des erreurs de prévision de ceux engendrés par des gains d'efficacité réalisés, à moins d'efforts considérables. Ainsi, en adoptant la zone sans partage proposée, il est probable que le rendement autorisé des Demandeurs soit bonifié en raison principalement de prévisions qui ne se sont pas avérées, d'autant plus que les Demandeurs reconnaissent qu'il sera plus difficile de réaliser des gains d'efficacité au cours de prochaines années.

[367] En conséquence, la Régie juge qu'il n'est pas approprié que le MTÉR comporte une zone sans partage.

[368] De plus, la Régie considère qu'un partage égal des excédents de rendement entre les Demandeurs et la clientèle pour les 100 premiers points de base constitue une approche équilibrée dans les circonstances. Au-delà des 100 premiers points de base, la Régie estime qu'un partage de l'ordre de 75 % pour les clients et 25 % pour les Demandeurs est approprié, puisque c'est la clientèle qui aura contribué à ces revenus par le biais des tarifs.

[369] En effet, pour tout écart de rendement au-delà des 100 premiers points de base, la Régie considère que la clientèle est en droit de bénéficier d'une part prépondérante de ces derniers, puisque l'occurrence d'écarts de rendement positifs au-delà de ce seuil ne peut vraisemblablement pas être associée explicitement à des gains d'efficacité ou à des mesures de réduction de coûts.

[370] **En conséquence, les écarts de rendement positifs seront partagés comme suit :**

- **premiers 100 points de base : Demandeurs 50 %, clientèle 50 %;**
- **au-delà de 100 points de base : Demandeurs 25 %, clientèle 75 %.**

6.2 COMPTES D'ÉCARTS EXISTANTS

[371] Dans le présent dossier, le Transporteur et le Distributeur ne proposent aucun changement aux comptes d'écarts existants. Ces comptes d'écarts sont énumérés ci-après²⁵³ :

Transporteur

- compte d'écarts des revenus des services de transport de point à point;
- compte d'écarts du coût de retraite;

Distributeur

- compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité;
- compte d'écarts de la charge locale de transport;
- compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques;
- compte d'écarts du coût du combustible;
- compte d'écarts de tarif de maintien de la charge;
- compte d'écarts du coût de retraite;
- compte d'écarts pour les coûts des pannes majeures;
- compte d'écarts des coûts liés au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

[372] Les Demandeurs soulignent que ces comptes d'écarts ont été intégrés au fil des dossiers tarifaires, suivant des propositions des Demandeurs ou d'intervenants. Le recours à ces comptes est d'ailleurs réservé aux activités dont les coûts sont volatils, imprévisibles et importants.

²⁵³ Pièce B-0004, p. 24.

[373] Le GRAME fait valoir que certains comptes d'écarts auraient dû ou devraient être évalués en lien avec le niveau de risque établi pour le Distributeur et qu'en ce sens, ses recommandations respectent le cadre procédural établi par la Régie²⁵⁴. Ainsi, l'intervenant recommande d'ajouter un compte d'écarts relatif aux ventes d'électricité du Distributeur et de demander une analyse au Distributeur sur la pertinence de créer un compte d'écarts pour l'ensemble des coûts du PGEÉ²⁵⁵.

[374] Le GRAME recommande également de ventiler séparément les écarts de rendement reliés aux réseaux autonomes dans le cadre de l'application d'un MTÉR, afin de permettre un suivi de la situation par la Régie²⁵⁶.

[375] Quant à OC, elle suggère de retirer, de manière progressive, les comptes d'écarts ayant été créés pour des problématiques ponctuelles et pour lesquels les montants associés sont faibles. OC estime que les comptes d'écarts relatifs au coût de retraite, au tarif de maintien de charge ainsi qu'au coût du combustible pourraient ainsi être progressivement éliminés²⁵⁷. L'intervenante est d'avis qu'une analyse de la liste des comptes d'écarts serait un exercice pertinent dans les prochains dossiers tarifaires²⁵⁸.

[376] Les Demandeurs répliquent que la création de nouveaux comptes d'écarts, incluant la proposition du GRAME, est un sujet exclu du présent dossier par la Régie. Cette question relève des dossiers tarifaires et requiert un débat et une preuve sur des critères précis, ce qui n'a pas été fait en l'espèce²⁵⁹. Les Demandeurs ont d'ailleurs soulevé une objection en audience, prise sous réserve par la Régie²⁶⁰, concernant certains éléments de preuve des intervenants sur cette question. Les extraits de preuve contestés ont été identifiés par les Demandeurs dans une lettre du 29 octobre 2013²⁶¹.

[377] Par ailleurs, les Demandeurs sont d'avis que le MTÉR proposé est un mécanisme conçu pour s'appliquer à l'ensemble des revenus et des coûts sans exclusion²⁶².

²⁵⁴ Pièce C-GRAME-0018, p. 4.

²⁵⁵ *Ibid.*, p. 11.

²⁵⁶ *Ibid.*

²⁵⁷ Pièce C-OC-0019, p. 18.

²⁵⁸ Pièce C-OC-0024, p. 10.

²⁵⁹ Pièce B-0157, p. 23.

²⁶⁰ Pièce A-0037, p. 172.

²⁶¹ Pièce B-0091.

²⁶² Pièce B-0157, p. 24.

[378] Dans sa décision D-2013-117²⁶³, la Régie a exclu du dossier l'examen des comptes d'écart du Transporteur et du Distributeur. L'objection des Demandeurs prise sous réserve est donc accueillie et les éléments de preuve contestés sont exclus du dossier. À cet égard, la Régie précise que la question des comptes d'écart pourrait être abordée dans le contexte des dossiers tarifaires.

[379] En ce qui a trait à la ventilation des écarts de rendement reliés aux réseaux autonomes dans le cadre de l'application d'un MTÉR, la Régie est d'accord avec les Demandeurs à l'effet que le MTÉR est un mécanisme conçu pour s'appliquer à l'ensemble des revenus et des coûts sans exclusion.

6.3 MODALITÉS DE DISPOSITION DES COMPTES D'ÉCARTS RELATIFS AUX ÉCARTS DE RENDEMENT

[380] Afin de transférer aux clients l'écart de rendement qui leur est attribué en vertu du MTÉR proposé, le Transporteur et le Distributeur suggèrent pour chacun la création d'un compte d'écart permettant d'y comptabiliser l'écart de rendement à partager. De plus, ils proposent d'assortir ce compte des modalités de disposition suivantes²⁶⁴.

[381] Pour une année historique donnée, l'année 2014 à titre d'exemple :

- constatation de l'écart de rendement réel à la clôture de l'exercice financier de l'année historique (2014);
- présentation du résultat du calcul de l'écart à remettre aux clients dans le rapport annuel de l'année historique (2014) déposé à la Régie;
- prise en compte de l'écart à remettre aux clients dans le cadre de l'année témoin projetée (2016);
- application, jusqu'à sa disposition, d'un rendement au taux autorisé de la base de tarification à l'écart comptabilisé au compte (du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015²⁶⁵).

²⁶³ Pièce A-0004, p. 13, par. 51.

²⁶⁴ Pièce B-0004, p. 25-26.

²⁶⁵ Pièce A-0035, p. 118.

[382] Les Demandeurs mentionnent que les modalités proposées ont, d'une part, l'avantage d'être simples dans leur application, en constatant, une fois définitif, l'écart de rendement réel à remettre aux clients puisqu'il s'agit de l'objectif fondamental. Les Demandeurs soulignent également que les modalités proposées permettent, d'autre part, de minimiser le délai de disposition et, par conséquent, l'impact sur les tarifs des clients.

[383] La Régie reconnaît que ces modalités sont simples, équitables et permettent de minimiser les délais de disposition des comptes d'écarts relatifs aux écarts de rendement. Elle constate que, durant le délai de disposition, les clients seront indemnisés puisque le compte d'écarts portera intérêts.

[384] De plus, la Régie note que ces modalités de disposition proposées sont des pratiques réglementaires qu'elle a reconnues dans les dossiers de Gaz Métro et de Gazifère.

[385] En conséquence, la Régie accepte les modalités de disposition des comptes d'écarts relatifs aux écarts de rendement, telles que proposées par les Demandeurs.

6.4 INDICATEURS DE PERFORMANCE

[386] Les Demandeurs sont d'avis qu'il est souhaitable de continuer de faire un suivi des indicateurs de performance auprès de la Régie sans les relier au MTÉR proposé²⁶⁶.

[387] Ils indiquent que le régime réglementaire actuellement en place comprend déjà un ensemble d'indicateurs de performance et de qualité de service. Le suivi de ces indicateurs dans le cadre des causes tarifaires permet déjà de s'assurer que la réalisation des gains d'efficience ne se fait pas au détriment de la qualité de service.

[388] Les Demandeurs considèrent qu'il n'est pas nécessaire, ni opportun, que le MTÉR soit lié à l'atteinte de cibles de performance comme condition au partage de l'écart de rendement réalisé. Selon les Demandeurs, cette position est d'ailleurs confirmée par les deux seuls experts entendus sur cette question²⁶⁷.

²⁶⁶ Pièce B-0104, p. 73.

²⁶⁷ Pièce B-0041, p. 15-16.

[389] Les Demandeurs soulignent qu'il n'y a aucune preuve au présent dossier mettant en doute leur niveau de performance ni la qualité de leurs services et ces éléments ne sont pas un enjeu au présent dossier. De plus, au cours des dernières années, les Demandeurs ont livré, entre autres, d'importants gains d'efficience récurrents, pris en compte directement dans la détermination des revenus requis et des ajustements tarifaires, transférés intégralement à la clientèle.

[390] Ils précisent que l'inclusion d'indicateurs de performance dans un MTÉR demeure une exception dans l'industrie, tel que confirmé clairement par le témoin expert M. Yardley.

[391] En effet, les Demandeurs indiquent que la fixation de cibles de performance est un exercice complexe, considérant notamment : a) la nécessité de retenir des indicateurs associés à des mesures objectives, b) la présence potentielle d'effets négatifs sur d'autres éléments de performance et c) les coûts additionnels reliés à l'atteinte de cibles particulières²⁶⁸.

[392] Outre la complexité associée au processus de choix des indicateurs appropriés, les Demandeurs expliquent que leur emploi dans le cadre de l'application du MTÉR pose plusieurs difficultés d'ordre technique et méthodologique et pourrait s'avérer pénalisant tant envers les Demandeurs que les clients, selon le cas. Ainsi, de façon générale, il existe un délai, parfois de plusieurs années, entre la réalisation de dépenses et la concrétisation de leur impact sur les indicateurs. De plus, la performance des indicateurs peut être affectée par des événements hors du contrôle des divisions²⁶⁹.

[393] Si des modifications doivent être apportées aux indicateurs de performance existants, ce que les Demandeurs ne croient pas, le forum approprié pour ce faire demeure les demandes tarifaires²⁷⁰.

[394] Le GRAME soumet à la Régie que si le MTÉR n'est pas qualifié de mécanisme incitatif selon l'article 48.1 de la Loi, il y a lieu d'attacher les indicateurs déjà existants, pour les deux entités, aux résultats du MTÉR. À cet égard, l'intervenant recommande la tenue d'une audience pour fixer une grille de pondération pour les indicateurs existants, de même qu'une méthode de calcul pour déterminer les pourcentages de réalisation des indices et des pénalités pour la non-atteinte des indicateurs de performance.

²⁶⁸ Pièce B-0104, p. 72.

²⁶⁹ Pièce B-0041, p. 16.

²⁷⁰ Pièce B-0104, p. 73.

[395] Si le MTÉR était reconnu par la Régie comme mécanisme incitatif au sens de l'article 48.1 de la Loi, le GRAME soumet qu'une démarche doit être entreprise pour rendre optimal ce mécanisme et afin que les intervenants puissent soumettre leurs préoccupations d'intérêt public à cet égard. L'intervenant propose un processus d'entente négociée pour la mise en place d'incitatifs ciblés afin de compléter le processus en cours qui traite des écarts de rendements²⁷¹.

[396] OC est d'avis qu'un exercice de la sorte peut s'avérer difficile et complexe. L'intervenant préfère faire l'expérience du MTÉR et ne propose pas de relier le mécanisme à des indicateurs de performance. Si la Régie décidait de relier le MTÉR à des indicateurs de performance, OC lui suggère de les relier de manière à pénaliser les entreprises en cas de dégradation des indicateurs. OC est par ailleurs en accord avec le témoin des Demandeurs, M. Yardley, sur l'importance de choisir des indicateurs objectifs. Plusieurs indicateurs sont déjà calculés et évalués à l'intérieur des causes tarifaires du Transporteur et du Distributeur. Une moyenne sur quelques années devrait être utilisée pour éviter que les indicateurs ne soient trop sensibles aux événements de force majeure ainsi qu'au délai entre l'implantation des mesures d'efficience et les résultats²⁷².

[397] Quant à SÉ/AQLPA, il est d'avis que la Régie pourrait élaborer une grille de pondération des écarts constatés en fin d'exercice, en fonction d'indicateurs de performance globaux, aux fins du processus de fermeture des livres. Il indique que la création d'une telle grille et la détermination de la juste pondération ne sont toutefois pas réalisables dans le présent dossier si l'on envisage une application à partir du 1^{er} janvier 2014. Il précise que cette recommandation pourra être intégrée au MTÉR lors d'une année ultérieure²⁷³.

[398] Bien que l'inclusion d'indicateurs de performance dans un MTÉR demeure une exception dans l'industrie selon la preuve déposée par les Demandeurs, la Régie souligne que sous sa juridiction, le partage des écarts de rendements (trop-perçus) en fin d'année est lié à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation de qualité de service pour Gaz Métro et pour Gazifère.

²⁷¹ Pièce C-GRAME-0018, p. 12.

²⁷² Pièce C-OC-0024, p. 11.

²⁷³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0024, p. 36.

[399] La Régie veut s'assurer que le trop-perçu éventuel n'est pas réalisé au détriment de la sécurité du réseau ou du service à la clientèle.

[400] La Régie constate que le régime réglementaire actuellement en place comprend déjà un ensemble d'indicateurs de performance et de qualité de service pour le Transporteur et le Distributeur qui sont présentés dans leur dossier tarifaire et dans leur rapport annuel.

[401] Pour ces motifs, la Régie demande au Transporteur et au Distributeur de présenter, lors d'un prochain dossier tarifaire, une proposition sur les indicateurs de performance liés au MTÉR.

[402] En conséquence, pour l'année 2014, la Régie précise que la remise de la portion du trop-perçu aux Demandeurs, le cas échéant, ne sera pas soumise à l'atteinte d'indicateurs de performance.

6.5 CADRE RÉGLEMENTAIRE POUR L'APPLICATION DU MTÉR

[403] Les Demandeurs sont d'avis que l'adoption d'un MTÉR dans le régime réglementaire actuel ne requiert pas l'ajout d'un nouveau processus réglementaire pour traiter spécifiquement de sa mise en application²⁷⁴.

[404] Les Demandeurs indiquent que le processus actuel prévu à l'article 75 de la Loi prévoit qu'ils fournissent à la Régie leur rapport annuel dans les meilleurs délais, considérant le volume important d'informations exigées par la Régie au fil du temps et la conduite des vérifications externes requises. Ce rapport annuel permettra à la Régie de continuer de suivre les principales sources d'écarts de rendement ainsi que l'application du MTÉR et de poser toutes les questions jugées utiles pour s'assurer que ses décisions sont respectées.

[405] Ils précisent que ces rapports annuels font déjà état des résultats détaillés des divisions réglementées, autant pour les résultats financiers et commerciaux que pour les indicateurs de performance. Les Demandeurs proposent d'y ajouter le travail

²⁷⁴ Pièce B-0104, p. 73-74.

supplémentaire qu'amène la présence de ce MTÉR au cadre réglementaire actuel²⁷⁵. Aussi, le véhicule réglementaire des demandes tarifaires continuera de permettre à la Régie et aux intervenants d'interroger les Demandeurs sur les comptes d'écart comptabilisant la part de l'écart favorable attribué aux clients en application du MTÉR.

[406] Selon les Demandeurs, ces processus sont efficaces et suffisants dans les circonstances et ils considèrent que la création d'un nouveau processus réglementaire prenant la forme d'une fermeture des livres réglementaires, à plus ou moins grande portée, n'est pas requise en l'espèce. Ils soulignent que les « *compliance filings* » aux États-Unis peuvent prendre une forme tout à fait équivalente à ce qui est proposé par les Demandeurs, dans le cadre des processus existants.

[407] Les Demandeurs considèrent que la nécessité de faire de tels ajouts au processus existant n'a pas été démontrée et que la Régie devrait d'abord mettre en place et appliquer le MTÉR à l'intérieur de ces processus pendant quelques années avant de conclure, comme le font certains intervenants, à leur insuffisance.

[408] La FCEI appuie la recommandation de son expert à l'effet que les écarts entre les revenus autorisés et réels soient calculés à la suite d'une révision administrative, afin de s'assurer que les coûts inscrits aux rapports annuels soient conformes aux principes d'établissement des tarifs et selon les standards fixés par la Régie lors de l'établissement de ces taux.

[409] Monsieur Centolella ajoute la recommandation suivante quant aux réponses à fournir aux personnes intéressées concernant les rapports annuels :

« The Régie should permit interested parties to obtain from HQT and HQD responses to information requests regarding Annual Report either in contemporaneous rate cases or during the Régie's review of the Annual Report. The Régie should not make a decision in this case regarding whether there should be additional proceedings – including either paper or in person hearings – regarding the conformance of costs in the Annual Report to its rate setting principles and standards. If future intervenor petitions present evidence of a material non-conformance with generally accepted ratemaking principles and standards, the Régie should retain the option to address such petitions at that time. If the companies file costs that conform to accepted rate setting principles

²⁷⁵ Pièce A-0035, p. 106.

and standards, no basis for such petitions will arise and no additional proceedings will be required. However, if the companies were to include costs that otherwise would not be recoverable, the Régie will have reserved its right to address that issue »²⁷⁶.

[410] La FCEI souligne que les recommandations faites par son expert s'inscrivent dans le cadre réglementaire actuel et ne visent surtout pas à l'alourdir²⁷⁷.

[411] SÉ/AQLPA propose un processus annuel d'audience de fermetures des livres qui permettrait de distinguer davantage les *vrais gains* à récompenser des écarts qui ne sont pas de *vrais gains* ou qui constituent des coupures non souhaitées par la Régie à des dépenses qu'elle juge souhaitables.

[412] SÉ/AQLPA explique que la Régie pourrait y identifier des postes budgétaires de dépenses considérées souhaitables par la Régie. Pour de tels postes, la Régie pourrait ainsi juger s'il y a lieu pour le Transporteur et le Distributeur de récupérer entièrement auprès des consommateurs tout dépassement de coûts. Dans le cas inverse, si des sommes prévues pour ces postes n'ont pas été dépensées et que les résultats s'en sont ressentis par rapport aux objectifs, la Régie, lors du processus de fermeture des livres, aurait le choix de transmettre ce gain aux consommateurs, ou même de reporter le budget afin de contraindre l'un ou l'autre des Demandeurs à dépenser lors d'une année ultérieure les sommes qu'il a omis de dépenser lors de l'année sous étude²⁷⁸.

[413] L'UC soumet qu'un suivi de l'application du mécanisme de traitement des écarts, ou d'un éventuel mécanisme de réglementation incitative, devrait pouvoir avoir lieu en fin d'année dans un processus de fermeture réglementaire des livres, comme dans le cas de Gaz Métro. Selon l'intervenante, un tel processus permettrait à la Régie et aux intervenants de questionner et vérifier que les résultats réels de l'année sont en ligne avec les prévisions et projets qui auront été présentés dans le cadre du dossier tarifaire²⁷⁹.

²⁷⁶ Pièce C-FCEI-0046, p. 24.

²⁷⁷ Pièce C-FCEI-0071, p. 17-18.

²⁷⁸ Pièce C-SÉ-AQLPA-0024, p. 36.

²⁷⁹ Pièce C-UC-0018, p. 27.

[414] Conformément aux modalités autorisées par la Régie à la section 6.3 de la présente décision, le résultat du calcul de l'écart de rendement à remettre aux clients sera présenté dans le rapport annuel de l'année historique (à titre d'exemple, l'année historique 2014), déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la Loi. L'écart de rendement à partager sera comptabilisé dans un compte d'écarts. La prise en compte de l'écart à remettre aux clients sera traitée dans le dossier tarifaire de la deuxième année subséquente (année tarifaire 2016) à l'année historique (année historique 2014).

[415] La Régie juge que le compte d'écarts relatif aux écarts de rendement devient un enjeu dans le dossier tarifaire de la deuxième année subséquente à l'année historique, et en tant que tel un sujet à y être examiné.

[416] La Régie accueille la proposition des Demandeurs de présenter les écarts de rendement lors des rapports annuels du Transporteur et du Distributeur en vertu de l'article 75 de la Loi.

Modalités additionnelles

[417] En réponse à une question posée en audience par la Régie²⁸⁰, le Transporteur et le Distributeur indiquent qu'il serait possible de soumettre un rapport des auditeurs indépendants, portant sur les écarts réglementaires, dans leur rapport annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la Loi.

[418] Les Demandeurs mentionnent que ce rapport des auditeurs indépendants porterait spécifiquement sur la conciliation entre les états financiers statutaires en vertu des *Normes internationales d'information financière* (IFRS) et les états financiers réglementaires et permettrait à la Régie d'apprécier la justesse des résultats réglementaires, qui sont le point de départ du calcul de l'écart de rendement.

[419] Ils précisent que, dans le contexte où le MTÉR s'appliquerait à compter de l'année 2014, un tel rapport des auditeurs indépendants pour l'année 2013 ne devrait être fourni qu'à titre informatif.

²⁸⁰ Pièce B-0101, p. 3.

[420] **La Régie demande au Transporteur et au Distributeur de soumettre, à partir du rapport annuel 2013, un rapport annuel des auditeurs indépendants portant spécifiquement sur la conciliation entre les états financiers statutaires en vertu des normes IFRS et les états financiers réglementaires.**

[421] Conformément à sa décision D-2013-037²⁸¹, **la Régie rappelle sa demande de soumettre, lors du dépôt du rapport annuel, un rapport spécifique des auditeurs indépendants portant sur la conciliation entre les états financiers statutaires en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et les états financiers statutaires en vertu des normes IFRS, étant donné qu'ils utilisent des référentiels différents.**

[422] Dans sa décision D-2002-175²⁸², la Régie prenait acte du délai demandé par le Transporteur et le Distributeur pour le dépôt du rapport annuel à la Régie en vertu de l'article 75, soit 60 jours après la publication du rapport annuel d'Hydro-Québec pour la production de tous les documents. La Régie considérait qu'il s'agissait d'un délai adéquat qui tenait compte du fait que les processus de préparation du rapport annuel n'étaient pas encore intégrés aux processus de l'entreprise. La Régie s'attendait cependant à ce que ce délai soit un délai maximal, qui tende à diminuer avec l'expérience.

[423] Les Demandeurs font valoir que la préparation d'un rapport annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 est un exercice important et qu'il comporte beaucoup de données à présenter. Selon ces derniers, il est impossible de réduire le délai de 60 jours²⁸³.

[424] **Considérant l'introduction d'un MTÉR et de l'examen du compte d'écart relatif aux écarts de rendement dans le dossier tarifaire, la Régie demande au Transporteur et au Distributeur de prendre les moyens nécessaires pour réduire le délai pour le dépôt de leur rapport annuel en vertu de l'article 75 de la Loi, ainsi que pour la remise des réponses aux demandes de renseignements de la Régie, le cas échéant.**

²⁸¹ Dossier R-3814-2012, pièce A-0071, p. 40, par. 125.

²⁸² Dossier R-3482-2002, p. 16.

²⁸³ Pièce A-0035, p. 108-111.

[425] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE l'objection des Demandeurs concernant certains éléments de preuve des intervenants relatifs aux comptes d'écarts;

APPROUVE pour le Transporteur un taux de rendement de ses capitaux propres de 8,2 % applicable à compter du 1^{er} janvier 2014;

APPROUVE pour le Distributeur un taux de rendement de ses capitaux propres de 8,2 % applicable à compter du 1^{er} janvier 2014;

APPROUVE la mise en place d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement selon les modalités établies à la section 6.1, à compter du 1^{er} janvier 2014;

AUTORISE le Transporteur et le Distributeur à créer des comptes d'écarts relatifs aux écarts de rendement, portant intérêt au taux autorisé de la base de tarification, assortis des modalités de disposition décrites à la section 6.3;

APPROUVE les modalités de mise à jour du coût de la dette et du coût du capital prospectif applicables à compter du 1^{er} janvier 2014;

ORDONNE au Transporteur et au Distributeur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus à la présente décision.

Gilles Boulianne
Régisseur

Marc Turgeon
Régisseur

Pierre Méthé
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par Me Stéphanie Lussier;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par Me Denis Falardeau;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par Me Guy Sarault;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par Me André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par Me Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par Me Éric Dunberry et Me Marie-Christine Hivon;

Option consommateurs (OC) représentée par Me Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par Me Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par Me Annie Gariépy;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représenté par Me Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par Me Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par Me Marc-André LeChasseur.