



Demande R-3842-2013

**Témoignage de
MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski
de Concentric Energy Advisors
sur le taux de rendement et l'analyse de risque**

Original : 2013-04-19

*HQTD-2, Document 1
En liasse*

**RCP et analyse de
risque**

Témoignage direct de

James M. Coyne et

John P. Trogonoski

**Au nom d'Hydro-Québec Distribution et
d'Hydro-Québec TransÉnergie**

**Présenté à la
Régie de l'énergie**

19 avril 2013

Concentric Energy Advisors[®] et son logo sont des marques de commerce enregistrées au fédéral de Concentric Energy Advisors[®]. Toute utilisation non autorisée est interdite.

TABLE DES MATIÈRES

I.	Introduction	1
A.	Qualifications.....	1
B.	Portée du témoignage.....	4
C.	Sommaire.....	6
II.	Profil de HQD et de HQT.....	15
III.	Établissement d'un rendement équitable.....	17
IV.	Sélection des entreprises de référence	21
V.	Précédents relatifs à la prise en compte des données américaines.....	29
VI.	Conjoncture commerciale et économique au Canada et aux États-Unis	35
VII.	Analyse des risques	42
VIII.	Analyse des rendements obtenus et autorisés.....	54
IX.	Méthode d'estimation du coût des capitaux propres et résultats	65
X.	Vue d'ensemble des conclusions et des recommandations.....	113
	Annexe A : Analyse des risques d'affaires.....	A-1
	Annexe B : Analyse du risque financier.....	B-1

TABLE DES PIÈCES

Exhibit JMC-1	% of Regulated Operating Income and Revenue
Exhibit JMC-2	Canadian & U.S. Macroeconomic Factors
Exhibit JMC-3, Schedule 1	Canadian and U.S. Proxy Groups
Exhibit JMC-3, Schedule 2	Proxy Group Operating Statistics
Exhibit JMC-4, Schedule 1	Regulated Generation and Stranded Cost Recovery
Exhibit JMC-4, Schedule 2	Fuel Cost Risk
Exhibit JMC-4, Schedule 3	Volume/Demand Risk
Exhibit JMC-4, Schedule 4	Capital Cost Recovery Risk
Exhibit JMC-4, Schedule 5	Rate Regulation and Earnings Sharing
Exhibit JMC-4, Schedule 6	Regulatory Lag

Exhibit JMC-4, Schedule 7	Other Cost Recovery
Exhibit JMC-5	Proxy Group Credit Metrics
Exhibit JMC-6	Capital Asset Pricing Model – Reconciled Approach
Exhibit JMC-7	Forward-Looking Market Risk Premium – U.S.
Exhibit JMC-8	Forward-Looking Market Risk Premium – Canada
Exhibit JMC-9, Schedule 1	30-Day Constant Growth DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-9, Schedule 2	90-Day Constant Growth DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-9, Schedule 3	180-Day Constant Growth DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-9, Schedule 4	30-Day Constant Growth DCF – Canadian Proxy Group
Exhibit JMC-9, Schedule 5	90-Day Constant Growth DCF – Canadian Proxy Group
Exhibit JMC-9, Schedule 6	180-Day Constant Growth DCF – Canadian Proxy Group
Exhibit JMC-10, Schedule 1	30-Day Sustainable Growth DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-10, Schedule 2	90-Day Sustainable Growth DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-10, Schedule 3	180-Day Sustainable Growth DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-10, Schedule 4	Sustainable Growth Rate Calculation – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-11, Schedule 1	30-Day Multi-Stage DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-11, Schedule 2	90-Day Multi-Stage DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-11, Schedule 3	180-Day Multi-Stage DCF – U.S. Proxy Group
Exhibit JMC-11, Schedule 4	30-Day Multi-Stage DCF – Canadian Proxy Group
Exhibit JMC-11, Schedule 5	90-Day Multi-Stage DCF – Canadian Proxy Group
Exhibit JMC-11, Schedule 6	180-Day Multi-Stage DCF – Canadian Proxy Group

I. INTRODUCTION

Concentric Energy Advisors, Inc. (« Concentric ») livre son témoignage au nom d'Hydro-Québec Distribution (« HQD ») et d'Hydro-Québec TransÉnergie (« HQT ») par l'entremise de deux témoins qui ont collaboré à sa préparation. Le témoignage de M. Coyne porte essentiellement sur l'établissement du RCP approprié et celui de M. Trogonoski porte surtout sur l'analyse de risque sous-jacente. Les termes « Concentric », « nous », « notre » et « nos » se rapportent tous à Concentric.

A. QUALIFICATIONS

Q. Veuillez décliner votre nom, le nom de l'entreprise pour laquelle vous travaillez et votre adresse professionnelle.

R. Je m'appelle James M. Coyne; je suis premier vice-président de Concentric. Mon adresse professionnelle est la suivante : 293 Boston Post Road West, bureau 500, Marlborough, MA 01752.

Q. Veuillez décrire votre expérience et vos qualifications.

R. Je fais partie des professionnels de Concentric qui témoignent à titre d'experts devant les organismes fédéraux, étatiques et provinciaux du Canada sur des questions relatives à l'économie, à la finance et à la politique publique dans le secteur de l'énergie. Concentric offre des services-conseils de nature financière, économique et réglementaire à des clients situés partout en Amérique du Nord, y compris à des entreprises de services publics, à des organismes de réglementation, à des organismes publics et à des investisseurs dans le secteur des services publics. Je conseille régulièrement des entreprises de services publics, des producteurs

d'électricité, des organismes publics et des investisseurs privés sur des questions d'affaires propres au secteur des services publics. Mon travail consiste entre autres à calculer le coût du capital aux fins de l'établissement de la tarification ainsi qu'à témoigner à titre d'expert et à fournir des études sur des questions relatives à la réglementation incitative, à la politique de tarification, à l'évaluation, aux coûts du capital, à la gestion de la demande, aux programmes destinés aux clients à faible revenu ainsi qu'aux marchés des combustibles et de l'électricité. Je travaille également pour des entreprises de services publics, des promoteurs indépendants et des organismes publics à propos de questions relatives à la gestion et au développement de la production d'électricité, à la distribution et aux installations de transport.

J'ai écrit de nombreux articles sur le secteur de l'énergie et j'ai témoigné à la Federal Energy Regulatory Commission et devant des instances de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Californie, du Connecticut, du Maine, du Massachusetts, du New Jersey, de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario, du Québec, du Dakota du Sud, du Texas, du Vermont et du Wisconsin. Je suis également le coauteur de deux études qui comparent et analysent les RCP des entreprises de services publics de gaz naturel et d'électricité canadiennes et j'ai prononcé des discours lors d'événements organisés par le secteur et les organismes de réglementation à ce sujet.

Avant de rejoindre les rangs de Concentric, j'ai été premier directeur général du groupe de l'économie d'entreprise pour FTI/Lexecon et directeur général du groupe de la finance d'entreprise des secteurs de l'énergie et des services publics pour Arthur Andersen. Lorsque j'occupais ces postes, j'ai témoigné à titre d'expert et fourni des services-conseils en matière de fusions, d'acquisitions, de dessaisissements et de marchés financiers pour des clients du secteur de l'énergie. Auparavant, j'avais aussi occupé le poste de directeur général pour Navigant

Consulting, où j'étais responsable du groupe des services financiers, le poste de directeur des groupes de l'électricité et du gaz naturel à DRI et le poste d'économiste principal pour le Massachusetts Energy Facilities Siting Council, où j'ai analysé les plans d'approvisionnement et les propositions liés aux installations des entreprises de services publics d'électricité et de gaz de l'État. J'ai également travaillé en tant qu'économiste de l'énergie de l'État pour le Maine Office of Energy Resources. Je détiens un baccalauréat ès sciences en administration des affaires de l'université Georgetown et une maîtrise ès sciences en économie des ressources de l'université du New Hampshire. Mes qualifications sont présentées plus en détail dans mon curriculum vitæ.

Q. Veuillez décliner votre nom, le nom de l'entreprise pour laquelle vous travaillez et votre adresse professionnelle.

R. Je m'appelle John P. Trogonoski; je suis également à l'embauche de Concentric, à titre de directeur de projet. Mon adresse professionnelle est la suivante : 293 Boston Post Road West, bureau 500, Marlborough, MA 01752.

Q. Veuillez décrire votre expérience et vos qualifications.

R. Je compte une vingtaine d'années d'expérience en réglementation, en analyse financière, en évaluation d'entreprise, en impôts fonciers et en administration des programmes dans le secteur des services publics. Depuis que je travaille pour Concentric, en février 2008, j'ai conseillé de nombreux clients des secteurs des services publics et de l'énergie sur un vaste éventail de questions de nature financière et économique, me concentrant surtout sur l'établissement du coût du capital aux fins de la fixation de la tarification et sur l'évaluation du risque d'affaires, du

risque réglementaire et du risque financier. À titre de membre du personnel de la Colorado Public Utilities Commission, de 1999 à 2008, j'ai supervisé les analystes financiers des secteurs de l'énergie et des services de télécommunications et j'ai témoigné à titre d'expert sur des sujets se rapportant au taux de rendement, aux exigences de revenu, à la répartition des coûts, à la conception tarifaire, à la réglementation incitative et à la politique publique. Je détiens une maîtrise en administration des affaires et un baccalauréat en marketing de l'université du Colorado, située à Denver. Mes qualifications sont présentées plus en détail dans mon curriculum vitae.

Q. Au nom de qui livrez-vous le présent témoignage?

R. Nous soumettons ce témoignage au nom de HQD et de HQT, divisions d'Hydro-Québec, Inc. (« Hydro-Québec »).

B. PORTÉE DU TÉMOIGNAGE

Q. Quelle est la portée de votre témoignage à la présente audience?

R. Notre témoignage donne une estimation du coût des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires pour HQD et HQT aux fins de l'établissement d'un taux de rendement global pour l'année de tarification 2014. Pour estimer le coût des capitaux propres, Concentric s'est fondée sur des outils analytiques et des sources de données habituellement utilisés à cette fin devant les organismes réglementation au Canada et aux États-Unis, notamment une analyse de risque qui compare le risque d'affaires et le risque financier de HQD et de HQT par rapport à des groupes de référence d'entreprises de services publics canadiennes et d'entreprises de services publics d'électricité américaines ayant des profils d'entreprise et d'exploitation similaires

à ceux de HQD et de HQT. Concentric a aussi examiné les décisions antérieures prises et les précédents établis par la Régie de l'énergie (la « Régie ») relativement à de telles questions.

L'analyse fournie dans le présent témoignage soutient l'ensemble de la recommandation de Concentric sur le coût des capitaux propres en matière d'établissement de la tarification. Cette analyse comporte les éléments suivants :

- 1) L'évaluation du profil d'exploitation et du profil financier de HQD et de HQT;
- 2) L'examen des exigences juridiques et réglementaires pour établir un taux de rendement équitable;
- 3) La sélection de groupes de référence canadien et américain composés d'entreprises ayant un risque d'affaires et un risque d'exploitation semblables à ceux de HQD et de HQT;
- 4) L'étude de la conjoncture réglementaire, institutionnelle, économique et financière au Canada et aux États-Unis pour faire part à la Régie des préoccupations par rapport à la fiabilité d'un groupe de référence américain¹;
- 5) L'examen du risque d'affaires et du risque financier de HQD et de HQT relativement aux entreprises des groupes de référence canadien et américain afin de déterminer s'il est raisonnable de se fier à ces groupes de référence respectifs pour estimer le RCP requis pour HQD et HQT;
- 6) L'estimation du coût des capitaux propres à l'aide de méthodes financières éprouvées, soit le modèle d'évaluation des actifs financiers (« MEDAF ») et le modèle d'actualisation des flux monétaires (« modèle d'AFM »);
- 7) Le développement d'une large fourchette de résultats pour les groupes de référence canadien et américain;

¹ Plus précisément, la Régie a cherché des éléments de preuve qui lui permettraient de conclure que la conjoncture réglementaire, institutionnelle, économique et financière des deux pays et leurs répercussions sur les occasions qui en découlent pour les investisseurs sont comparables. Régie de l'énergie, Décision D-2011-182, Dossier R-3752-2011, Phase 2, 25 novembre 2011, alinéas 294-295.

8) L'estimation du coût des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de HQD et de HQT se fonde sur l'application et l'interprétation de cette fourchette ainsi que sur le risque d'affaires et le risque financier de HQD et de HQT par rapport aux groupes de référence respectifs.

C. SOMMAIRE

Q. Veuillez faire un résumé de vos analyses et de vos conclusions.

R. Concentric s'est appuyée sur les normes réglementaires et les analyses suivantes pour faire les conclusions et les recommandations ci-après :

- 1) Les principes juridiques et réglementaires établis exigent que HQD et HQT aient la possibilité d'obtenir un rendement équitable de leur investissement².
- 2) Pour qu'un taux de rendement soit considéré comme étant raisonnable, les entreprises doivent avoir une possibilité raisonnable d'obtenir un rendement qui respecte trois critères :
 - Le critère de l'attraction des capitaux
 - Le critère de l'intégrité financière
 - Le critère de l'investissement comparable

Ces trois critères doivent être respectés sur une base individuelle et globale pour satisfaire à l'exigence de rendement équitable³.

- 3) Concentric a estimé le coût des capitaux propres de HQD et de HQT à l'aide du MEDAF et du modèle d'AFM, en utilisant différentes données et caractéristiques relatives aux modèles afin d'examiner une fourchette raisonnable de résultats. Ce faisant, nous cherchons des preuves de cohérence entre les modèles et les résultats et des signes que les résultats présentés devraient être remis en question.

² Concentric croit comprendre que la Régie se conforme à une norme « juste et raisonnable » pour établir l'ensemble de la tarification des services publics, suivant la pratique réglementaire en vigueur ailleurs au Canada et aux États-Unis. Nous faisons plus précisément référence à la norme du rendement équitable (*Fair Return Standard*), qui découle de la décision prise dans l'affaire *Northwestern Utilities v. City of Edmonton* (1929) [1929] C.S.C. 186 (« Northwestern ») et qui est généralement reconnue comme étant la norme juridique et réglementaire au Canada pour l'établissement du coût du capital approprié pour les entreprises de services publics réglementées.

³ L'Office national de l'énergie et les organismes de réglementation provinciaux ont adopté les mêmes critères.
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

En raison de nos préoccupations à l'égard des données et des résultats obtenus grâce au traditionnel MEDAF et de la prise en compte des plus récentes décisions de la Régie qui tentent de tenir compte de ces problèmes et des différences avec d'autres modèles, Concentric a conçu un « MEDAF rapproché » qui a permis d'établir un RCP de 9,22 %.

L'analyse d'AFM appliquée à un groupe de référence d'entreprises de services publics canadiennes a produit une fourchette de RCP de 9,4 % à 12,1 %, avec un résultat moyen de 10,7 %, comprenant des frais d'émission de 30 points de base. Les résultats obtenus grâce au modèle d'AFM utilisant la fourchette du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines se situent entre 9,2 % et 9,6 %, avec un résultat moyen de 9,4 %, comprenant des frais d'émission de 30 points de base.

Les résultats des méthodes sur lesquels s'est appuyée Concentric sont présentés dans le tableau 1.

- 4) Groupes de référence – Il est approprié d'examiner des groupes de référence canadien et américain soigneusement choisis comme points de référence pour les entreprises de services publics de distribution et de transport d'électricité comme HQD et HQT. Plus précisément, étant donné le petit nombre d'entreprises de services publics canadiennes cotées en Bourse, il est approprié de prendre en compte les résultats analytiques d'un groupe d'entreprises de services publics d'électricité américaines à faible risque. D'après des constatations faites par Concentric, un groupe soigneusement choisi d'entreprises de services publics d'électricité américaines ressemble davantage à HQD et à HQT qu'un groupe de référence d'entreprises canadiennes en raison des différences de leur profil d'entreprise. Il est important de prendre en note que Concentric ne conclut pas que toutes

les entreprises de services publics d'électricité des États-Unis sont comparables à HQD et à HQT. Notre groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines a été établi au moyen d'une procédure de sélection minutieuse parmi les entreprises américaines pour choisir celles qui se comparent le mieux à HQD et à HQT. Cette procédure de sélection comporte un examen de facteurs comme les notations de crédit, le paiement de dividendes, la capitalisation boursière et le pourcentage de revenus qui découlent des activités réglementées et des activités des entreprises de services publics d'électricité réglementées et tient compte de la participation ou non de l'entreprise dans une opération de fusion ou d'acquisition qui pourrait avoir une incidence importante sur le cours de l'action pendant la période d'évaluation. Plus important, la procédure de sélection de Concentric permet de choisir les entreprises de services publics d'électricité américaines à faible risque ayant des notations à long terme de Standard and Poor's (« S&P ») de A- ou plus. Ces notations de crédit indiquent que les agences de notation voient ces entreprises américaines comme présentant un risque d'affaires et un risque financier relativement faibles. En fin de compte, Concentric a choisi six entreprises de services publics canadiennes et six entreprises de services publics d'électricité américaines pour effectuer une analyse de risque plus poussée de leurs activités.

- 5) Facteurs de risque – Concentric a mis au point une évaluation détaillée des risques des entreprises canadiennes et des entreprises de services publics d'électricité américaines de référence relativement à la conjoncture économique, à l'intégration des marchés des capitaux, aux politiques gouvernementales et réglementaires, ainsi qu'au risque d'affaires et au risque financier. Les conclusions de notre analyse de risque sont présentées ci-après.
 - Risque d'investissement – Plus que jamais, le Canada et les États-Unis sont

similaires du point de vue des investissements. Plus précisément, il est raisonnable de conclure que les investisseurs ne verraient pas d'écart important entre la situation économique, financière et réglementaire entre les deux pays qui les amènerait à assigner un profil de risque différent à des entreprises canadiennes et américaines qui seraient autrement comparables.

- Risque d'affaires – Les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis ont fourni aux sociétés d'exploitation des groupes de référence des mécanismes de recouvrement des coûts et de stabilisation des revenus pour atténuer bon nombre de risques d'affaires importants, comme l'approvisionnement en combustible, les fluctuations du volume et de la demande, les coûts des dépenses en immobilisations et les coûts d'exploitation qui ont tendance à varier énormément d'une année à l'autre. En fonction des risques d'affaires répertoriés dans le présent témoignage, la seule différence importante est qu'un pourcentage des entreprises de services publics d'électricité du groupe de référence américain (et canadien) détiennent des actifs de production réglementés, ce qui indique que ces entreprises font face à un risque d'affaires un peu plus élevé que HQD et HQT.
- Risque financier – HQD et HQT ont un levier financier légèrement plus important dans leur structure du capital que les entreprises de services publics canadiennes et un levier financier beaucoup plus important et des données de crédit plus faibles que les entreprises de services publics d'électricité du groupe de référence américain. Les agences de notation sont peut-être satisfaites du niveau de protection réglementaire et de protection des flux de trésorerie offert aux investisseurs en titres d'emprunt, mais ces données exposent les investisseurs en

titres de capitaux propres à un risque plus grand que leurs homologues des États-Unis. Ainsi, HQD et HQT présentent un risque financier plus élevé que les entreprises de services publics d'électricité du groupe de référence américain, ce qui fait plus que contrebalancer le risque lié à la propriété d'actifs de production réglementés décrite plus haut.

- 6) RCP recommandé – Les résultats obtenus à l'aide de diverses méthodes et données couvrent un large spectre, ce qui n'est pas étonnant compte tenu de la fourchette de données et des techniques utilisées et des conditions actuelles sans précédent des marchés. Toutes les méthodes ne donnent toutefois pas une estimation raisonnable du coût des capitaux propres pour HQD et HQT.

Plus précisément, Concentric a des réserves quant à la capacité du MEDAF à produire des résultats raisonnables étant donné les facteurs ayant à l'heure actuelle une incidence sur les données. Les taux des obligations au Canada et aux États-Unis ont diminué à un creux historique et, comme plusieurs s'entendent à le dire, sous des taux viables à long terme. En raison de la crise financière et de la récession, les coefficients bêta des entreprises de services publics ont aussi été affectés et les estimations de la prime de risque sur capitaux propres couvrent un large spectre. Il y a un écart important entre les rendements passés des capitaux propres et les rendements plus élevés compris dans les données du marché boursier actuel. Il s'agit des problèmes liés au MEDAF et, dans l'ensemble, au contexte actuel du marché.

Comme le montre le tableau 1 et comme il est décrit dans la section portant sur le MEDAF, Concentric a tenté de concilier ces écarts en utilisant la même logique que celle

employée auparavant par la Régie. Nous avons commencé par un taux d'intérêt sans risque canadien. La prime de risque de marché est une combinaison des données des marchés canadien et américain, y compris les données historiques et les estimations de données prévisionnelles. Le coefficient bêta est obtenu à partir du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines. Concentric est d'avis qu'un groupe de référence soigneusement choisi d'entreprises de services publics d'électricité américaines est plus représentatif de HQD et de HQT que les entreprises canadiennes. Par conséquent, le coefficient bêta des entreprises américaines est plus représentatif. Les frais d'émission sont inclus conformément aux décisions passées de la Régie et, finalement, Concentric fait un ajustement de 75 points de base pour les écarts entre les résultats obtenus à l'aide du MEDAF et ceux obtenus à l'aide du modèle d'AFM. Cet ajustement est conforme à l'approche de la Régie qui a consisté à prendre en compte un ajustement pour les résultats des autres modèles dans le dossier de tarification de 2012 de Gaz Métro. Les résultats selon le MEDAF rapproché de 9,22 % donnent un aperçu de l'ajustement devant être apporté aux données pour obtenir un résultat raisonnable dans le contexte actuel.

En raison des conditions actuelles du marché, Concentric est d'avis qu'une plus grande importance doit être accordée au modèle d'AFM. La moyenne de notre modèle d'AFM pour le groupe de référence américain donne lieu à une fourchette relativement étroite de 9,20 % à 9,58 %, avec une moyenne de 9,41 %. Le modèle d'AFM canadien donne une fourchette de 9,38 % à 12,05 %, avec une moyenne de 10,71 %. En nous fiant essentiellement au modèle d'AFM avec les entreprises de services publics d'électricité américaines de référence et en choisissant la tranche inférieure de la fourchette en raison du risque lié au manque de production (même si nous n'avons apporté aucun ajustement pour

un risque financier plus élevé), le coût estimatif des capitaux propres pour HQD et HQT est de 9,2 %. Ce RCP recommandé est appuyé par la fourchette de résultats analytiques produite par les analyses de l'AFM pour les groupes de référence d'entreprises de services publics d'électricité canadiennes et américaines, et peut être rapproché au MEDAF au moyen d'ajustements appropriés.

L'application de la formule du MEDAF traditionnel, compte non tenu des frais d'émission, en utilisant le groupe de référence canadien, produirait un RCP de 7,81 %⁴. Ce rendement ne se situerait pas à l'intérieur d'une fourchette raisonnable d'estimations du RCP et, de l'avis de Concentric, ne respecterait pas les critères d'un rendement équitable. De plus, il ne respecterait pas le principe d'indépendance, selon lequel le RCP autorisé de HQD et de HQT doit être établi à un niveau qu'afficheraient les entreprises si elles cherchaient à se procurer indépendamment des capitaux sur les marchés financiers.

⁴ Voir la pièce JMC-6.
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

Tableau 1 : Sommaire des résultats

Modèle d'évaluation des actifs financiers				
Données		MEDAF rapproché		
Taux d'intérêt sans risque		4,23 %		
Coefficient bêta		0,59		
Prime de risque de marché		6,67 %		
Total partiel		8,17 %		
Frais d'émission		0,30 %		
Total partiel		8,47 %		
Ajustement pour les autres modèles		0,75 %		
Total		9,22 %		
Actualisation des flux monétaires				
Période moyenne du marché	Croissance constante	Croissance durable	À périodes multiples	Moyenne
Groupe de référence d'entreprises de services publics canadiennes				
RCP moyen	11,75 %	s. o.	9,08 %	10,41 %
Frais d'émission	0,30 %	s. o.	0,30 %	0,30 %
RCP moyen, compte tenu des frais d'émission	12,05 %		9,38 %	10,71 %
Groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines				
RCP moyen	9,28 %	8,90 %	9,14 %	9,11 %
Frais d'émission	0,30 %	0,30 %	0,30 %	0,30 %
RCP moyen, compte tenu des frais d'émission	9,58 %	9,20 %	9,44 %	9,41 %

En raison des précédentes craintes de la Régie quant à la fiabilité des rendements fondés sur les marchés des entreprises de services publics américaines pour l'estimation du RCP autorisé,

Concentric a aussi présenté une analyse du RCP autorisé et du RCP obtenu pour les entreprises d'exploitation du groupe de référence américain de 2000 à 2011. Cette analyse démontre qu'il est raisonnable et approprié de conclure que les entreprises d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines ont atteint leur RCP autorisé dans la vaste majorité des cas sur une période de 12 ans. De ce point de vue, les faits laissent entendre que les régimes réglementaires dans ces territoires des États-Unis ont généralement accordé aux entreprises de services publics des recouvrements de coûts en temps opportun, ce qui, en échange, a donné aux entreprises de services publics et à leurs investisseurs une bonne occasion d'atteindre leur RCP autorisé.

Q. De quelle façon est structuré le reste de votre témoignage?

R. Le reste de notre témoignage est divisé en plusieurs sections. La section II donne un aperçu des activités de HQD et de HQT. La section III traite des exigences juridiques et des précédents réglementaires pour établir un taux de rendement équitable. La section IV décrit les critères utilisés pour choisir les groupes de référence afin d'estimer le coût des capitaux propres de HQD et de HQT. La section V porte sur les autres cas au Canada où les données et les groupes de référence des États-Unis ont été utilisés pour établir le RCP autorisé d'une entreprise de services publics canadienne. La section VI présente une comparaison entre la situation des entreprises et la conjoncture économique au Canada et aux États-Unis. La section VII traite des risques d'affaires et des risques financiers des entreprises comprises dans les groupes de référence canadien et américain (au niveau de la société d'exploitation) par rapport à HQD et à HQT. La section VIII fournit une analyse des rendements autorisés obtenus pour les groupes de référence canadien et américain comparativement à HQD et à HQT. La section IX porte sur

les diverses méthodes employées pour estimer le coût des capitaux propres et leur fiabilité compte tenu de la conjoncture actuelle du marché et présente un résumé des résultats des analyses selon le MEDAF et le modèle d'AFM. La section X résume nos résultats et nos recommandations.

II. PROFIL DE HQD ET DE HQT

Q. Veuillez décrire les activités de HQD et de HQT.

R. HQD est la division d'Hydro-Québec responsable de la distribution d'électricité à environ quatre millions de clients. La division exploite 113 525 km de lignes et cinq centres d'exploitation de distribution. Elle a aussi une petite capacité de production pour desservir la clientèle raccordée à des réseaux autonomes⁵. En 2011, HQD a affiché des produits de 10,8 milliards de dollars et des immobilisations corporelles de 8,9 milliards de dollars⁶. En 2011, HQD a fait des investissements en immobilisations corporelles et en actifs incorporels (y compris le Plan global en efficacité énergétique) de 950 millions de dollars⁷. En 2011, environ 31 % des produits de HQD provenaient de la clientèle industrielle⁸.

HQT est la division de transport de l'électricité d'Hydro-Québec. Les clients de HQT comprennent principalement HQD pour le service de transport pour l'alimentation de la charge locale et des grossistes nord-américains qui utilisent les services de transport de point à point. HQT exploite le réseau de transport d'électricité le plus vaste d'Amérique du Nord. Il compte 33 630 km de lignes et 514 postes⁹. De plus, le réseau comporte 15 interconnexions qui permettent des échanges d'électricité avec les provinces maritimes, l'Ontario et le nord-est des

⁵ Rapport annuel de 2011 d'Hydro-Québec, p. 20.

⁶ *Ibid.*

⁷ *Ibid.*

⁸ *Ibid.*

⁹ Rapport annuel de 2011 d'Hydro-Québec, p. 14.

États-Unis. En 2011, les immobilisations corporelles de HQT s'élevaient à 17,6 milliards de dollars, y compris 0,9 milliard de dollars d'actifs en construction. En 2011, HQT a enregistré des produits de 3,1 milliards de dollars et un bénéfice net de 435 millions de dollars et a investi 1,3 milliard dans son réseau de transport¹⁰. Les investissements faits par HQT au cours des cinq dernières années totalisent 5,7 milliards de dollars.

Q. Comment Hydro-Québec est-elle perçue par les agences de notation?

R. HQD et HQT n'émettent pas de titres d'emprunt. Hydro-Québec, société mère de HQD et de HQT, a reçu une notation de la catégorie investissement de la part de chaque agence de notation. La notation de crédit actuellement attribuée à la société par la S&P est de A+ (perspective : stable), celle de Moody's Investors Service (« Moody's ») est de Aa2 (perspective : stable) et celle de DBRS est de A (haut) (perspective : stable)¹¹. La dette d'Hydro-Québec est garantie par la province de Québec, ce qui veut dire que la notation de crédit d'Hydro-Québec est liée à celle du gouvernement provincial. Le coût de la garantie de la dette par le gouvernement a déjà été estimé à environ 50 points de base par Merrill Lynch¹².

Moody's fait remarquer ce qui suit : « Les actifs de transport et de distribution d'Hydro-Québec sont exploités dans un contexte réglementaire stable favorable ne présentant qu'un faible décalage réglementaire. Toutefois, le RCP autorisé et le ratio des capitaux propres réputé d'Hydro-Québec sont faibles comparativement à ceux des autres entreprises de services publics canadiennes et de ses pairs sur le plan international. »¹³ En ce qui a trait au levier financier, DBRS a fait le commentaire suivant : « Bien que la province fournisse des garanties inconditionnelles sur presque tous les titres d'emprunt en circulation, l'endettement élevé donne

¹⁰ *Ibid.*

¹¹ Source : SNL Financial.

¹² Brian Geegan, *Opinion Regarding Hydro-Québec's Theoretical Borrowing Costs in the Absence of a Government Guarantee*, Merrill Lynch & Co. Ratings Advisory Group, août 2000, p. 3.

¹³ Moody's Investors Service, *Credit Opinion: Hydro-Québec*, 6 août 2012, p. 2.

[DOCSMTI : 53085151](#)

lieu à une charge d'intérêts élevée, ce qui a pour effet de limiter la rentabilité et de faire diminuer les ratios de couverture des intérêts. »¹⁴ Relativement aux dépenses en immobilisations, DBRS passe la remarque suivante : « Comme le présente son *Plan stratégique 2009-2013*, Hydro-Québec poursuit un important programme de dépenses en immobilisations qui nécessite une hausse de l'endettement, ce qui se traduit par de faibles mesures liées au crédit. »¹⁵

III. ÉTABLISSEMENT D'UN RENDEMENT ÉQUITABLE

Q. Quels sont les principaux précédents établis par les tribunaux et les organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis?

R. Les principes entourant le concept de « rendement équitable » pour une entreprise réglementée ont été établis par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Northwestern Utilities c. City of Edmonton* (1929) (« Northwestern »), dans lequel la Cour suprême a conclu ce qui suit :

[Traduction] Un rendement équitable signifie que la société pourra retirer du capital investi dans son entreprise un rendement (net) aussi élevé que celui qu'elle aurait obtenu en investissant la même somme dans d'autres placements présentant une attractivité, une stabilité et un degré de certitude comparables à ceux de l'entreprise de la société¹⁶.

Comme l'ont déclaré Major et Priddle en 2008, cette définition demeure entièrement en vigueur à ce jour¹⁷.

La législation des États-Unis à l'égard du rendement équitable pour le coût du capital des entreprises de services publics a évolué de manière similaire. La Cour suprême des États-Unis a établi des lignes directrices dans les affaires phares *Bluefield Water Works* et *Hope Natural Gas Co.*

¹⁴ DBRS Rating Report, *Hydro-Québec*, 12 avril 2012, p. 2.

¹⁵ *Ibid.*, p. 1.

¹⁶ *Northwestern*, p. 186.

¹⁷ *The Fair Return Standard for Return on Investment by Canadian Gas Utilities: Meaning, Application, Results, Implications*, par l'honorable John C. Major, ancien juge, Cour suprême du Canada, et Roland Priddle, président, Roland Priddle Energy Consulting Inc., ancien président de l'Office national de l'énergie, mars 2008, p. 4.

pour ce qui est du critère juridique pour établir le rendement équitable. Dans l'affaire *Bluefield Water Works & Improvement Company v. Public Service Commission of West Virginia* (262 U.S. 679, 693 (1923)), la cour a conclu ce qui suit :

[Traduction] Le rendement devrait être raisonnablement suffisant pour inspirer confiance dans la solidité financière du service public et devrait être suffisant, moyennant une gestion économique et efficiente, pour maintenir et soutenir la cote de solvabilité du service public et lui permettre de lever les fonds dont il a besoin pour s'acquitter convenablement de ses devoirs publics. Un taux de rendement peut être raisonnable à un moment donné, mais devenir trop élevé ou trop faible en raison de changements qui se répercutent sur les possibilités d'investissement, le marché monétaire et la conjoncture économique en général.

La cour des États-Unis a donné des précisions à l'égard de cette exigence dans sa décision concernant l'affaire *Federal Power Commission v. Hope Natural Gas Company* (320 U.S. 591, 603 (1944)). La cour a décrit les critères pertinents de la manière suivante :

[Traduction] Dans l'optique de l'investisseur ou de l'entreprise, il importe de produire assez de revenus non seulement pour couvrir les frais d'exploitation, mais aussi pour absorber les dépenses en immobilisations de la société, lesquelles incluent le service de la dette et le versement de dividendes sur les actions. Selon cette norme, le rendement dont bénéficie le propriétaire des capitaux devrait correspondre à celui qui est tiré de placements dans d'autres entreprises qui présentent des risques équivalents. Qui plus est, ce rendement devrait être suffisant pour maintenir la confiance dans l'intégrité financière de l'entreprise, de manière à préserver sa cote de solvabilité et à attirer des capitaux.

Avec le temps, la norme relative au rendement équitable a été interprétée bon nombre de fois, tant au Canada qu'aux États-Unis. L'Office national de l'énergie (« ONE ») a résumé son interprétation de la norme de rendement équitable dans sa décision RH-2-2004 Phase II et a

récemment réaffirmé son interprétation aux pages 6 et 7 de sa décision RH-1-2008 relative à l'affaire *Trans Québec & Maritimes Pipelines Inc.*

L'Office juge que la norme de rendement équitable peut s'énoncer en ayant égard à trois exigences particulières. Plus précisément, un taux de rendement sur le capital qui est équitable ou raisonnable devrait :

- 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 réglementée de préserver son intégrité financière (critère de l'intégrité financière);
- permettre à l'entreprise d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables (critère de l'effet d'attraction de capitaux).

L'Office estime que la détermination d'un rendement équitable en fonction des critères susmentionnés, associée à d'autres aspects des revenus requis du réseau principal, donnera lieu à des droits qui sont justes et raisonnables¹⁸.

De la même manière, la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») a traité ainsi de la nécessité de se conformer à la norme du rendement équitable :

[Traduction] La Commission estime que la norme de rendement équitable circonscrit le pouvoir discrétionnaire de l'organisme de réglementation en exposant les trois exigences à respecter lors de la détermination du coût du capital par le tribunal. Le respect de la norme n'est pas optionnel; c'est une exigence juridique. Malgré cette obligation, la Commission souligne que la norme de rendement équitable est suffisamment large pour que l'organisme de réglementation qui l'applique se forme une opinion éclairée et exerce son pouvoir discrétionnaire lorsqu'il détermine le taux réglementé du coût du capital d'une entité¹⁹.

[...] les trois normes ou critères (investissement comparable, intégrité financière et attraction de capitaux) doivent être respectés et aucun n'a priorité sur les autres. La CEO est d'accord avec les commentaires

¹⁸ Office national de l'énergie, RH-2-2004, Motifs de décision, TransCanada PipeLines Ltd, Phase II, avril 2005, p. 17.

¹⁹ Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2009-084, *Report of the Board on the Cost of Capital for Ontario's Regulated Utilities*, 11 décembre 2009, p. i.

selon lesquels le coût du capital doit respecter les trois critères, ce qui peut être mesuré au moyen de tests précis. Elle convient également que pour respecter la norme de rendement équitable, il n'est pas suffisant de mettre l'accent sur les tests d'intégrité financière et d'attraction de capitaux si l'on n'accorde pas une attention similaire au test d'investissement comparable²⁰.

Q. La Régie a-t-elle adopté les mêmes normes juridiques que celles énoncées ci-dessus pour appliquer la norme de rendement équitable?

R. Oui. La Régie se conforme aux mêmes normes juridiques pour l'application de la norme de rendement équitable que celles présentées par l'ONE et la CEO et celles énoncées dans la législation canadienne et américaine. La Régie reconnaît les trois principaux critères de la norme de rendement équitable (soit le critère de comparabilité, le critère d'intégrité financière et le critère d'attraction de capitaux) et a indiqué qu'ils devraient être utilisés comme guide pour fixer un taux de rendement raisonnable²¹. La Régie a en outre indiqué qu'elle avait l'obligation d'établir un taux de rendement raisonnable, mais que la méthode qu'elle employait pour le faire était à sa discrétion²². La Régie a aussi reconnu que, comme les coûts d'exploitation, le rendement autorisé aux actionnaires est l'un des éléments du coût des services de l'entreprise réglementée. Le rendement autorisé doit, selon la loi²³ gouvernant les entreprises de services publics, s'assurer que les revenus sont suffisants pour couvrir l'ensemble des coûts²⁴.

Q. Y a-t-il d'autres principes clés que les organismes de réglementation canadiens ont adoptés relativement à l'établissement d'un rendement équitable du capital?

R. Oui. Les organismes de réglementation canadiens ont érigé un autre principe clé pour l'établissement d'un rendement équitable du capital pour une entreprise de services publics

²⁰ *Ibid.*, p. 19.

²¹ Régie de l'énergie, Décision D-2009-156 (R-3690-2009), *Gaz Métro*, (7 décembre 2009), alinéa [189].

²² *Ibid.*, alinéa [195].

²³ LRQ, chapitre R-6.01, la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « loi ») qui donne à la Régie l'autorité pour établir les taux pour les entreprises de services publics réglementées du secteur de l'énergie au Québec.

²⁴ Régie de l'énergie, Décision D-2009-156 (R-3690-2009), *Gaz Métro*, (7 décembre 2009), alinéa [192].

[DOCSMTI : 53085151](#)

réglementée, soit le principe d'indépendance. Dans des décisions antérieures, la Régie a indiqué que le RCP de HQD et de HQT devrait être établi selon le principe d'indépendance, comme si les entités cherchaient à se procurer indépendamment des capitaux sur les marchés des capitaux²⁵.

Q. Veuillez résumer l'historique du rendement autorisé sur le capital pour HQD et HQT.

R. La Régie a d'abord établi le RCP autorisé pour les années de tarification 2004 et 2001 respectivement pour HQD et HQT²⁶. Dans les deux cas, la Régie a établi de manière constante le RCP autorisé selon la formule suivante :

$$\text{RCP autorisé} = \text{Taux d'intérêt sans risque} + \text{Prime de risque propre à l'entreprise}$$

Chaque année, la Régie a ajusté le RCP autorisé selon la formule, en se fondant sur le plus récent taux d'intérêt sans risque prévu du *Consensus Forecasts*. Le tableau 2 présente les RCP autorisés de HQD et de HQT au fil du temps.

Tableau 2 : RCP autorisé de HQD et de HQT

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
HQD	--	--	--	9,06	8,71	7,96	7,57	7,74	6,98	7,85	7,32	6,37
HQT	9,66	9,66	9,66	9,66	8,59	8,59	7,50	7,85	7,63	7,59	7,14	6,39

IV. SÉLECTION DES ENTREPRISES DE RÉFÉRENCE

Q. Pourquoi est-il nécessaire de sélectionner un groupe de référence pour estimer le rendement équitable du capital de HQD et de HQT?

²⁵ Régie de l'énergie, Décision D-2002-95 (R-3401-98), Hydro-Québec TransÉnergie, (30 avril 2002), p. 163 et Décision D-2003-93 (R-3492-2002), Hydro-Québec Distribution (21 mai 2003), p. 70.

²⁶ Régie de l'énergie, Décisions D-2002-95 et D-2003-93.

R. Comme le RCP est un concept fondé sur le marché et étant donné que HQD et HQT sont des divisions d'Hydro-Québec, société d'État non cotée en Bourse, il est nécessaire de former un groupe d'entreprises qui sont à la fois cotées en Bourse et comparables à HQD et à HQT à l'égard de certains aspects d'entreprises et financiers fondamentaux pour qu'il serve de groupe de référence aux fins du processus d'estimation du RCP.

Même si les activités de distribution et de transport réglementées de HQD et de HQT constituaient la totalité des activités d'une entité cotée en Bourse, il serait possible que des événements transitoires puissent influencer la valeur marchande d'une manière ou d'une autre sur une période de temps donnée. L'un des principaux avantages d'utiliser un groupe de référence est donc la possibilité d'atténuer l'incidence d'événements inhabituels qui pourraient être associés avec n'importe quelle entreprise. Comme il sera démontré dans le présent témoignage, les entreprises de référence utilisées dans les analyses du RCP présentent une série de caractéristiques d'entreprise et d'exploitation qui font en sorte qu'elles sont similaires aux activités de distribution et de transport réglementées de HQD et de HQT. Elles fournissent donc une assise raisonnable pour dériver et évaluer les estimations du RCP.

Q. Est-ce que le fait de choisir soigneusement un groupe de référence implique que les résultats analytiques seront étroitement regroupés près des résultats moyens?

R. Pas nécessairement. Malgré le soin pris pour garantir la comparabilité des risques, les attentes du marché relativement aux risques et aux possibilités de croissance futurs fluctueront d'une entreprise à l'autre. Par conséquent, même au sein d'un groupe d'entreprises similaires, il est courant que les résultats analytiques présentent des variations apparemment importantes. Le problème consiste donc à choisir une estimation de RCP malgré ces variations. L'établissement

du RCP doit se fonder sur une évaluation des risques propres à l'entreprise comparativement au groupe de référence ainsi que sur le jugement éclairé et l'expérience de l'analyste.

Q. Pourquoi Concentric a-t-elle formé trois groupes de référence?

R. Puisque l'objectif de la présente audience est d'établir le RCP autorisé pour les activités réglementées respectives de distribution et de transport d'électricité de HQD et de HQT et comme il existe très peu d'entreprises de services publics cotées en Bourse se concentrant sur le secteur de l'électricité au Canada, Concentric a sélectionné un échantillon d'entreprises de services publics canadiennes qui serviront de point de référence pour le coût des capitaux propres de l'ensemble des entreprises de services publics au Canada. Ensuite, afin d'avoir un autre point de vue sur le coût des capitaux propres et les risques propres aux entreprises de services publics de distribution et de transport d'électricité, nous avons formé un échantillon d'entreprises américaines dont les principales activités consistent à dispenser des services publics d'électricité. Finalement, toujours dans l'optique d'avoir un point de vue additionnel, Concentric a comparé les rendements autorisés de HQD et de HQT à ceux d'un groupe d'entreprises de services publics d'électricité détenues par un gouvernement au Canada.

Q. Veuillez décrire comment Concentric a sélectionné les entreprises du groupe de référence canadien.

R. Concentric a formé un groupe d'entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel canadiennes réglementées cotées en Bourse. Puisqu'il y a relativement peu d'entreprises dans ce secteur sur le marché canadien, aucun critère de sélection précis n'a été utilisé pour en dériver le groupe de référence. Les six entreprises suivantes sont comprises dans le groupe de référence

d'entreprises de services publics canadiennes :

- Canadian Utilities Limited
- Emera, Inc.
- Enbridge, Inc.
- Fortis, Inc.
- TransCanada Corporation
- Valener, Inc.

Q. Comment avez-vous sélectionné le groupe d'entreprises de services publics d'électricité américaines de référence dont le risque est adéquat pour HQD et HQT?

R. Pour former le groupe d'entreprises de services publics d'électricité américaines de référence dont le risque est approprié pour HQD et HQT, Concentric s'est appuyée sur des critères de sélection pour rétrécir la liste d'entreprises de référence potentielles. Comme HQD et HQT exercent la totalité de leurs activités dans le secteur de l'électricité, une évaluation des unités fonctionnelles des entreprises de référence potentielles a été effectuée pour établir un groupe d'entreprises dont le risque est comparable à celui de HQD et de HQT.

Comme point de départ, Concentric a pris les 48 entreprises classées comme entreprises de services publics d'électricité par Value Line pour s'assurer que les entreprises choisies sont considérées comme exerçant essentiellement leurs activités dans le secteur des services publics d'électricité. Dans ce groupe, Concentric a recherché des entreprises qui :

- ont des notations de crédit d'au moins A- selon S&P;
- versent des dividendes;

- affichent des taux de croissance du bénéfice selon au moins deux analystes du secteur des services publics;
- ont tiré au moins 60 % de leurs revenus d'activités réglementées entre 2009 et 2011;
- ont tiré au moins 60 % de leurs revenus d'activités des activités de services publics d'électricité réglementées entre 2009 et 2011;
- ne sont pas considérées comme des entreprises à petite capitalisation;
- n'ont pas participé à une opération de fusion ou à une autre opération de transformation qui a eu une incidence significative sur le cours de l'action de l'entreprise au cours de la période d'évaluation.

Q. Quelles sont les entreprises qui ont respecté les critères?

R. Les six entreprises suivantes ont respecté les critères :

- Consolidated Edison Inc.
- NextEra Energy, Inc.
- Northeast Utilities
- Southern Company
- Wisconsin Energy Corp.
- Xcel Energy Inc.

Q. Avez-vous aussi envisagé de former un troisième groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité détenues par un gouvernement au Canada?

R. Oui. Puisque HQD et HQT sont les divisions d'une société d'État, Concentric a également

sélectionné un groupe d'entreprises de services publics de distribution et de transport d'électricité canadiennes détenues par des municipalités et des provinces afin de pouvoir comparer le RCP autorisé de HQD et de HQT à celui de ces entités.

Ce groupe se compose des six entreprises suivantes :

- British Columbia Hydro
- ENMAX Corp.
- EPCOR Utilities, Inc.
- Hydro One Networks
- Manitoba Hydro
- Saskatchewan Power

Q. Quelle est l'importance de la sélection selon la notation de crédit?

R. Les notations de crédit se fondent sur le profil de risque d'affaires de l'entreprise de services publics (ce qui comprend une évaluation du contexte réglementaire dans lequel l'entreprise de services publics exerce ses activités) et son profil de risque financier. Les agences de notation ont établi que les entreprises ayant des notations de crédit similaires ont des niveaux de risque d'affaires et de risque financier similaires. Ce concept a été adopté par les organismes de réglementation, notamment par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »), qui a déclaré qu'« [traduction] il est raisonnable d'utiliser la notation de crédit des entreprises de référence comme mesure adéquate du risque d'investissement, puisque cette notation tient à la fois compte du risque financier et du risque d'affaires. »²⁷

La Régie a aussi reconnu dans des décisions antérieures que les notations de crédit sont

²⁷ Voir, par exemple, *Potomac-Appalachian Transmission Highline, LLC*, 122 FERC 61,188, p. 97 (2008).
[DOCSMTI : 53085151](#)

d'importants indicateurs du risque d'affaires et du risque financier. Plus précisément, dans une décision de 2011 concernant Gaz Métro, elle stipule ce qui suit : « La Régie estime que la cote de crédit et les informations contenues dans le rapport de S&P utility, notamment sur les activités réglementées de distribution de gaz naturel au Québec, sont des informations pertinentes que le marché utilise dans l'évaluation du risque de Gaz Métro [...] »²⁸

Le processus de sélection selon la notation de crédit de Concentric permet de choisir des entreprises de services publics d'électricité américaines ayant des notations de crédit de A- ou supérieures, prenant de ce fait en compte le profil de risque d'affaires et de risque financier de ces entreprises de services publics. La sélection d'entreprises du groupe de référence ayant des notations de crédit de A- et plus tient compte du fait que si ce n'était de la garantie de la dette par le gouvernement, la notation d'Hydro-Québec serait plusieurs crans plus bas²⁹. La sélection d'un groupe de référence formé d'entreprises de services publics d'électricité américaines ayant des notations de crédit de A- ou supérieures réduit au minimum la nécessité d'ajuster les résultats des entreprises américaines pour tenir compte des différences apparentes entre le risque d'affaires ou le risque financier de ces entreprises et ceux de HQD et de HQT. Pour renforcer cette conclusion, Concentric a évalué le risque d'affaires et le risque financier de HQD et de HQT par rapport aux sociétés d'exploitation des groupes de référence canadien et américain.

Q. Est-ce que certaines des entreprises de services publics comprises dans les groupes de référence canadien et américain exercent des activités non réglementées et, le cas échéant, quelle en est l'incidence sur le choix du groupe de référence approprié?

²⁸ Régie de l'énergie, Décision D-2011-182, Dossier R-3752-2011, Phase 2, Gaz Métro, 25 novembre 2011, alinéas [294-295].

²⁹ En août 2012, Moody's Investors Service a indiqué que son évaluation de crédit de base d'Hydro-Québec serait de Baa1 (équivalent de S&P de BBB+) si ce n'était de la garantie de la dette par le gouvernement de la province de Québec. Voir le rapport sur le crédit d'Hydro-Québec de Moody's, publié le 6 août 2012, à la p. 2.

R. Oui. Les entreprises de services publics réglementées font habituellement partie d'une structure de société de portefeuille qui peut aussi comprendre des activités non réglementées. Plusieurs entreprises du groupe de référence d'entreprises de services publics canadiennes ont notamment des entreprises liées qui exercent des activités non réglementées ou des activités réglementées autres que des activités de distribution et de transport d'électricité. Comme le montre la pièce JMC-1, en 2011, environ 61 % des revenus d'exploitation d'une entreprise moyenne du groupe de référence d'entreprises de services publics canadiennes provenaient d'activités de services publics réglementées et 59 % de ses revenus provenaient de services publics réglementés³⁰. Toutefois, deux entreprises exercent une part importante de leurs activités dans un secteur autre que celui de l'électricité ou une grande partie de leurs activités ne sont pas réglementées et leurs risques d'affaires sont donc différents de ceux des entreprises du secteur du transport et de la distribution d'électricité dont les activités sont réglementées. L'importance des activités de services publics autres que d'électricité et des activités non réglementées d'Enbridge, Inc. et de TransCanada Corp. met en évidence l'avantage d'utiliser un groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines pour estimer le coût des capitaux propres de HQD et de HQT, complété par les résultats du groupe de référence canadien.

Les activités non réglementées ne sont pas de grand intérêt pour le groupe de référence d'entreprises de services publics américaines, car comme le montre la pièce JMC-1, les services publics d'électricité réglementés représentent environ 86 % du bénéfice d'exploitation et 92 % des revenus des entreprises du groupe de référence américain en 2011. De plus, Concentric effectue l'analyse de risque au niveau de la société d'exploitation pour que la comparaison des risques reflète les activités des entreprises de services publics réglementées. Cette approche

³⁰ Ce pourcentage ne tient pas compte des revenus provenant des services de transport de gaz.
[DOCSMTI · 5308515/1](#)

permet d'effectuer des comparaisons entre les entreprises de services publics tout en atténuant les craintes que les résultats soient excessivement influencés par les activités non réglementées des sociétés de portefeuille.

V. PRÉCÉDENTS RELATIFS À LA PRISE EN COMPTE DES DONNÉES AMÉRICAINES

Q. La Régie a-t-elle envisagé d'utiliser les données américaines, puisqu'elles se rapportent à l'établissement du rendement des capitaux propres des entreprises de services publics réglementées au Québec?

R. Oui. Récemment, la Régie a accordé une pondération équivalente aux données américaines pour l'estimation de la prime de risque du marché. Dans une ordonnance de 2009, la Régie déclare ce qui suit :

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-99-150112, 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 économies³¹.

Cependant, la Régie a aussi indiqué que les demandeurs n'avaient pas fourni suffisamment d'éléments pour permettre de conclure qu'il était raisonnable de prendre en compte les résultats du groupe de référence américain pour estimer le coût des capitaux propres des entreprises de services publics de gaz naturel et d'électricité au Québec. Plus précisément, la Régie a exprimé

³¹ Régie de l'énergie, Décision D-2009-156 (R-3690-2009), Gaz Métro, 7 décembre 2009, alinéa [249]. [C'est nous qui soulignons.]
[DOCSMTI : 53085151](#)

ses préoccupations à l'égard de la preuve présentée dans des dossiers précédents relativement à l'utilisation de groupes de référence américains et de rendements autorisés pour les entreprises de services publics réglementées aux États-Unis comme point de référence pertinent pour les entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel canadiennes. Voici quelques-unes des préoccupations précises citées par la Régie :

- La Régie juge que le distributeur n'a pas fait la démonstration que les opportunités qui s'offrent sur le marché américain sont comparables en termes de risque³².
- La Régie n'est pas convaincue de la comparabilité des contextes réglementaire, institutionnel, économique et financier des deux pays et de leurs impacts sur les opportunités qui en découlent pour les investisseurs³³.
- La Régie juge que la preuve est peu concluante quant aux raisons qui justifieraient de retenir les taux accordés aux États-Unis comme base de référence pour les taux à accorder au Québec³⁴.
- La Régie juge pertinente, aux fins de son appréciation, la comparaison, sur une longue période, entre les rendements autorisés et les rendements réalisés pour la partie des activités de distribution de gaz naturel des entreprises réglementées américaines de risque comparable³⁵.

Q. Y a-t-il des précédents où des organismes de réglementation canadiens ont pris en compte des données américaines et un groupe de référence américain pour estimer le coût des capitaux propres d'une entreprise de services publics canadienne?

³² Régie de l'énergie, Décision D-2011-182 (R-3752-2011, Phase 2), Gaz Métro, 25 novembre 2011, alinéa [270].

³³ *Ibid.*, alinéas [294-295].

³⁴ *Ibid.*, alinéa [270].

³⁵ *Ibid.*, alinéa [271].

R. Oui, il y en a. Dans de récentes ordonnances, d'autres organismes de réglementation canadiens ont déterminé qu'il était approprié d'utiliser des données américaines et des groupes de référence américains pour estimer le RCP autorisé d'une entreprise de services publics réglementée canadienne. Les organismes de réglementation au Canada ont indiqué plusieurs raisons appuyant la prise en compte de données américaines. D'abord, la formation d'un groupe de référence composé entièrement d'entreprises de services publics d'électricité canadiennes est chose ardue étant donné le petit nombre des entreprises de services publics cotées en Bourse au Canada et le fait que beaucoup d'entreprises canadiennes tirent un pourcentage élevé de leurs revenus et de leur bénéfice net des activités autres que la prestation de services publics d'électricité réglementés. Ensuite, ce problème a été exacerbé par la tendance constante vers les fusions et les acquisitions dans le secteur des services publics au Canada et aux États-Unis.

La question qui se pose aux organismes de réglementation canadiens est maintenant la suivante : Comment rendre compte des différences de risque entre les entreprises de services publics américaines et canadiennes? Les recherches et l'analyse de Concentric démontrent qu'il est possible de sélectionner un groupe d'entreprises de services publics d'électricité des États-Unis comparable à HQD et à HQT en termes de risque d'affaires et de risque d'exploitation. À cet égard, Concentric est d'accord avec la conclusion de la CEO selon laquelle il n'est pas nécessaire de déterminer que les entreprises de services publics sont les *mêmes*, seulement qu'elles sont *comparables*³⁶, ainsi qu'avec la conclusion de l'ONE selon laquelle il est possible de tenir compte des différences de risque qui pourraient influencer le taux de rendement requis d'un investisseur³⁷.

³⁶ Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2009-0084, *Report of the Board on the Cost of Capital for Ontario's Regulated Utilities*, 11 décembre 2009, p. 21.

³⁷ Office national de l'énergie, Motifs de décision, TQM RH-1-2008 (mars 2009), p. 71.
[DOCSMTI : 53085151](#)

Q. Veuillez résumer les récentes ordonnances dans lesquelles les organismes de réglementation canadiens ont accepté l'utilisation de données américaines pour estimer le coût des capitaux propres d'une entreprise de services publics canadienne réglementée.

R. Au cours des dernières années, un nombre croissant d'organismes de réglementation canadiens a accepté l'utilisation de données américaines ou de groupes de référence américains. Par exemple, dans sa décision concernant TQM, l'ONE a constaté que les rendements du marché américain sont pertinents pour déterminer le coût du capital des entreprises canadiennes et que les régimes réglementaires du Canada et des États-Unis comportent suffisamment de similitudes pour justifier une comparaison. L'ONE semble considérer que les rendements du marché américain constituent une précieuse source d'information pour établir le coût du capital des entreprises de services publics canadiennes. De plus, l'ONE a constaté que les entreprises de services publics canadiennes rivalisent pour obtenir du capital sur des marchés des capitaux mondiaux de plus en plus intégrés. L'ONE a reconnu qu'il n'est plus possible de percevoir le Canada comme étant isolé du reste du monde des investissements, sinon les conséquences seraient néfastes pour la capacité des entreprises de services publics du Canada à concurrencer pour obtenir du capital³⁸. Ces constatations semblent indiquer qu'il est raisonnable et approprié de considérer qu'un groupe de référence composé d'entreprises de services publics américaines est suffisamment comparable aux entreprises de services publics réglementées canadiennes pour ce qui est du profil de risques. Plus important, l'ONE a aussi constaté que les régimes réglementaires des États-Unis et du Canada comportaient suffisamment de similitudes pour justifier une comparaison entre les entreprises de services publics des deux pays en déclarant ce

³⁸ Office national de l'énergie, Motifs de décision, TQM RH-1-2008 (mars 2009), p. 66-72.
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

qui suit :

L'Office n'est pas convaincu que le régime de réglementation américain expose les services publics à un risque élevé de pertes majeures en raison d'événements inhabituels ou du rejet de coûts. L'Office juge que les pertes et les rejets subis par les entreprises réglementées des États-Unis à la suite de la restructuration effectuée pour mettre fin aux fonctions marchandes des gazoducs, et pour d'autres facteurs comme la construction de la centrale nucléaire de Duquesne, sont essentiellement des événements uniques. L'Office estime que ces événements n'auront probablement pas un poids important aux yeux des investisseurs aujourd'hui, et donc peu ou pas d'incidence sur le coût du capital³⁹.

De la même manière, la CEO conclut que les États-Unis sont une source pertinente de données comparables et elle se tourne souvent vers ce pays pour prendre des décisions éclairées :

[Traduction] La Commission est d'avis que les États-Unis sont une source pertinente de données comparables. Elle se tourne souvent vers les politiques réglementaires des agences étatiques et fédérales des États-Unis pour obtenir des indications relatives à des questions réglementaires de la province d'Ontario. Par exemple, lors de consultations récentes, la Commission a tiré des renseignements des politiques réglementaires américaines relativement aux préoccupations de la clientèle à faible revenu, à la responsabilité des coûts de raccordement liés au transport pour l'énergie renouvelable et aux facteurs de productivité liés à la tarification incitative de troisième génération.

Finalement, la Commission est d'accord avec Enbridge sur le fait que bien qu'il soit possible d'effectuer des analyses selon le modèle d'AFM et le MEDAF sur des sociétés de portefeuille de services publics canadiennes ayant un risque comparable, de telles sociétés sont peu nombreuses. Par conséquent, la Commission conclut que les entreprises de services publics de gaz naturel et d'électricité nord-américaines fournissent une source pertinente et objective de données à des fins de comparaison⁴⁰.

Finalement, la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») a accepté l'utilisation de données américaines, déclarant ce qui suit :

³⁹ *Ibid.*

⁴⁰ Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2009-0084, *Report of the Board on the Cost of Capital for Ontario's Regulated Utilities*, 11 décembre 2009, p. 23.

[DOCSMTI : 5308515/1](#)

[Traduction] En plus, le comité de la Commission est toujours prêt à accepter l'utilisation de données historiques et prévisionnelles des entreprises de services publics américaines lorsqu'elles sont appliquées de la manière suivante : pour contre-vérifier des données canadiennes, pour se substituer aux données canadiennes lorsque leur quantité ou leur qualité ne sont pas suffisantes ou pour compléter les données canadiennes lorsque celles-ci ne donnent pas des résultats fiables. Étant donné le manque de données canadiennes pertinentes, le comité de la Commission considère que les entreprises de distribution de gaz naturel exerçant leurs activités aux États-Unis pourraient servir de référence utile pour établir la structure du capital, le RCP et les mesures de crédit de TGI⁴¹.

En résumé, les organismes de réglementation au Canada ont reconnu que les entreprises de services publics canadiennes étaient en concurrence pour obtenir du capital sur les marchés des capitaux mondiaux et que les données canadiennes sont souvent limitées en raison du petit nombre d'entreprises de services publics cotées en Bourse. Ils ont aussi reconnu le fait que les marchés du Canada et des États-Unis sont intégrés et qu'il existe des similitudes entre les régimes réglementaires des services publics. Par conséquent, ils ont déterminé qu'il était raisonnable et approprié de prendre en compte les résultats du groupe de référence américain dont le risque est comparable aux fins de l'établissement du RCP autorisé pour une entreprise de services publics de gaz naturel ou d'électricité canadienne.

Q. Comment avez-vous traité les préoccupations antérieures de la Régie concernant l'utilisation d'un groupe de référence américain pour estimer le RCP des entreprises de services publics réglementées du Québec comme HQD et HQT?

R. Les sections suivantes du témoignage portent sur chacune des préoccupations précises exprimées par la Régie. La prochaine section traite de la conjoncture commerciale et économique au Canada et aux États-Unis. Elle est suivie par une évaluation détaillée du risque d'affaires et du risque financier de HQD et de HQT par rapport aux groupes de référence

⁴¹ British Columbia Utilities Commission, *In the Matter of Terasen Gas Inc., Terasen Gas (Vancouver Island) Inc., Terasen Gas (Whistler) Inc., Return on Equity and Capital Structure*, Decision G-158-09, 16 décembre 2009, p. 15-16.
[DOCSMTI : 53085151](#)

canadien et américain et par une comparaison du RCP obtenu et du RCP autorisé pour le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines au niveau de la société d'exploitation.

VI. CONJONCTURE COMMERCIALE ET ÉCONOMIQUE AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

Q. De quelle façon la conjoncture commerciale et économique influe-t-elle sur la norme du rendement équitable des entreprises de services publics au Canada et aux États-Unis?

R. Afin de financer leurs activités sur une base autonome, les entreprises de services publics doivent être en mesure d'attirer les capitaux des investisseurs à des conditions raisonnables, à l'aide d'un large éventail d'options de placement (critère de l'effet d'attraction de capitaux). Pour y arriver, les entreprises de services publics doivent offrir un rendement comparable à celui que rapporteraient des sociétés présentant un risque analogue (critère de l'investissement comparable). Il est donc impossible de dissocier l'attraction des capitaux et la comparabilité des risques de placement de la conjoncture commerciale et économique qui encadre le marché financier et les attentes des investisseurs. Dans un monde où l'économie et les marchés financiers sont de plus en plus liés, les investisseurs ont accès à une panoplie mondiale d'options de placement pour obtenir des rendements satisfaisants. Ils évaluent le risque pays par pays, en tenant compte de la comparabilité des économies et du contexte commercial.

Q. Concentric a-t-elle évalué la conjoncture économique et commerciale relative au Canada et aux États-Unis ayant une incidence sur les risques de placement?

R. Oui. La conjoncture économique et commerciale propre à chaque pays et ayant une incidence sur les risques de placement peut être évaluée grâce à une vaste gamme d'indicateurs qualitatifs

et quantitatifs. Un de ces indicateurs, conçu par l'Economist Intelligence Unit (affiliée au magazine *The Economist*), présente le classement des plus grandes économies du monde selon une gamme de facteurs ayant une incidence sur le contexte commercial. Selon le rapport :

[Traduction] Le modèle de classement des entreprises mesure la qualité de l'environnement économique et l'attrait qu'il exerce dans les 82 pays visés par *Country Forecasts* à l'aide d'un cadre d'analyse type. Il est conçu de manière à refléter le principal critère utilisé par les entreprises dans l'élaboration de leurs stratégies commerciales mondiales, et s'appuie non seulement sur les conditions historiques, mais aussi sur les conditions dominantes prévues au cours des cinq prochaines années.

Le modèle de classement des entreprises mesure 91 indicateurs provenant de dix critères ou catégories différents : l'environnement économique, l'environnement macroéconomique, les débouchés commerciaux, la politique à l'égard de la libre entreprise et de la libre concurrence, la politique à l'égard des investissements étrangers, le contrôle du commerce extérieur et des changes, la fiscalité, le financement, le marché du travail et les infrastructures⁴².

Le classement est mis à jour chaque année, en fonction des prévisions pour chaque pays. Dans la mise à jour d'avril 2012, qui présente aussi bien l'ancien classement de 2007-2011 que le classement prévu pour 2012-2016, et ce, pour 82 pays, le Canada et les États-Unis occupent respectivement les quatrième et cinquième rangs de l'ancien classement, et les cinquième et neuvième rangs du classement prévu pour les cinq prochaines années⁴³. Ce rapport laisse entendre que le Canada et les États-Unis sont très similaires du point de vue des investissements d'affaires dans le contexte mondial.

Le Forum économique mondial (FEM) publie en outre son rapport annuel sur la compétitivité mondiale (Global Competitiveness Report), qui classe 144 pays en fonction de douze facteurs économiques : les institutions, les infrastructures, l'environnement macroéconomique, la santé

⁴² The Economist Intelligence Unit, *World Investment Prospects to 2011*, rédigé par le Columbia Program on International Development, Édition 2007, p. 38, 39 et 235.

⁴³ The Economist Intelligence Unit, *Country Forecast United States Updater April 2012*, et *Country Forecast Canada Updater April 2012*.

et l'enseignement primaire, l'enseignement supérieur et la formation, l'efficacité du marché des produits de base, l'efficacité du marché du travail, le développement du marché des capitaux, le développement technologique, la taille du marché, la sophistication des activités commerciales et l'innovation⁴⁴. Selon le rapport 2012-2013, le Canada est classé au quatorzième rang et les États-Unis, au septième rang, pour la compétitivité et la productivité⁴⁵. Le rapport du FEM décrit l'indice global de compétitivité (Global Competitiveness Index) comme « un outil complet qui mesure les fondements microéconomiques et macroéconomiques de la compétitivité nationale »⁴⁶. Le rapport indique aussi :

[Traduction] Nous définissons la compétitivité comme l'ensemble des institutions, des politiques et des facteurs qui déterminent le niveau de productivité d'un pays. Le niveau de productivité, quant à lui, délimite le niveau de prospérité pouvant être atteint par une économie. Il sert aussi à déterminer les taux de rendement obtenus par les placements dans une économie, lesquels sont les catalyseurs des taux de croissance⁴⁷.

Q. Savez-vous s'il existe des rapports concernant la vigueur relative des économies canadienne et américaine?

R. Oui. Dans un rapport daté d'octobre 2012, S&P a écrit :

[Traduction] Standard and Poor's s'attend, dans son scénario de référence, à ce que la croissance soit modérée, puisque le PIB réel devrait augmenter de 2,1 % en 2012 et de 1,9 % en 2013. Nous supposons que la reprise mondiale fragile, l'affaiblissement du commerce mondial et la valeur élevée du dollar canadien continueront de ralentir les activités commerciales des exportateurs canadiens. Les difficultés économiques touchant les exportations canadiennes découlent essentiellement du ralentissement de l'élan économique aux États-Unis et de la récession en Europe, soit les deux principaux marchés d'exportation du Canada et où sont destinées plus de 80 % des exportations canadiennes. Nous ne croyons pas que l'Europe sortira de la récession avant la fin de 2013, tandis que, pour les

⁴⁴ Forum économique mondial, Centre for Global Competitiveness and Performance, *The Global Competitiveness Report: 2012-2013*, p. 4-7.

⁴⁵ *Ibid.*, tableau 3, p. 13.

⁴⁶ *Ibid.*, p. 4.

⁴⁷ *Ibid.*

États-Unis, nous nous attendons à une faible croissance du PIB d'environ 2 % jusqu'à la fin de 2013⁴⁸.

Du point de vue actuel, il semble que le risque de repli de l'économie canadienne continuera d'amoinrir le potentiel de hausse en 2013. Nous estimons que l'affaiblissement de l'économie mondiale et du commerce mondial limitera la croissance. Il est peu probable que la demande intérieure représente un facteur important de croissance, car les consommateurs semblent être plus disposés à rééquilibrer leur budget qu'à dépenser. Dans ce contexte, nous croyons que les sociétés non financières resteront concentrées sur la conservation des capitaux, en tempérant leurs plans d'investissement. Nous sommes d'avis que cela occasionnera une réduction du recrutement et une plus faible demande de main-d'œuvre, ce qui pourrait peser sur le chômage au cours du premier semestre de 2013. Nous croyons donc que la croissance des revenus restera modérée, et il semble que la situation soit propice à un ralentissement de la demande de logements⁴⁹.

En outre, un rapport du Fonds monétaire international daté de février 2013 portant sur l'économie canadienne affirme :

[Traduction] La croissance [au Canada] devrait s'accélérer au cours de 2013. Nous nous attendons à ce que l'activité économique progresse à un rythme dépassant légèrement le potentiel (estimé à environ 2 %) à compter du deuxième semestre de l'année, grâce au renforcement de l'économie américaine à la moitié de 2013. [...] Les États-Unis sont le premier partenaire commercial du Canada, absorbant environ les deux tiers des exportations de marchandises canadiennes, et possédant des liens financiers importants avec le Canada. Le resserrement des conditions financières aux États-Unis semble engendrer le même resserrement au Canada. Lorsque l'incidence du choc financier des États-Unis est décomposée en canaux commercial et financier, le canal financier semble être plus important⁵⁰.

Finalement, selon Consensus Economics, les prévisions à l'égard de la croissance économique au Canada et aux États-Unis sont très semblables, puisque les deux pays devraient connaître une croissance du PIB réel se situant entre 2,0 % et 2,5 % dans la période allant de 2018 à 2022⁵¹.

⁴⁸ Standard & Poor's Ratings Direct, *Economic Research: A Weakened Global Economy Threatens Canada's Growth Momentum*, 3 octobre 2012, p. 2.

⁴⁹ *Ibid.*, p. 7-8.

⁵⁰ Fonds monétaire international, *Country Report No. 13/40*, février 2013, p. 7, 8, 35, et 36.

⁵¹ Consensus Forecasts, *2018-2022*, 8 octobre 2012, p. 3 et 28.

Q. Avez-vous comparé le contexte économique général et le climat d'investissement entre le Canada et les États-Unis?

R. Oui. La pièce JMC-2 présente diverses mesures qui reflètent le contexte économique général et le climat d'investissement au Canada et aux États-Unis. La première mesure sert à comparer le rendement aux investisseurs provenant des indices boursiers TSX 300 et S&P 500. De 1988 à 2012, le rendement total de l'indice TSX 300 s'est élevé à 9,66 %, contre 11,34 % pour l'indice S&P 500. Le rendement total de l'indice TSX a affiché une moyenne de 3,63 % au cours des cinq dernières années, comparativement à 4,52 % pour l'indice S&P 500. En ce qui concerne l'indice boursier des services publics, les rendements totaux moyens ont été très semblables entre 2003 et 2012 pour les investisseurs canadiens et américains de ce secteur (c.-à-d. 11,89 % au Canada contre 11,66 % aux États-Unis)⁵².

Comme le démontre aussi la pièce JMC-2, la corrélation entre les taux de croissance du PIB réel des deux pays est forte, tout comme l'est la corrélation entre leur indice des prix à la consommation, ce qui indique que ces facteurs ont tendance à évoluer de concert dans les deux pays. Au cours de la période de 25 ans, la croissance du PIB réel a été de 2,40 % au Canada et de 2,54 % aux États-Unis, tandis que le taux d'inflation s'est élevé à 2,33 % au Canada et à 2,86 % aux États-Unis. Le taux de chômage moyen pour la même période a été nettement plus élevé au Canada (c.-à-d., 7,4 % au Canada contre 6,0 % aux États-Unis), mais cette tendance s'est inversée en 2008, les États-Unis ayant pris davantage de temps à se remettre de la récente récession.

Q. Avez-vous aussi comparé le rendement des obligations entre le Canada et les États-Unis?

⁵² Source : Bloomberg Professional Service. Le rendement comprend l'augmentation des prix et le rendement de l'action. Les données relatives à l'action pour l'indice S&P/TSX Utilities n'étaient pas disponibles avant 2003.
[DOCSMTI : 53085151](#)

R. Oui. Les rendements moyens des obligations d'État à 10 ans ont eux aussi été très semblables au Canada et aux États-Unis au cours de la dernière décennie. Plus particulièrement, le rendement moyen des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans s'est élevé à 3,67 %, tandis que le rendement moyen des bons du Trésor américain à 10 ans s'est établi à 3,66 %. En 2012, le rendement moyen des obligations d'État à 10 ans était de 1,85 % au Canada et de 1,80 % aux États-Unis. La corrélation entre les taux d'intérêt annuels moyens sur les obligations d'État à 10 ans au Canada et aux États-Unis a été de 0,98 % depuis 1988, l'indicateur macroéconomique comparé le plus élevé. De même, la corrélation entre les taux d'intérêt quotidiens moyens sur les obligations d'État à 10 ans au Canada et aux États-Unis de 2008 à 2012 s'est élevée à 1,00 %, puisque les banques centrales des deux pays ont adopté une politique monétaire accommodante face à la crise du crédit et aux perturbations sur les marchés des capitaux. Des corrélations de cette ampleur résultent du fait que les marchés des capitaux sont étroitement intégrés.

Q. Quels autres éléments Concentric a-t-elle pris en considération pour évaluer à quel point les économies canadienne et américaine sont intégrées?

R. Tout d'abord, l'ampleur du commerce entre les deux pays indique aussi le fort degré d'intégration entre les deux marchés. En 2012, sur le plan du commerce des marchandises, 73,7 % des exportations canadiennes étaient destinées aux États-Unis, et les importations en provenance des États-Unis se sont élevées à 49,5 % de ses importations totales⁵³. De plus, selon un rapport du Service de recherche du Congrès (Congressional Research Service) (CRS), le Canada est le plus important partenaire commercial des États-Unis. Le CRS remarque :

[Traduction] Le fait que les États-Unis et le Canada échangent d'importants volumes des mêmes marchandises témoigne de l'intégration économique des deux marchés. Cette intégration a été renforcée par la libéralisation des échanges commerciaux au cours des 40 dernières années, tout d'abord avec l'accord canado-américain sur les produits de

⁵³ Données sur le commerce en direct – Commerce canadien par industrie, Industrie Canada.
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

l'industrie automobile de 1965 (qui a éliminé le tarif des douanes sur les importations d'automobiles et de pièces automobiles entre les deux pays), puis avec l'accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis de 1989, et enfin avec l'ALÉNA [l'accord de libre-échange nord-américain de 1994]⁵⁴.

En outre, le rapport du CRS fait état du montant des investissements étrangers entre le Canada et les États-Unis, comme suit :

[Traduction] La relation économique entre les États-Unis et le Canada se caractérise par la participation substantielle des investisseurs de chaque pays dans l'autre pays. Les États-Unis représentent le plus important investisseur du Canada, son stock d'investissements ayant totalisé 296,7 milliards de dollars en 2010, soit 7,6 % des investissements directs à l'étranger des États-Unis. Les investisseurs américains ont représenté 54,4 % du stock des investissements directs étrangers au Canada en 2010, contre 64,1 % en 2004. [...] Le Canada occupait une place importante (mais pas la plus importante) sur le plan des investissements directs étrangers aux États-Unis, lesquels se sont élevés à 206,1 milliards de dollars, soit 8,8 % du total du stock des investissements directs étrangers aux États-Unis en 2010. Les États-Unis sont la principale cible des investissements directs à l'étranger du Canada, le stock d'investissements s'élevant à 40,5 % du total des investissements directs à l'étranger la même année⁵⁵.

Le fort degré d'intégration entre les marchés canadien et américain ressort aussi des données concernant le commerce entre les États-Unis et le Québec. Selon la province de Québec, les États-Unis représentent plus de 60 % de l'investissement étranger au Québec⁵⁶. De plus, le commerce avec les États-Unis a représenté 68 % des exportations du Québec en 2011, et 30 % de ses importations⁵⁷.

Q. Quel a été le taux de change entre le Canada et les États-Unis?

R. La valeur du dollar canadien a fluctué par rapport au dollar américain (ainsi que par rapport aux autres monnaies) au cours des 25 dernières années. Le dollar canadien a reculé en 2002,

⁵⁴ Ian F. Fergusson, *United States – Canada Trade and Economic Relationship: Prospects and Challenges*, Congressional Research Service, 14 septembre 2011, p. 3.

⁵⁵ *Ibid.*, p. 10.

⁵⁶ Voir : <http://www.gouv.qc.ca/portail/quebec/international/usa/quebec/quebec-etats-unis/>.

⁵⁷ Institut de la statistique du Québec.

s'établissant à 1,57 \$ pour un dollar américain, avant de rebondir à 0,99 \$ en 2011. Il s'élevait à 1,03 \$ au 4 mars 2013. Consensus Forecasts indique que les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain devraient demeurer relativement stables au moins jusqu'en février 2015⁵⁸.

Q. Quelles sont vos conclusions concernant la conjoncture économique et commerciale du Canada et des États-Unis et son incidence sur les risques d'investissement?

R. Dans l'ensemble, la conjoncture économique et commerciale du Canada et des États-Unis est hautement intégrée et présente une forte corrélation à l'égard de divers indicateurs, notamment la croissance du PIB et le rendement historique des obligations d'État. Sur le plan du risque d'affaires, ce qui comprend le contexte commercial et la compétitivité, le Canada et les États-Unis se classent à peu près au même rang lorsqu'ils sont comparés à d'autres pays développés ou en voie de développement. Selon ces indicateurs macroéconomiques, il n'existe aucune différence fondamentale entre le Canada et les États-Unis (c.-à-d. en termes de croissance économique, de taux d'inflation, de taux de chômage ou de rendement des obligations d'État) qui pourrait amener un investisseur à avoir des attentes différentes à l'égard du rendement des deux pays.

VII. ANALYSE DES RISQUES

Q. À quoi sert l'analyse des risques de Concentric?

R. L'analyse des risques de Concentric a deux objectifs. Elle sert tout d'abord à évaluer s'il est raisonnable et approprié de faire appel aux groupes de référence canadien et américain pour

⁵⁸ Consensus Forecasts, *Consensus Economics, Inc.*, 11 février 2013, p. 27.
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

établir le RCP autorisé de HQD et de HQT. L'analyse sert ensuite à évaluer si des ajustements doivent être apportés aux résultats des groupes de référence canadien et américain pour tenir compte des écarts à l'égard des risques d'affaires et financiers entre ces groupes de référence et HQD et HQT.

Afin d'évaluer la comparabilité des groupes de référence canadien et américain, Concentric a examiné les risques d'affaires et financiers de chaque société d'exploitation par rapport à ceux de HQD et de HQT. L'objectif de cette évaluation est de déterminer dans quelle mesure les entreprises des groupes de référence canadien et américain évoluent dans un contexte réglementaire offrant une protection contre les risques similaire à celle que reçoivent HQD et HQT au Québec. En outre, Concentric a examiné le RCP autorisé d'un groupe d'entreprises de services publics d'électricité canadiennes pour fournir davantage de contexte.

Q. Concentric a-t-elle évalué la propriété, les activités et le financement de chacune des entreprises des groupes de référence canadien et américain?

R. Oui. Le tableau 1 de la pièce JMC-3 présente plusieurs indicateurs pertinents relatifs aux entreprises des groupes de référence canadien et américain, notamment : 1) la notation de crédit de S&P pour la société mère, 2) le coefficient bêta déterminé par Bloomberg pour la société mère au 28 février 2013, 3) le plus récent RCP autorisé de la société d'exploitation, et 4) le plus récent ratio de capitaux propres réputé de la société d'exploitation.

Le tableau 2 de la pièce JMC-3 présente un sommaire de diverses données d'exploitation relatives aux sociétés d'exploitation des groupes de référence canadien et américain, y compris : 1) la province ou l'État dans lequel l'entreprise offre des services, 2) les tarifs d'électricité réglementés de 2011, 3) le pourcentage des ventes à la clientèle industrielle, et 4) le nombre de

clients desservis sur le marché de la distribution au détail. Comme le démontre le tableau 2 de la pièce JMC-3, les revenus d'électricité réglementés de HQD sont plus élevés que ceux des autres sociétés de distribution des groupes de référence canadien et américain, à l'exception de ceux de Florida Power and Light qui sont comparables. Les revenus réglementés de HQT sont environ dix fois plus élevés que ceux de l'unique autre société de transport électrique du groupe de référence canadien (c.-à-d. ATCO Electric Transmission). HQD dessert plus de clients du marché de la distribution au détail que toute autre société de distribution des groupes de référence canadien et américain, mis à part Florida Power and Light. HQD est aussi plus dépendante à l'égard des ventes à la clientèle industrielle que toute autre entreprise des groupes de référence canadien et américain, abstraction faite d'ATCO Electric Transmission.

A. Risque d'affaires

Q. Veuillez définir le risque d'affaires.

Le risque d'affaires représente la variation des revenus et des coûts pouvant occasionner une variation des flux de trésorerie et des bénéfices, ainsi que la capacité de l'entreprise de services publics à recouvrer ses coûts, y compris le rendement équitable du capital et le remboursement du capital, en temps opportun.

Q. Veuillez expliquer votre analyse du risque d'affaires.

R. Aux fins du présent témoignage, Concentric s'est concentrée sur huit principaux risques d'affaires pour les entreprises de services publics d'électricité. Puisque certains de ces facteurs de risque sont plus pertinents pour les sociétés de transport, et que les autres s'appliquent davantage aux sociétés de distribution, l'analyse accompagnant chaque facteur permet de

démontrer sa pertinence pour HQD et HQT. Les facteurs de risque comprennent :

- 1) Propriété d'actifs de production réglementés
- 2) Risque lié au coût des combustibles et des achats d'énergie
- 3) Risque lié aux fluctuations des volumes / de la demande
- 4) Risque de non-recouvrement des dépenses en immobilisations
- 5) Réglementation des tarifs et partage des écarts de rendement
- 6) Décalage réglementaire
- 7) Mécanismes de recouvrement des coûts
- 8) Risques à plus long terme

Les résultats détaillés de l'analyse des risques d'affaires sont présentés à l'annexe A ainsi qu'aux tableaux 1 à 7 de la pièce JMC-4.

Q. Veuillez résumer vos conclusions concernant les risques d'affaires de HQD et de HQT par rapport aux groupes de référence canadien et américain.

R. Concentric remarque d'abord que la protection réglementaire est généralement plus efficace pour réduire le risque d'affaires à court terme, et pourrait donc ne pas être en mesure d'atténuer le risque d'affaires à plus long terme. Les renseignements suivants offrent un bref résumé des conclusions concernant les principales catégories du risque d'affaires de HQD et de HQT par rapport aux groupes de référence canadien et américain :

- 1) Risque lié aux actifs de production réglementés : HQD détient très peu d'actifs de production réglementés (production diesel dans les collectivités éloignées) et est exposée à un risque d'affaires comparable à celui des sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien, la plupart ne détenant aucun actif de production réglementé. Son

risque d'affaires est plus faible que celui des sociétés d'exploitation du groupe de référence américain, car plusieurs d'entre elles disposent d'un grand nombre d'actifs de production réglementés. Pour sa part, HQT est une société entièrement axée sur le transport et ne détient donc aucun actif de production réglementé.

- 2) Risque lié au coût des combustibles et des achats d'énergie : l'approvisionnement énergétique de HQD provient à environ 97 % de l'électricité patrimoniale, ce qui signifie qu'elle n'est pas exposée au risque lié aux variations de son prix. Le reste de l'approvisionnement de HQD, soit 3 %, est acheté en vertu de contrats à long terme, et ne maintient aucun mécanisme d'ajustement automatique pour les coûts des achats d'énergie. Ces coûts sont plutôt recouverts lors du dépôt du dossier tarifaire annuel, et toute différence entre les coûts d'achat d'énergie réels et prévus est reportée et recouvrée grâce à un compte d'écarts des coûts. Les sociétés de distribution des groupes de référence canadien et américain utilisent des clauses d'ajustement du coût du combustible qui leur permettent de répercuter le coût du combustible sur les clients. Ainsi, ces sociétés ne sont habituellement pas exposées à un risque en ce qui a trait aux écarts entre le coût du combustible prévu et réel, sauf en ce qui concerne le Wisconsin et la Nouvelle-Écosse.
- 3) Risque lié aux fluctuations des volumes / de la demande : HQD est en quelque sorte moins protégée contre les fluctuations des volumes / de la demande que les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien. La majeure partie de ces sociétés jouit en effet d'une protection plus élevée contre le risque de volume que HQD, qui n'est protégée contre le risque de volume que par son compte d'écarts liés aux aléas

climatiques, grâce au découplage des revenus ou aux mécanismes d'ajustement des revenus perdus. La protection de HQD contre le risque volumétrique est comparable à celle des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, certaines d'entre elles faisant appel à des mécanismes de découplage des revenus ou des plans de tarification fondés sur une formule de calcul qui protègent contre le risque volumétrique, et certaines d'entre elles ayant des clauses de normalisation des effets climatiques. HQT n'est pas exposée au risque lié aux fluctuations de la demande. De façon similaire, les autres sociétés de transport et d'exploitation canadiennes et américaines sont peu exposées au risque lié aux fluctuations des volumes / de la demande en raison de la façon par laquelle les coûts sont ajustés et recouverts.

- 4) Risque de non-recouvrement des dépenses en immobilisations : HQD et HQT appliquent habituellement des mesures d'atténuation du risque de non-recouvrement des dépenses en immobilisations qui s'apparentent à celles des sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien. En effet, les entreprises de services publics réglementées canadiennes, en règle générale, présentent leurs dossiers tarifaires plus fréquemment et peuvent inclure les dépenses en immobilisations dans la base de tarification une fois que les immobilisations sont mises en service, et commencent à obtenir un rendement sur ces dépenses en immobilisations sans décalage réglementaire important. Même si la majorité des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines ne présentent pas leurs dossiers tarifaires aussi souvent que celles du Canada, elles maintiennent une protection contre le risque semblable à celle de HQD et de HQT. En effet, de nombreux organismes de réglementation

américains ont approuvé un recouvrement en espèces sur les coûts des travaux en cours pendant que les installations sont en cours de construction, ou ont approuvé la mise en œuvre de mécanismes de suivi des coûts qui offrent un recouvrement accéléré des dépenses en immobilisations nécessaires au remplacement des installations vieillissantes.

5) Réglementation des tarifs et partage des écarts de rendement : HQD et HQT exercent leurs activités depuis longtemps en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, tandis que plus de 70 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien exercent leurs activités en vertu des mécanismes de réglementation incitative ou procèdent au renouvellement de ces programmes. La plupart, mais non l'ensemble, de ces programmes de mesures incitatives comprennent un mécanisme de partage des écarts de rendement (MPÉ). Parmi le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, un peu plus de la moitié des sociétés d'exploitation sont assujetties à un mécanisme de réglementation incitative dans le cadre d'un plan pluriannuel de tarification ou d'un plan de tarification fondé sur une formule de calcul, et tous ces plans comprennent un MPÉ avec les clients. Si HQD et HQT devaient commencer à exercer leurs activités en vertu d'un MPÉ, comme elles l'ont proposé dans le cadre de la présente demande, leur risque d'affaires serait plus similaire à celui de la majeure partie des sociétés d'exploitation des groupes de référence canadien et américain, selon la conception et les paramètres du MPÉ approuvé par la Régie. Un MPÉ bien équilibré ne devrait pas avoir une incidence importante sur le niveau de risque auquel HQD et HQT sont confrontées.

6) Décalage réglementaire : HQD et HQT ont sensiblement la même réglementation

relativement à l'utilisation d'années témoins anticipées que les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien, et font face à un risque légèrement plus faible que celui des sociétés du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, qui sont quelque peu moins susceptibles d'utiliser des années témoins anticipées. En ce qui a trait à la tarification provisoire, HQD est exposée à un risque quelque peu plus élevé que celui des sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien et à un risque plus élevé que celui des sociétés d'exploitation du groupe de référence américain, car la plupart de ces sociétés peuvent demander une augmentation des tarifs provisoire pendant que le dossier tarifaire est en cours d'approbation. HQT peut mettre en œuvre une tarification provisoire, ce qui fait qu'elle est quelque peu moins exposée à ce risque que les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien et qu'elle est exposée à un niveau de risque qui est similaire à celui des sociétés d'exploitation du groupe de référence américain pour ce facteur.

- 7) Mécanismes de recouvrement des coûts : Dans l'ensemble, HQD et HQT bénéficient d'une protection réglementaire comparable à celle des entreprises des groupes de référence canadien et américain en ce qui a trait aux catégories spécifiques de coûts qui ont tendance à fluctuer de façon importante d'année en année, qui sont importants et qui sont indépendants de la volonté de la direction de l'entreprise. Les exceptions importantes sont le fait que HQD bénéficie d'une protection limitée pour les coûts d'exploitation, mais pas pour les coûts d'investissement relatifs aux tempêtes, et que HQT ne détient pas de mécanismes de recouvrement des coûts associés aux tempêtes, alors que ce type de protection est largement proposé aux sociétés du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines. HQD et HQT font

aussi appel à des comptes d'écarts du coût de retraite, alors que plus de la moitié des sociétés du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines ne sont pas protégées contre ce risque.

- 8) Risques à plus long terme : HQD fait face à un risque de concurrence plus important que les sociétés d'exploitation des groupes de référence canadien et américain en raison de sa concentration importante dans le marché de la clientèle industrielle. HQD est aussi exposée à un risque d'affaires plus élevé que lorsque la Régie a déterminé son RCP précédent, par suite de l'évolution de la compétitivité relative aux prix de l'électricité et du gaz naturel au Québec, plus particulièrement en raison de l'importance de l'électricité pour le chauffage chez les clients résidentiels et d'affaires. HQT court des risques d'affaires et financiers plus importants en raison de ses exigences en matière de dépenses en immobilisations pour la prochaine décennie afin de répondre à la demande de croissance et de remplacer les infrastructures de transport vieillissantes, comparativement aux dépenses en immobilisations qui ont été faites au cours de la dernière décennie.

Concentric juge, selon l'analyse du risque d'affaires, que HQD et HQT et les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien bénéficient en général d'une protection comparable contre le risque d'affaires, ce qui est important aux yeux des investisseurs et des agences de notation. Cependant, le risque d'affaires à plus long terme de HQD et de HQT est plus élevé que celui du groupe de référence canadien à bien des égards. Plus particulièrement, HQD fait face à un risque de concurrence plus important en raison de sa grande concentration de clients industriels, ce qui suggère qu'elle est plus susceptible aux risques associés au contournement économique et à la destruction de la demande, en plus d'être plus vulnérable à

une faible conjoncture économique. Mais encore, HQD est exposée à un risque d'affaires plus grand qu'au moment de la détermination de son RCP précédent, car les prix du gaz naturel ont offert plus de concurrence aux prix de l'électricité au Québec. De plus, HQT court des risques d'affaires et financiers plus importants liés à ses exigences en matière de dépenses en immobilisations pour la prochaine décennie afin de répondre à la demande de croissance et de remplacer les infrastructures de transport vieillissantes.

Dans l'ensemble, la principale différence entre le risque d'affaires de HQD et le risque d'affaires des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines est le pourcentage plus important de sociétés américaines détenant des actifs de production réglementés. Toutefois, comme il est démontré dans la section suivante portant sur le risque financier, Concentric est d'avis que le risque d'affaires élevé lié aux actifs de production réglementés est plus que contrebalancé par le faible risque financier (c.-à-d. des ratios de capitaux propres plus importants) des sociétés d'exploitation du groupe de référence américain par rapport à HQD. Concentric estime, bien que les sociétés d'exploitation de référence ne soient pas uniquement des sociétés de transport, qu'il n'existe aucune différence fondamentale entre le risque d'affaires de HQT et celui du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines qui pourraient rendre les comparaisons inadéquates. Tel qu'il a été mentionné ci-haut, le risque d'affaires de HQD et de HQT est similaire à celui du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines en ce qui a trait à la majeure partie des facteurs qui ont une incidence sur la variation à court terme et à moyen terme des bénéfices et des flux de trésorerie. Les principales différences sont : l'approbation des coûts des travaux en cours dans la base de tarification pour les sociétés du groupe de référence américain, l'utilisation d'années témoins anticipées pour HQD et HQT, et la prévalence du suivi des coûts

relatifs aux tempêtes dans le groupe de référence américain. En résumé, il n'existe aucune différence importante sur le plan du risque d'affaires entre HQD et HQT et les sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, mis à part la propriété d'actifs de production réglementés par les entreprises de services publics d'électricité américaines, ce qui est plus que contrebalancé par des ratios de capitaux propres plus élevés aux États-Unis.

En vue de déterminer le RCP autorisé pour HQD et HQT, Concentric croit que le groupe de référence américain (au niveau des sociétés de portefeuille) est plus similaire à HQD et HQT que ne l'est le groupe de référence canadien, car il comprend des entreprises qui tirent la majorité de leurs revenus d'exploitation et de leurs produits des services publics d'électricité. De plus, il existe peu de sociétés de référence potentielles au Canada, ce qui limite le choix de sociétés comparables aux activités de distribution et de transport de l'électricité de HQD et de HQT. Pour cette raison, Concentric est d'avis qu'il est raisonnable et approprié de se fier essentiellement aux résultats du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines et d'utiliser le groupe de référence canadien afin de corroborer le caractère raisonnable des résultats américains.

B. Risque financier

Q. Veuillez définir le risque financier.

R. Il existe un risque financier dans la mesure où une entreprise encourt des obligations fixes dans le cadre du financement de ses activités. Ces obligations augmentent le niveau des revenus devant être générés pour couvrir les paiements d'intérêt avant que tout actionnaire ordinaire ne reçoive un rendement, et sont considérées par les investisseurs comme un risque qui s'ajoute

aux risques d'affaires et réglementaire. En outre, les obligations financières fixes réduisent la flexibilité financière d'une entreprise et sa capacité à réagir à une situation économique et une conjoncture du marché financier défavorables, comme celles de la crise du crédit et de la dislocation du marché des capitaux en 2008 et 2009. Les résultats de l'analyse du risque financier sont présentés plus en détail à l'annexe B et dans la pièce JMC-5.

Q. Quelles sont vos conclusions à l'égard du risque financier de HQD et de HQT par rapport aux entreprises des groupes de référence canadien et américain?

R. Étant donné la faiblesse des ratios des capitaux propres et des mesures de crédit de HQD et de HQT, Concentric estime que ces dernières sont exposées à un risque financier plus important que celui du groupe de référence canadien ou du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines. Plus particulièrement, les mesures de crédit réelles pour HQD et HQT (telles qu'elles sont présentées à la pièce JMC-5) ne correspondent pas à la note de A+ décernée par S&P à Hydro-Québec. À supposer que la Régie approuve un MPÉ pour HQD et HQT, les sociétés devront partager un certain pourcentage de leur excédent avec les clients. Tel qu'il a été mentionné à la partie II du présent témoignage, les agences de notation ont exprimé leurs préoccupations à l'égard du faible RCP autorisé et des ratios des capitaux propres réputés de HQD et de HQT. En sachant que les mesures de crédit de HQD et HQT ont été soutenues par des excédents sur le RCP autorisé au cours des dernières années, la mise en œuvre d'un MPÉ doit être élaborée avec soin. Le MPÉ doit être équilibré à l'aide d'un RCP approprié afin d'éviter une diminution de la qualité du crédit qui pourrait avoir une incidence sur le coût de la garantie de la dette par le gouvernement de HQD et de HQT, ou limiter la capacité d'Hydro-Québec à continuer de payer des dividendes en espèces comparables à son actionnaire.

Q. Est-ce que Concentric a évalué l'incidence des ratios des capitaux propres réputés de HQD et de HQT sur le coût approprié des capitaux propres pour ces sociétés?

R. Oui. HQD et HQT proposent de maintenir leurs ratios des capitaux propres réputés actuels de respectivement 35,0 % et 30,0 %. Tel qu'il est présenté à l'annexe B, les ratios des capitaux propres de HQD et de HQT sont quelque peu moins élevés que les ratios des capitaux propres réputés des divisions d'exploitation du groupe de référence canadien, et sont beaucoup moins élevés que les ratios des capitaux propres autorisés du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines. Des augmentations importantes du RCP autorisé seraient nécessaires pour compenser l'écart dans la structure des capitaux propres autorisés pour que HQD et HQT puissent obtenir un rendement sur les capitaux propres compensatoire pondéré selon le ratio des capitaux propres qui leur est respectif, au même titre que le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines obtient un ratio des capitaux propres moyen de 50,2 %. À l'aide de méthodes communément acceptées, Concentric estime qu'un ajustement au RCP se situant entre 1,50 % et 3,00 % environ pourrait convenir pour compenser un recul se situant entre 15 % et 20 % du ratio des capitaux propres du groupe de référence américain. Ces estimations correspondent à la fourchette déterminée par les études empiriques et théoriques pour les entreprises de services publics, qui démontrent que des augmentations entre 0,34 et 2,37 points de pourcentage du RCP nécessaire peuvent compenser une augmentation de 10 % du ratio d'endettement⁵⁹.

Q. De quelle façon cet ajustement de la différence entre les ratios des capitaux propres de HQD et HQT et du groupe de référence américain se compare-t-il à l'incidence sur le coût des capitaux propres lié à la propriété d'actifs de production réglementés par les entreprises du groupe de référence américain?

⁵⁹ Voir *New Regulatory Finance*, Dr. Roger Morin, Public Utility Reports, 2006, p. 456 - 471
[DOCSMTI : 53085151](#)

R. Comme il est démontré dans la partie suivante du présent témoignage, le RCP additionnel nécessaire pour contrebalancer le risque d'exploitation accru découlant des actifs de production réglementés est d'environ 41 points de base. Bien que Concentric ne propose pas d'ajustement à cette procédure relative à l'écart dans la structure du capital entre HQD et HQT et le groupe de référence d'entreprises de services publics américaines, elle croit que le risque financier associé à une structure de capital comportant un niveau d'endettement très élevé contrebalance largement tout écart potentiel du RCP nécessaire pour les sociétés du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines qui détiennent des actifs de production réglementés.

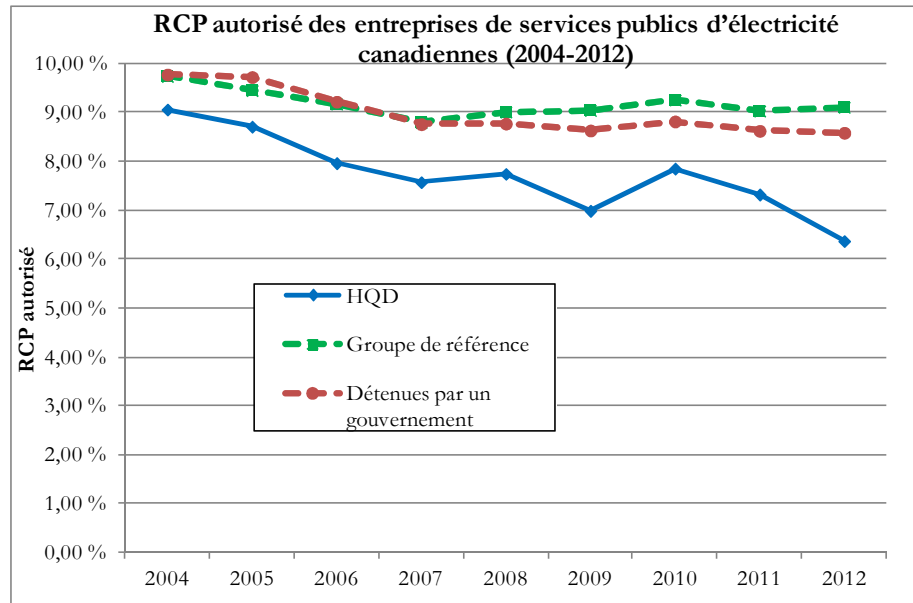
VIII. ANALYSE DES RENDEMENTS OBTENUS ET AUTORISÉS

Q. Avez-vous analysé les rendements autorisés de HQD et de HQT par rapport aux entreprises des groupes de référence canadien et américain?

R. Oui. Comme le montrent les graphiques 1 et 2, les RCP autorisés de HQD et de HQT de 2004 à 2012 ont été inférieurs à ceux des entreprises de services publics d'électricité détenues par des investisseurs canadiens et des entreprises de services publics d'électricité détenues par un gouvernement au Canada, un écart qui s'est accentué au cours des deux dernières années. Voici des explications possibles de l'accentuation de cet écart entre les RCP autorisés de HQD et de HQT et les autres entreprises de services publics d'électricité détenues par des investisseurs canadiens et entreprises de services publics d'électricité détenues par un gouvernement au Canada : 1) une formule d'ajustement automatique plus favorable aux autres entreprises de services publics d'électricité détenues par des investisseurs canadiens et entreprises de services publics d'électricité détenues par un gouvernement au Canada; 2) une prime de risque plus élevée pour les autres entreprises de services publics d'électricité détenues par des investisseurs

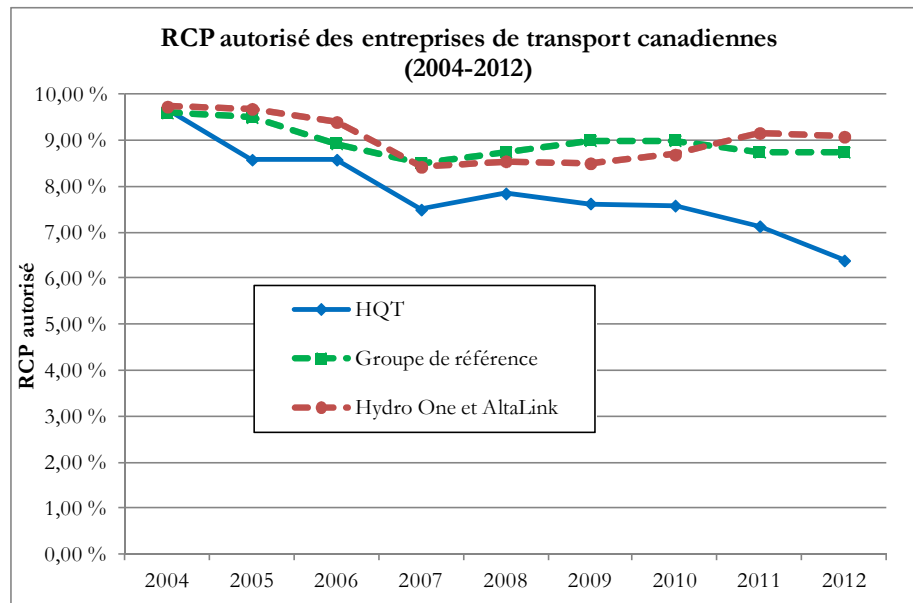
canadiens et entreprises de services publics d'électricité détenues par un gouvernement au Canada en raison d'un supplément d'ajustement différent.

Graphique 1 : RCP autorisé des entreprises de services publics de distribution d'électricité canadiennes⁶⁰



⁶⁰ Le groupe de référence moyen inclut ATCO Electric (Distribution), FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power et Nova Scotia Power Inc. La moyenne du groupe d'entreprises détenues par un gouvernement comprend Hydro One Inc. (Distribution), SaskPower, ENMAX Power et EPCOR Distribution. Manitoba Hydro n'est pas incluse dans les entreprises de services publics détenues par un gouvernement parce que ses tarifs sont établis en fonction d'un ratio dettes/capitaux propres cible plutôt que d'un rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé. BC Hydro n'est pas incluse, parce que son rendement des capitaux propres autorisé de 14,37 % tient compte d'un ajustement lié aux impôts sur le résultat fondé sur le taux d'imposition de l'entreprise de services publics de référence en Colombie-Britannique (c.-à-d. 9,50 % x 1,342 = 12,75 %) plus un supplément de 1,63 %.

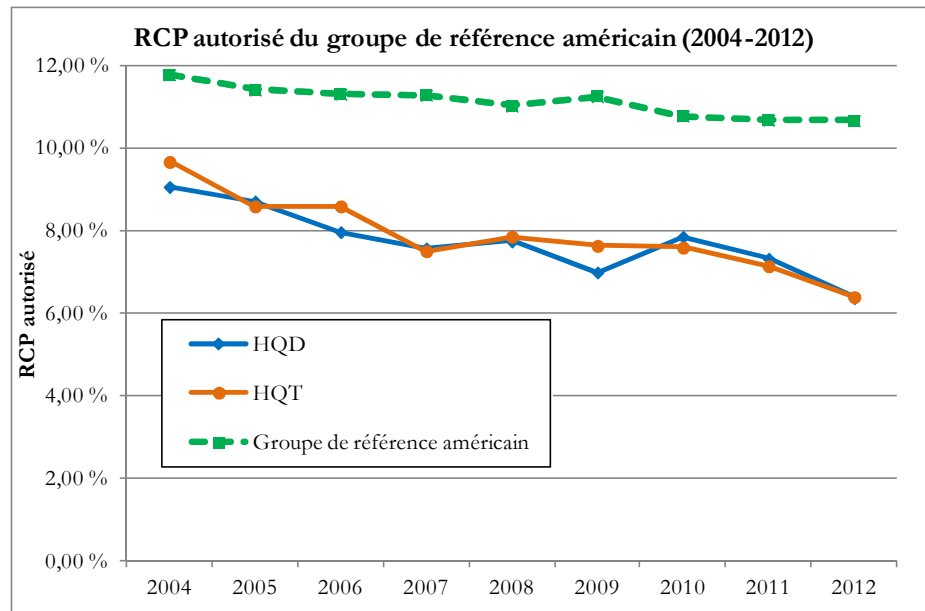
Graphique 2 : RCP autorisé pour les entreprises de services publics de transport d'électricité canadiennes⁶¹



De la même manière, comme le montre le graphique 3, les RCP autorisés de HQD et de HQT de 2004 à 2012 étaient moins élevés que ceux des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, un écart qui s'est élargi au cours des dernières années.

⁶¹ La ligne du groupe de référence représente ATCO Electric (Transmission) et l'autre ligne montre la moyenne d'AltaLink et d'Hydro One Inc. (Transmission).
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

Graphique 3 : RCP autorisé du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines (comparaison avec HQD et HQT)



Concentric a aussi comparé les RCP autorisés de HQD et de HQT au rendement autorisé des entreprises de services publics d'électricité intégrées et des entreprises de transport et de distribution aux États-Unis. Bien que cette étude contienne un groupe d'entreprises de services publics plus important que le groupe de référence américain, elle donne des renseignements utiles à propos du niveau global qui a été approuvé pour les entreprises de services publics d'électricité américaines comparativement aux entreprises de services publics canadiennes en général et à HQD et HQT en particulier. Selon Regulatory Research Associates, le RCP autorisé moyen des entreprises de services publics américaines intégrées verticalement s'établissait à 10,46 % entre 2004 et 2012, et le RCP autorisé moyen pour les entreprises de services publics américaines de transport et de distribution uniquement se chiffrait à 10,05 %⁶². De plus, le ratio des capitaux propres autorisé moyen des entreprises de services publics d'électricité intégrées verticalement et celui des entreprises de services publics américaines de transport et de

⁶² Source : SNL Financial.
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

distribution uniquement au cours de la même période étaient très similaires (soit 48,90 % pour les entreprises intégrées et 47,61 % pour les entreprises de transport et de distribution)⁶³.

Comparativement au RCP autorisé moyen calculé, le RCP autorisé moyen de HQD de 7,73 % de 2004 à 2012 était inférieur de 273 points de base à celui de la moyenne des entreprises de services publics d'électricité américaines intégrées et de 232 points de base à celui de la moyenne des entreprises de transport et de distribution américaines. De la même manière, le RCP autorisé moyen de HQT de 7,88 % de 2004 à 2012 était inférieur de 258 points de base à celui de la moyenne des entreprises de services publics américaines et de 217 points de base à celui de la moyenne des entreprises de transport et de distribution américaines. En résumé, les RCP autorisés de HQD et de HQT de cette période ont été passablement inférieurs à ceux accordés à la moyenne des entreprises de services publics d'électricité intégrées et à ceux des entreprises de transport et de distribution américaines.

Q. Est-ce que Concentric a aussi comparé les rendements obtenus et les rendements autorisés du groupe d'entreprises de services publics d'électricité américaines?

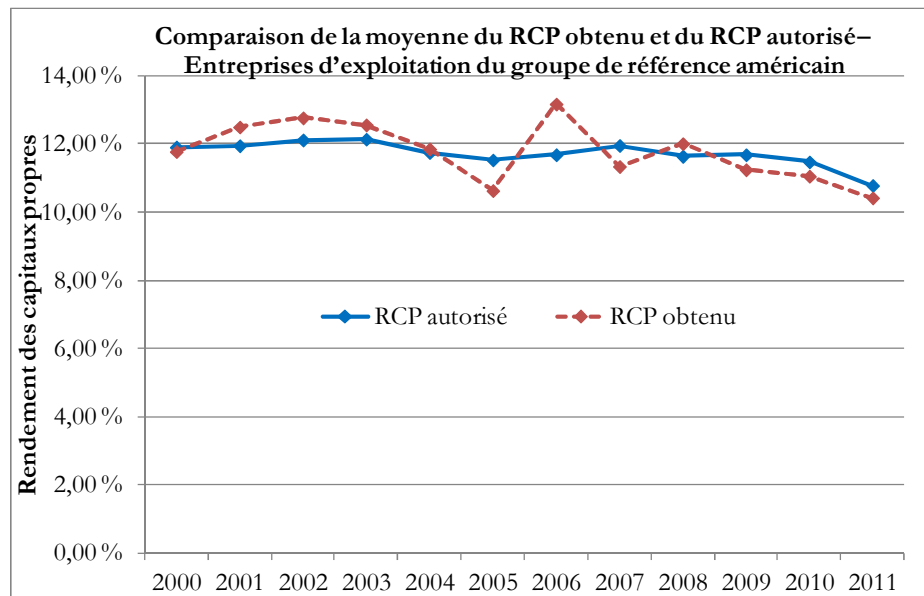
R. Oui. Comme il en a été question auparavant dans notre témoignage, la Régie a établi dans des décisions antérieures que les RCP obtenus sont un important indicateur de si une entreprise de services publics d'exploitation a une protection réglementaire suffisante contre les divers risques d'affaires. Bien que cette comparaison soit utile pour évaluer la protection contre le risque à court terme des sociétés d'exploitation du groupe de référence, elle l'est moins pour l'évaluation des risques à plus long terme de ces entités, surtout en ce qui a trait au recouvrement de leur investissement dans la base de tarification.

⁶³ *Ibid.*
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

Q. Veuillez résumer les résultats de l'analyse.

R. Comme le montre le graphique 4, Concentric a comparé les RCP obtenus et autorisés des entreprises du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines au niveau de la société d'exploitation de 2000 à 2011. Le RCP obtenu moyen pour le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines (au niveau de la société d'exploitation) de 2000 à 2011 était presque identique au RCP autorisé moyen pour la même période (soit un RCP obtenu de 11,41 %, contre un RCP autorisé de 11,42 %).

Graphique 4 : Comparaison de la moyenne du RCP obtenu et du RCP autorisé du groupe de référence américain – De 2000 à 2011



Q. En vous fondant sur votre analyse des rendements obtenus et autorisés du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, quelle est votre conclusion à l'égard de l'utilisation des données américaines?

R. L'analyse de Concentric montre que les sociétés d'exploitation du groupe d'entreprises de services publics d'électricité américaines pour lesquelles les données étaient disponibles⁶⁴ ont généralement pu obtenir leurs rendements autorisés de 2000 à 2011, ce qui porte à croire qu'elles exercent leurs activités dans des contextes réglementaires qui permettent le recouvrement des coûts en temps opportun et fournissent une occasion équitable aux entreprises d'obtenir les rendements autorisés. Par conséquent, Concentric en arrive à la conclusion qu'il est raisonnable et approprié de considérer le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines comme un point de référence adéquat pour le coût des capitaux propres fondé sur le marché pour HQD et HQT.

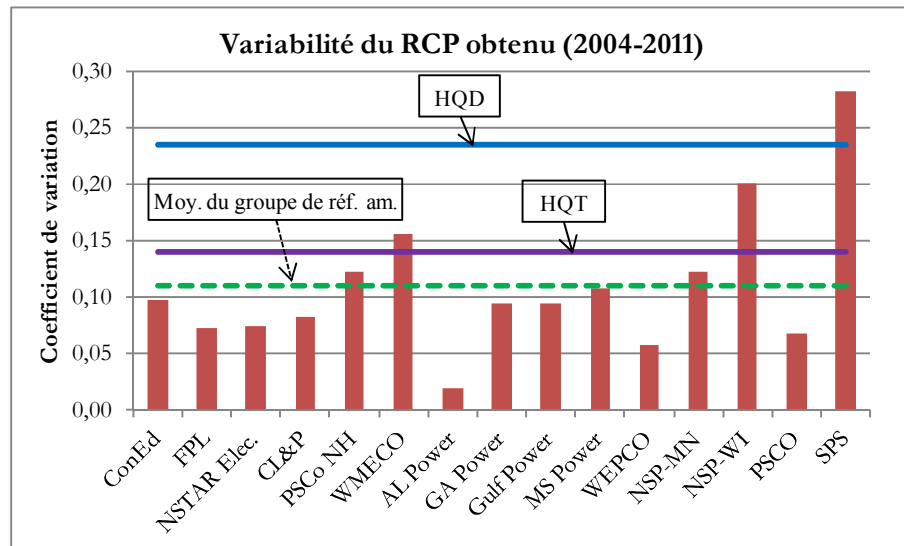
Q. Est-ce que Concentric a aussi analysé la variabilité des rendements obtenus par HQD et HQT par rapport au groupe de référence américain?

R. Oui. Afin d'évaluer la variabilité des rendements obtenus par HQD et HQT comparativement au groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, Concentric a comparé le coefficient de variation (CV) des rendements obtenus par HQD et HQT de 2004 à 2011 au CV de chacune des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics américaines. Le CV est une mesure statistique qui montre l'étendue de la variabilité, mesurée au moyen de l'écart-type, par rapport à la moyenne. Plus précisément, le CV est calculé comme un ratio ou un pourcentage, en divisant l'écart-type par la moyenne. Comme

⁶⁴ Certaines années, le RCP autorisé n'était pas précisé dans l'entente de règlement approuvée par la Commission. Quand c'était le cas, Concentric a exclu le rendement obtenu du calcul de la moyenne. Les entreprises concernées sont, entre autres, Southwestern Public Service du Texas, NSTAR Electric, Western Massachusetts Electric, Public Service of New Hampshire et Wisconsin Electric Power.

le montre le graphique 5, les RCP obtenus par HQD et HQT ont fluctué plus que la moyenne du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines de 2004 à 2011.

Graphique 5 : Coefficient de variation – RCP obtenu – Groupe de référence américain⁶⁵



En fonction de cette analyse, il est incorrect de présumer que les rendements des entreprises du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines varient plus que ceux de HQD et de HQT. Ainsi, Concentric trouve qu'il est raisonnable et approprié de considérer le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines comme un point de référence fiable pour le coût des capitaux propres fondé sur le marché de HQD et de HQT.

⁶⁵ Les calculs du graphique 5 se fondent sur les données historiques et pourraient ne pas être représentatifs de la variabilité future des résultats en raison de l'ajout/de la suppression des comptes d'écart ou des mécanismes de stabilisation des revenus.

E. CONCLUSIONS DE L'ANALYSE DES RISQUES

Q. Veuillez résumer vos conclusions et vos recommandations sur la comparabilité de HQD et de HQT d'une part et des groupes de référence canadien et américain d'autre part.

R. En s'appuyant sur l'analyse des risques décrite dans notre témoignage, Concentric recommande que la Régie fasse les conclusions suivantes :

- La conjoncture économique et commerciale au Canada et aux États-Unis est assez similaire pour que les investisseurs n'exigent pas de rendements des capitaux propres radicalement différents d'entreprises qui seraient autrement comparables;
- Les protections réglementaires visant à atténuer le risque d'affaires de HQD et de HQT sont similaires à celles des sociétés d'exploitation des groupes de référence canadien et américain, sauf que les entreprises de services publics d'électricité américaines ont un plus grand risque lié à la propriété d'actifs de production réglementés;
- Le risque financier de HQD et de HQT est légèrement plus élevé que celui du groupe de référence canadien et beaucoup plus élevé que celui du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, comme le montrent les ratios des capitaux propres réputés moins élevés et des mesures de crédit plus faibles. Ce risque fait plus que contrebalancer le risque d'affaires plus élevé du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines découlant de la propriété d'actifs de production réglementés;
- Les rendements obtenus par les sociétés d'exploitation du groupe d'entreprises de services publics d'électricité américaines étaient très similaires aux rendements autorisés de ces sociétés, ce qui laisse entendre qu'elles bénéficient généralement d'une protection

réglementaire adéquate en place pour recouvrer les coûts en temps opportun, ce qui leur permet habituellement d'obtenir leur RCP autorisé la plupart des années;

- Les RCP autorisés actuels de HQD et de HQT ne respectent pas la norme de rendement comparable⁶⁶ d'une entreprise de services publics de transport et de distribution d'électricité indépendante⁶⁷, comme le montre la comparaison des rendements autorisés des groupes de référence canadien et américain ainsi que des autres entreprises de services publics d'électricité détenues par un gouvernement au Canada;
- Il est raisonnable d'utiliser le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines pour estimer le coût des capitaux propres de HQD et de HQT dans le cadre de la présente audience, le groupe de référence canadien étant utilisé pour corroborer le caractère raisonnable des résultats américains;
- HQD et HQT ont des profils de risque similaires, mais non identiques. Dans l'ensemble, HQD a un risque plus élevé que HQT. Les facteurs de risque différentiels comprennent la concurrence des carburants de remplacement de HQD, le risque d'approvisionnement de HQD et le risque de HQD lié aux créances irrécouvrables attribuables à ses consommateurs finaux. HQT fait face à un plus grand risque lié aux capitaux. Cette différence de risque peut être prise en compte au moyen d'un écart des RCP ou, comme dans d'autres territoires canadiens, au moyen d'une différence dans la structure du capital réputé. En nous appuyant sur l'analyse de Concentric, nous constatons que la différence actuelle de 5 % du ratio des capitaux propres réputé entre HQD et HQT est toujours raisonnable compte tenu des différences à l'égard des risques entre les deux entités.

⁶⁶ Se reporter à la section III du présent témoignage pour une analyse de la norme de rendement raisonnable.

⁶⁷ Comme il en a été question précédemment, la Régie a déterminé que le RCP autorisé devait être comparable à celui que le marché exigerait d'une entreprise de distribution ou de transport d'électricité indépendante.

IX MÉTHODE D'ESTIMATION DU COÛT DES CAPITAUX PROPRES ET RÉSULTATS

Q. Analysez brièvement le RCP dans le contexte de la réglementation du taux de rendement.

R. Les entreprises de services publics réglementées utilisent principalement les actions ordinaires, les actions privilégiées et la dette à long terme pour financer leurs immobilisations corporelles permanentes. Dans le cas d'une entreprise de services publics réglementée, le taux de rendement global est fondé sur le coût du capital moyen pondéré, en ce que les taux du coût de chaque source de capitaux sont pondérés selon leur pourcentage de la capitalisation boursière totale de l'entreprise. Bien qu'il soit possible d'observer directement le coût de la dette et des actions privilégiées, le coût des capitaux propres est fondé sur le marché et doit donc être estimé d'après des données de marché observables.

Q. Comment le RCP requis est-il déterminé?

R. Le RCP est estimé au moyen d'une ou de plusieurs techniques analytiques qui font appel à des données du marché et qui permettent de quantifier les attentes des investisseurs à l'égard du rendement des capitaux propres requis, ajusté pour tenir compte de certains coûts différentiels et de certains risques. Les modèles quantitatifs génèrent une série de résultats à partir desquels le RCP requis par le marché est déterminé. Cette détermination doit s'appuyer sur un examen exhaustif des données et de l'information pertinentes, et ne se prête pas nécessairement à un calcul mathématique strict. De façon générale, pour déterminer le coût des capitaux propres, il importe de s'assurer que les méthodes employées reflètent raisonnablement la perception, par les investisseurs, des marchés des capitaux en général et, notamment, de l'entreprise concernée

(dans le contexte du groupe de référence).

Q. Quelles méthodes ont servi à déterminer le coût des capitaux propres de HQD et de HQT?

R. Concentric a pris en compte les résultats du MEDAF et du modèle d'AFM pour recommander un RCP pour HQD et HQT dans le contexte de l'analyse des risques mentionnée précédemment dans le témoignage.

Q. Pourquoi importe-t-il d'avoir recours à plus d'une approche analytique?

R. Les analystes et les universitaires comprennent que les méthodes d'évaluation du RCP sont des outils qui doivent être utilisés dans le cadre du processus d'estimation du RCP, et que l'adoption d'une seule approche ou les résultats spécifiques d'une seule approche peuvent fausser les conclusions. Concentric a donc recours à de multiples approches pour estimer le coût des capitaux propres. Cette position est conforme à la constatation tirée de l'arrêt Hope, à savoir que c'est le résultat de l'analyse et non pas la méthode qui doit contrôler le calcul du RCP. La Régie a cité la cause Hope dans des décisions récentes comme suit :

[194] Enfin, comme mentionné dans l'affaire Hope, « c'est la résultante de l'exercice réglementaire qui doit rencontrer la norme de rendement raisonnable et non pas la méthode ». À cet égard, les tribunaux américains ont reconnu la grande latitude et la discrétion des organismes de régulation dans la détermination de la meilleure méthode pour arriver à fixer un rendement raisonnable sur la base de tarification.

[195] Le fait que la méthode fondée sur une formule d'ajustement automatique ou toute autre approche suggérée par les experts des parties devant elle puisse ou pas être contestée n'a pas une importance déterminante. C'est le résultat qui compte, comme le mentionnait d'ailleurs la Cour suprême américaine dans Hope, « it is the result reached, not the method employed, which is controlling. [...] It is not theory, but the impact of the rate order, which counts. [...] The fact that the method employed to reach that result may contain infirmities

is not then important ». La Régie considère que son devoir à cet égard est de déterminer un taux de rendement raisonnable et que la méthode qu'elle utilise relève de sa discrétion⁶⁸.

Par conséquent, nous avons pris en compte les résultats du MEDAF et du modèle d'AFM pour recommander un RCP pour HQD et HQT.

A. Modèle d'évaluation des actifs financiers

1. Théorie du MEDAF

Q. Veuillez décrire la forme générale du MEDAF.

R. Le MEDAF est une approche fondée sur la prime de risque qui sert à estimer le coût des capitaux propres pour un titre donné, en fonction du rendement sans risque majoré d'une prime de risque (pour rémunérer les investisseurs pour le risque non diversifiable ou « systématique » qu'ils assument). Le MEDAF est fondé sur une relation théorique entre le rendement requis d'un titre et le risque systématique qui y est lié. La théorie du MEDAF a fait l'objet de nombre de recherches et d'essais empiriques et a servi à établir le coût des capitaux propres requis pour les sociétés réglementées d'Amérique du Nord. En théorie, le MEDAF est un modèle approprié pour déterminer le rendement requis. Comme l'indique l'équation 1), le MEDAF est défini par quatre composantes, chacune de ces composantes devant être, en théorie, une estimation prospective :

$$1] K_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Où :

K_e = le RCP requis pour un titre donné

β = le bêta d'un titre

⁶⁸ Voir la décision D-2009-156, partie [194-195], de la Régie de l'énergie.

r_f = le taux de rendement sans risque

r_m = le rendement requis pour l'ensemble du marché

Dans cette formule, $(r_m - r_f)$ représente la prime de risque du marché (« PRM »). Selon la théorie qui sous-tend le MEDAF, comme il est possible d'éliminer le risque spécifique grâce à la diversification, les investisseurs ne devraient se préoccuper que du risque systématique ou non diversifiable. Le risque non diversifiable est mesuré en fonction du bêta, qui est défini comme suit :

$$2] \beta = \frac{\text{Covariance}(r_e, r_m)}{\text{Variance}(r_m)}$$

Où :

r_e = le taux de rendement d'un titre individuel ou du portefeuille.

La variance du rendement du marché, notée dans l'équation 2], est une mesure de l'incertitude liée au marché en général, et la covariance entre le rendement d'un titre spécifique et le rendement du marché reflète la sensibilité du rendement de ce titre spécifique à l'évolution du rendement du marché. Par conséquent, le bêta représente le risque que représente le titre par rapport au marché.

2. Analyse du MEDAF

Q. À quelles hypothèses faut-il avoir recours pour calculer le MEDAF?

R. Pour le MEDAF, il faut utiliser des estimations du taux sans risque, de la prime de risque du marché et du bêta. Comme le MEDAF est un modèle prospectif, il convient d'utiliser des estimations prospectives des variables d'entrée, si possible.

Q. Pour Concentric, l'application du MEDAF est-elle préoccupante compte tenu des conditions de marché actuelles?

R. Oui. Dans la mesure où les données d'entrée du MEDAF ne reflètent pas les attentes des investisseurs à l'égard du taux sans risque, du coefficient bêta ou de la prime de risque du marché, les résultats du MEDAF pourraient ne pas être fiables. Dans la conjoncture de marché actuelle, le MEDAF ne produit pas de résultats fiables parce que les conditions des marchés des capitaux et la politique monétaire actuelles influent sur ces trois données d'entrée. Par conséquent, il n'est pas raisonnable d'accorder trop de poids aux résultats du MEDAF sans certains ajustements, compte tenu de la conjoncture actuelle du marché.

a. Taux sans risque

Q. Comment estimez-vous le taux sans risque dans votre analyse du MEDAF?

R. Pour estimer le taux sans risque, Concentric s'appuie sur les prévisions de Consensus Economics pour la période de 2013 à 2018 à l'égard du taux de rendement des obligations du gouvernement canadien à 10 ans majoré de l'écart actuel entre le taux de rendement des obligations gouvernementales à 10 ans et celui des obligations gouvernementales à 30 ans. Le recours aux prévisions de 2013 à 2018 permet certains ajustements, tant des taux de rendement des obligations à court terme, qui se rapprochent de creux sans précédent, que des taux d'intérêt plus élevés pris en compte dans les anticipations à plus long terme des investisseurs. Néanmoins, en raison du niveau historiquement bas des taux de rendement obligataire actuels, le MEDAF ne peut produire des résultats raisonnables sans ajustement additionnel. Pour déterminer le coût des capitaux propres requis par le marché, il faut prendre en compte d'autres

mesures ou apporter des ajustements à la formule standard du MEDAF, comme ceux qui sont présentés dans cette preuve.

Tableau 3 : Taux sans risque

Taux sans risque des obligations à 30 ans	\$ CA
Prévisions de rendement moyen pour la période de 2013 à 2018 de <i>Consensus Forecast</i> , octobre 2012	3,62 %
Écart quotidien moyen entre le taux de rendement des obligations gouvernementales à 10 ans et celui des obligations gouvernementales à 30 ans (février 2013)	0,61 %
Taux moyen	4,23 %

b. Bêta

Q. Quel est le rôle joué par le bêta dans le MEDAF?

R. Le bêta est une mesure de risque et, dans ce dossier, c'est une mesure de la volatilité du cours d'une action d'une société du groupe de référence par rapport à l'ensemble du marché. Il est en général calculé au moyen d'une régression linéaire des fluctuations du cours d'une action par rapport aux fluctuations du cours des sociétés de l'indice du marché général. Le bêta est la courbe de la ligne de régression. Un bêta élevé (supérieur à 1,0) est signe de la plus grande volatilité d'une action relativement au marché et, par conséquent, d'un risque relativement plus important. À l'inverse, un bêta bas (inférieur à 1,0) indique que l'action est moins volatile que le marché et, par le fait même, comporte moins de risque.

Q. Quelles mesures du coefficient bêta avez-vous utilisées dans votre analyse du MEDAF?

R. Concentric a pris en compte deux autres sources de données sur le coefficient bêta, et utilisé trois autres méthodes de calcul du bêta. Selon Value Line, le bêta historique déclaré par chaque

société est fondé sur les rendements boursiers hebdomadaires sur cinq ans, la Bourse de New York⁶⁹ étant l'indice boursier utilisé. Les résultats ont été arrondis au cinq centième près, et il n'existe pas d'information sur la signification statistique de la régression sous-jacente. D'un autre côté, Bloomberg estime le bêta d'après des paramètres entrés par l'utilisateur. Concentric calcule les bêtas de Bloomberg en se fondant sur les rendements boursiers hebdomadaires sur cinq ans d'indices boursiers comme le S&P 500 et le TSX. Les résultats de Bloomberg sont arrondis au millième près et comprennent l'information additionnelle sur la signification statistique de la régression sous-jacente. Les bêtas de Value Line et ceux de Bloomberg sont ajustés pour contrebalancer la tendance d'un bêta à revenir à la moyenne du marché de 1,0 au fil du temps.

Comme il est mentionné ci-après dans la présente rubrique, pour estimer adéquatement le coût des capitaux propres au moyen du MEDAF, il faut ajuster les bêtas bruts à un point commun de convergence. Concentric a d'abord utilisé les bêtas ajustés publiés par Value Line et Bloomberg, ce qui correspond à la pratique courante⁷⁰. L'autre approche consistait à utiliser les bêtas qui reviennent au bêta moyen de l'industrie pour estimer les coefficients de bêta moyens des deux groupes de référence. Ces estimations reposent sur les bêtas bruts publiés par Bloomberg sur une période de détention des titres de cinq ans et calculés d'après les rendements hebdomadaires. Les coefficients bêta des sociétés sont ajustés vers le bêta moyen de l'industrie (par rapport au bêta moyen du marché, soit 1,0, ce qui est pratique courante) au cours de la même période en fonction d'une pondération par deux tiers et un tiers du bêta moyen de l'industrie. Enfin, Concentric a utilisé une troisième mesure⁷¹, soit le bêta moyen de

⁶⁹ http://www.valueline.com/sup_glossb.html

⁷⁰ Bêta ajusté de Value Line = $0,371 + 0,635 * (\text{bêta brut})$. Source : Ibbotson Associates, *2012 Yearbook*, Valuation Edition, p.78. Bêta ajusté de Bloomberg = $0,33 + 0,67 * (\text{bêta brut})$. Source : Bloomberg.

⁷¹ Le Industry Index Beta est dérivé de la moyenne sur cinq ans des bêtas hebdomadaires des titres de l'indice S&P 500 Utilities publiée par Bloomberg Professional.

l'industrie calculé de façon linéaire. Les indices boursiers pertinents différaient des moyennes de l'industrie, selon qu'une société faisait partie du groupe de référence canadien ou du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines.

Q. Pourquoi est-il nécessaire d'ajuster les bêtas bruts?

R. Il y a deux raisons d'ajuster les bêtas bruts. Premièrement, de nombreuses études empiriques ont démontré qu'il est plus probable qu'improbable que le bêta d'une société tende vers le bêta moyen du marché de 1,00 au fil du temps. Deuxièmement, le bêta est ajusté à des fins statistiques. Comme les bêtas sont estimés à l'aide de modèles statistiques et sont assortis de termes d'erreur connexes, les bêtas supérieurs à 1,00 sont en général associés à des erreurs estimées positives et, par conséquent, ont tendance à surestimer les rendements futurs, tandis que les bêtas inférieurs à la moyenne de marché de 1,00 ont tendance à comporter des erreurs négatives et sous-estimer les rendements futurs. Par conséquent, il est nécessaire d'ajuster les bêtas vers 1,00 afin d'améliorer les prévisions⁷². Comme le cours boursier actuel reflète le risque prévu, il faut utiliser un bêta prévu (bêta ajusté) pour refléter adéquatement les attentes des investisseurs. Un bêta brut n'est qu'un indicateur de l'évolution historique du cours boursier par rapport au marché et une approximation inférieure du rendement prévu en comparaison du bêta ajusté.

Q. Quelles études empiriques démontrent et appuient la théorie selon laquelle les bêtas d'une société régressent vers la moyenne de marché de 1,00?

⁷² Roger R. Morin, *New Regulatory Finance*, p. 74.
[DOCSMTI · 53085151](#)

R. Plusieurs études appuient la théorie selon laquelle le bêta revient à la moyenne du marché⁷³. En 1971, par exemple, Blume a examiné toutes les actions ordinaires des sociétés cotées à la Bourse de New York et a découvert une tendance à la régression des bêtas vers 1,00. Il a conclu ce qui suit :

[Traduction][...] il est évident que les valeurs estimatives du paramètre de risque ont tendance à changer graduellement au fil du temps. Cette tendance est plus marquée dans les portefeuilles à risque plus faible, dont le risque estimé au cours de la deuxième période est invariablement plus élevé que le risque estimé au cours de la première période. Les portefeuilles à risque élevé ont tendance à être associés à des coefficients de risque estimé plus bas au cours de la deuxième période que ceux estimés au cours de la première période. Par conséquent, les valeurs estimées des coefficients de risque au cours d'une période sont des évaluations biaisées des valeurs futures. De plus les valeurs des coefficients de risque mesurés en fonction des estimations de bêta ont tendance à régresser vers la moyenne, cette tendance étant plus marquée pour les portefeuilles à risque moins élevé que pour les portefeuilles à risque plus élevé⁷⁴. (soulignement ajouté)

En 1975, Blume s'est penché de nouveau sur la question, mesurant la signification statistique de la tendance à la régression. Il est parvenu à la conclusion suivante :

[Traduction] Une comparaison des bêtas du portefeuille pour la période au cours de laquelle les titres étaient regroupés au sein du portefeuille, même après avoir effectué un ajustement pour tenir compte des biais, avec les bêtas correspondants de la période qui suit immédiatement révèle une tendance nette à la régression. Cette tendance à la régression a une signification statistique au niveau de 5 % pour chacune des trois dernières périodes au cours desquelles les titres étaient regroupés, soit 1940 à 1947, 1947 à 1954, 1954 à 1961. Par conséquent, cette preuve suggère fortement que les valeurs sous-jacentes des bêtas ont fortement tendance à régresser vers la moyenne au fil du temps⁷⁵. [soulignement ajouté]

Q. Quel bêta la Régie a-t-elle utilisé dans des décisions antérieures, et comment ce bêta se compare-t-il à celui utilisé dans d'autres territoires du Canada?

⁷³ *Ibid.*

⁷⁴ Marshall E. Blume, *The Journal of Finance*, vol. 26, n° 1, p. 7 et 8, mars 1971.

⁷⁵ Marshall E. Blume, *The Journal of Finance*, vol. 30, n° 3, p. 794, juin 1975.

R. Dans sa décision de 2012 relative à la demande de Gaz Métro, la Régie a adopté un bêta de référence de 0,50 à 0,60 pour les entreprises de services publics. En comparant les bêtas utilisés par la Régie dans des dossiers passés à ceux utilisés par d'autres organismes de réglementation au Canada, les bêtas utilisés par la Régie se situent à l'extrémité inférieure de la fourchette. Par exemple, la BCUC s'appuyait sur une fourchette de valeurs variant entre 0,60 à 0,66⁷⁶, le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities s'appuyait sur un bêta de 0,60⁷⁷, et la Alberta Utility Commission (« AUC ») s'appuyait sur une fourchette de bêtas allant de 0,50 à 0,65⁷⁸.

Q. La Régie a-t-elle ajusté les résultats du MEDAF pour tenir compte du faible niveau des coefficients bêta?

R. Oui. Récemment, la Régie a refusé que les bêtas des entreprises de services publics se rapprochent de la moyenne de marché de 1,0, mais a préféré qu'ils se rapprochent de la moyenne de l'industrie, qui se situe entre 0,50 et 0,60⁷⁹. De plus, comme l'a mentionné la Régie dans une décision antérieure :

Bien que déterminante dans l'application du MEDAF, il demeure difficile de déduire la valeur du bêta de façon objective à partir des données observées sur les marchés pour les sociétés retenues dans les échantillons⁸⁰.

Q. Croyez-vous qu'il soit approprié d'ajuster les bêtas bruts?

R. Concentric est parvenue à la conclusion qu'il est approprié et nécessaire d'ajuster les bêtas bruts. Compte tenu notamment de la conjoncture de marché actuelle, les bêtas bruts sont trop bas

⁷⁶ *Decision G-158-09: In the Matter of Terasen Gas Inc, Return on Equity and Capital Structure*, British Columbia Utilities Commission, 16 décembre 2009, p. 45.

⁷⁷ Reason for Decision Order No. P.U.43 (2009), Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities, p. 20.

⁷⁸ Decision No. 2011-474, Alberta Utilities Commission, 2011 Generic Cost of Capital, 8 décembre 2011, p. 14.

⁷⁹ Décision 2010-147, Régie de l'énergie, 26 novembre 2010, p. 11.

⁸⁰ Décision 2007-116, Régie de l'énergie, *Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2007*, 15 octobre 2007, p. 6.

pour permettre de déterminer de manière raisonnable un coût des capitaux propres requis par le marché qui puisse être corroboré par d'autres modèles. En résumé, après l'examen 1) des bêtas ajustés en fonction du marché, 2) des bêtas ajustés en fonction de l'industrie et 3) du bêta de l'indice de l'industrie, Concentric a déterminé que le bêta le plus raisonnable pour le MEDAF de HQD et de HQT est la moyenne des bêtas ajustés en fonction du marché et des bêtas ajustés en fonction de l'industrie pour chaque groupe de référence. Le recours à une moyenne de ces deux mesures correspond à la pratique statistique et à la pratique du marché qui consistent à rapprocher les coefficients bêta de 1,0, tout en tenant également compte de la pratique passée de la Régie qui consistait à utiliser un bêta de l'industrie.

c. Prime de risque du marché (PRM)

Q. Comment avez-vous calculé la PRM?

R. Concentric a examiné deux estimations de la PRM, soit une estimation historique (ex post) et une estimation prospective (ex ante). Pour élaborer ces estimations, Concentric s'est d'abord appuyée sur le calcul de la PRM historique à long terme pour le marché visé (c.-à-d. le Canada, les États-Unis) publiée par Morningstar. Ensuite, nous avons réalisé une estimation prospective de la PRM au moyen de projections du rendement des indices boursiers pertinents diminué du taux sans risque approprié⁸¹. Les projections de rendement futur ont été réalisées en calculant le RCP implicite du marché, pondéré en fonction de la capitalisation boursière des sociétés qui composent l'indice du marché large. Le modèle d'AFM a été utilisé pour déterminer les prévisions de rendement implicite du marché. Dans le cas de l'estimation prospective pour le Canada et les États-Unis, Concentric a calculé une PRM respectivement de 6,14 % et 8,55 %.

Aux États-Unis, les données sur les PRM de Morningstar/Ibbotson, disponibles pour la période

⁸¹ Voir la pièce JMC-7.
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

de 1926 à 2011, indiquent une PRM de 6,60 %, la moyenne arithmétique de la prime sur les rendements des titres des sociétés de l'indice S&P 500 par rapport aux rendements des obligations gouvernementales à long terme. Au Canada, la période la plus longue pour laquelle les données sur les primes de risque de Morningstar/Ibbotson sont disponibles en dollars canadiens est la période de 1936 à 2011, pour laquelle la prime de risque sur capitaux propres était 5,38 %. Pour la période de 1939 à 2011, la prime de risque sur capitaux propres, en dollars américains, était de 5,99 %. Le marché canadien est mesuré par l'indice composé S&P/TSX et par des sources antérieures fournies par Ibbotson Associates⁸². Après l'examen des quatre PRM susmentionnées, Concentric a déterminé qu'une PRM raisonnable correspondrait à la moyenne de ces quatre valeurs, soit 6,67 %, qui pondère de façon égale les PRM historiques et projetées pour les marchés canadien et américain.

Tableau 4 : Primes de risque du marché

	PRM au Canada	PRM aux États-Unis
PRM historique	5,38 %	6,60 %
PRM prospective	6,14 %	8,55 %
Moyenne	6,67 %	

Q. Pourquoi convient-il d'utiliser une moyenne arithmétique des PRM historiques?

R. Il convient d'utiliser la moyenne arithmétique des PRM historiques parce que la moyenne arithmétique, contrairement à la moyenne géométrique, est simplement la moyenne des taux de rendement d'une seule période. Par contre, la moyenne géométrique correspond au taux composé et fait correspondre la valeur au début à la valeur à la fin. Ces deux méthodes se distinguent surtout par le fait que la moyenne arithmétique traite le rendement de chaque période comme une observation indépendante et, par conséquent, ajoute un facteur

⁸² Ibbotson Associates, *2012 Risk Premia Over Time Report*, estimations pour la période de 1926 à 2012; Ibbotson, *Canadian Risk Premia over Time Report 2006*, et Morningstar, *International Equity Risk Premia Report 2012*.
[DOCSMTI · 53085151](#)

d'incertitude dans le calcul de la moyenne à long terme. Dans son examen de la documentation sur le sujet, M. Cooper a noté le raisonnement suivant à l'appui du recours à la moyenne arithmétique :

[Traduction] Notez que la moyenne arithmétique, et non la moyenne géométrique, est la valeur pertinente à cette fin. La valeur recherchée est le taux de rendement annuel aléatoire sur le marché auquel les investisseurs s'attendent au cours de la prochaine année. La moyenne arithmétique, ou la moyenne simple, est la mesure non biaisée de la valeur prévue d'une variable aléatoire découlant d'observations répétées, et non la moyenne géométrique [...] [la] moyenne géométrique correspond à une sous-estimation du taux de rendement annuel prévu⁸³.

Aux fins de l'analyse du MEDAF, on utilise la moyenne arithmétique historique des rendements des marchés boursiers par rapport aux rendements des obligations gouvernementales à long terme publiés par Ibbotson Associates, ainsi que l'estimation prospective du marché.

3. Résultats du MEDAF

Q. Comment avez-vous réalisé votre analyse du MEDAF?

R. Concentric s'est appuyée sur la moyenne des estimations historiques et prévues des PRM susmentionnées, la moyenne des bêtas ajustés en fonction du marché et des bêtas ajustés en fonction de l'industrie pour le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines de 0,59, et sur le rendement prévu de 4,23 % des obligations gouvernementales canadiennes à long terme. Comme il a été mentionné précédemment, Concentric était d'avis que le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines est plus comparable à HQD et à HQT du point de vue du risque. À ce titre, il convient de s'appuyer sur le coefficient bêta moyen du groupe de référence d'entreprises de services publics américaines plutôt que sur le coefficient bêta du groupe de référence canadien pour estimer le RCP requis de HQD et de HQT. Les résultats de l'analyse du MEDAF, y compris les frais d'émission,

⁸³ Ian Cooper, *Arithmetic versus geometric mean estimators: Setting discount rates for capital budgeting*, European Financial Management 2.2, 1996, p. 158.
[DOCSMTI : 5308515/1](#)

figurent au tableau 5 et sont présentés en détail dans la pièce JMC-6. Enfin, nous avons effectué un ajustement supplémentaire de 0,75 % pour faire le rapprochement des différences entre les résultats du MEDAF et le modèle d'AFM. Cet ajustement est conforme à l'approche de la Régie qui consiste à prendre en compte les « Résultats des autres modèles » dans l'ajustement⁸⁴.

Tableau 5 : Résultats du MEDAF rapproché

	MEDAF rapproché (groupe de référence américain)
Taux sans risque	4,23 %
Bêta	0,59
Prime de risque du marché	6,67 %
Total partiel	8,17 %
Frais d'émission	0,30 %
Total partiel	8,47 %
Ajustement pour tenir compte des autres modèles	0,75 %
Total	9,22 %

Q. Avez-vous examiné les décisions de la Régie et les preuves d'expert déposées dans des dossiers antérieurs dans le cadre desquels le MEDAF était analysé?

R. Oui. Le tableau 6 présente une comparaison du MEDAF final de la Régie utilisé dans le dossier de 2011 relatif à Gazifère, les données du D^f Roger Morin et du D^f Laurence Booth tirées de deux dossiers tarifaires antérieurs de Gaz Métro, ainsi que la détermination du MEDAF final de la Régie dans le dossier tarifaire de 2012. Le tableau 7 présente également une série de données fournies par le D^f Booth dans l'instance sur le RCP et les données du MEDAF déposées par Concentric dans la preuve la plus récente de Gaz Métro (2013)⁸⁵. Comme il est mentionné, il

⁸⁴ Décision 2010-147, Régie de l'énergie, 26 novembre 2012, p. 28. Décision D-2009-156, Régie de l'énergie, 7 décembre 2009, p. 27. (Version anglaise)

⁸⁵ Intragaz n'a pas déposé d'analyse du MEDAF dans ses éléments de preuve sur le taux de rendement des capitaux propres de 2013.

existe un vaste éventail de résultats du MEDAF fondés sur diverses hypothèses utilisées pour établir les estimations de taux sans risque, de prime de risque du marché et de coefficient bêta.

Tableau 6 : Données du MEDAF pour le calcul des RCP recommandé et autorisé

	Dossier tarifaire de 2011 de Gazifère		Dossier tarifaire de 2012 de Gaz Métro					Dossier tarifaire de 2013 d'Intragaz		Dossier tarifaire de 2013 de Gaz Métro
	<u>Régie</u>	<u>Régie</u>	<u>Morin</u>	<u>Booth</u>	<u>Booth</u>	<u>Régie</u>	<u>Régie</u>	<u>Booth</u>	<u>Booth</u>	<u>Coyne – MEDAF rapproché</u>
Taux sans risque	4,15 %	4,50 %	4,40 %	4,50 %	4,50 %	3,91 %	4,50 %	3,00 %	3,00 %	3,75 %
Bêta	0,50	0,55	0,70	0,45	0,55	0,50	0,60	0,45	0,55	0,65
x Prime de risque du marché	5,50 %	5,75 %	6,70 %	5,00 %	6,00 %	5,50 %	5,75 %	5,00 %	6,00 %	6,94 %
Prime de risque du groupe de référence	2,75 %	3,16 %	4,69 %	2,25 %	3,30 %	2,75 %	3,45 %	2,25 %	3,30 %	4,54 %
Calcul du MEDAF sur une base linéaire	6,90 %	7,66 %	9,09 %	6,75 %	7,80 %	6,66 %	7,95 %	5,25 %	6,30 %	8,29 %
Frais d'émission	0,50 %	0,50 %	0,30 %	0,50 %	0,50 %	0,30 %	0,40 %	0,50 %	0,50 %	0,30 %
MEDAF « normatif »	7,40 %	8,16 %		7,25 %	8,30 %	6,96 %	8,35 %	5,75 %	6,80 %	8,59 %
Ajustement pour tenir compte du risque	0,25 %	0,50 %				0,25 %	0,35 %			
Ajustement pour tenir compte des autres modèles	0,25 %	0,50 %				0,25 %	0,50 %			0,75 %
Écart de taux excédentaire	0,25 %	0,55 %		0,25 %	0,40 %	0,25 %	0,40 %	0,40 %	0,40 %	
Opération Twist								0,80 %	0,80 %	
Total	8,15 %	9,71 %	9,39 %	7,50 %	8,70 %	7,71 %	9,60 %	6,95 %	8,00 %	9,34 %
RCP recommandé			9,39 %	8,10 %				7,50 %		9,34 %
RCP autorisé	9,10 %					8,90 %				8,90 %

*Le résultat du MEDAF de 9,34 % présenté dans le tableau ci-dessus peut ne pas être exact en raison de l'arrondissement.

Q. Veuillez décrire les points de divergence entre votre analyse et les hypothèses et les résultats présentés dans le tableau 6.

R. Il existe quelques points de divergence entre l'analyse de Concentric et les hypothèses du MEDAF présentées au tableau 6. Plus particulièrement, nous ne sommes pas d'accord avec les estimations de coefficient bêta du D^r Booth, ses estimations de PRM et le fait qu'il s'appuie uniquement sur l'analyse traditionnelle du MEDAF. Les estimations découlant du MEDAF normatif démontrent que le MEDAF traditionnel n'est pas approprié à la conjoncture de marché actuelle sans ajustements. Les ajustements du D^r Booth pour tenir compte des écarts de taux excédentaires (Gaz Métro) et de l'opération Twist (Intragaz) ne peuvent régler les problèmes associés aux bêta et à la prime de risque du marché, qui sont trop bas pour générer des estimations de RCP fiables.

Q. Pourquoi êtes-vous en désaccord avec les coefficients bêta sur lesquels s'appuie généralement le D^r Booth?

R. La fourchette de coefficients bêta du D^r Booth, qui varie entre 0,45 et 0,55, n'est pas appuyée par des estimations de coefficient bêta accessibles au public qui sont utilisées chaque jour par les investisseurs. Dans sa réponse déposée pour le dossier tarifaire de Gaz Métro de 2012, le D^r Booth cite une étude réalisée par Gombala et Kahl et note que : [traduction] « le seul document connu du D^r Booth qui s'applique au modèle de prévision du bêta des entreprises de services publics est l'analyse de Gombala et Kahl publiée dans Financial Management [...] Cette analyse démontre que les bêtas des entreprises de services publics régressent pour se rapprocher de leur propre moyenne générale et non de la moyenne générale de l'ensemble des actions, qui est de 1,0. »⁸⁶ Dans cette réponse, le D^r Booth n'a pas cité mot à mot les résultats de l'analyse de

⁸⁶ Réponses du D^r Booth aux demandes de renseignements de Gaz Métro, août 2011, Demande de renseignements n° 16c. [DOCSMTI : 5308515v1](#)

Gombala. Il a réellement mentionné ce qui suit :

[Traduction] Les résultats de cette étude indiquent toutefois que 1,0 est une moyenne sous-jacente trop élevée pour la plupart des entreprises de services publics. Cette moyenne devrait être ajustée vers une valeur inférieure à 1,0. Pour Consolidated Edison, une moyenne sous-jacente de 0,7 serait plus appropriée⁸⁷.

Cette étude date de plus de 20 ans et ne traite que d'une seule entreprise de services publics. Sauf ce document, le D^r Booth n'a cité aucune autre étude, analyse ou estimation qui puisse confirmer que la moyenne générale se situant entre 0,45 et 0,50 est raisonnable. Il convient également de noter que tous les bêtas utilisés par les experts aux fins de l'analyse du MEDAF sont ajustés d'une manière ou d'une autre, y compris les bêtas utilisés par le D^r Booth. Le plus troublant à propos de la fourchette de bêtas de 0,45 à 0,55 du docteur Booth dont il est fait mention ci-dessus, c'est que le D^r Booth n'a présenté aucune analyse précise à l'appui du calcul de cette fourchette ou de son utilisation future.

Q. Les organismes de réglementation ont-ils également déterminé que l'estimation du bêta par le D^r Booth n'est pas conforme aux pratiques suivies par les analystes financiers?

R. Oui, dans sa décision de 2009, la BCUC a déclaré :

[Traduction] Le comité de la Commission prendra en compte le MEDAF, mais considère que le facteur relatif de risque doit être ajusté conformément à la pratique généralement suivie par les analystes, de manière à générer un résultat conforme au bon sens et qui ne soit pas parfaitement absurde⁸⁸.

De plus, le Board of Commissioners of Public Utilities de Terre-Neuve-et-Labrador a également refusé d'adopter les coefficients bêta du D^r Booth :

[Traduction] Le conseil note que le bêta actuel ne correspond pas à la moyenne historique depuis 1998. (Transcription, 22 octobre 2009,

⁸⁷ *Time Series Processes of Utility Betas: Implications for Forecasting Systematic Risk*, Michael J. Gombala et Douglas R. Kahl, Financial Management, automne 1990.

⁸⁸ *Decision G-158-09: In the Matter of Terasen Gas Inc, Return on Equity and Capital Structure*, British Columbia Utilities Commission, 16 décembre 2009, p. 45.

p. 19 et p. 17 à 25) Bien que le point de départ soit le bêta moyen historique (désigné par M^{me} McShane comme le bêta brut), l'analyse additionnelle réalisée par M^{me} McShane présente d'autres points de vue qui donnent à penser que la moyenne historique doit être ajustée. Le conseil est d'accord avec le D^r Booth sur le fait que les actions des entreprises de services publics sont des actions à bêta faible. Toutefois, compte tenu que les bêtas récents n'étaient pas conformes aux normes historiques et à la lumière des conditions des marchés des capitaux, le conseil ne prévoit pas que le bêta se situera dans les fourchettes historiques de 2010. Dans ce cas, le conseil s'appuie sur la preuve présentée par M^{me} McShane, à savoir qu'il faudrait ajuster le bêta à la hausse. Le conseil croit que, sur la base de cette preuve, le bêta raisonnable pour Newfoundland Power s'établit à 0,60⁸⁹.

Q. Veuillez préciser pourquoi vous êtes en désaccord avec la prime de risque du marché utilisée par le D^r Booth dans le tableau 6.

R. L'estimation de la PRM du D^r Booth, qui se situe entre 5,0 % et 6,0 %, repose principalement sur les études élaborées par Pablo Fernandez. Ces études peuvent être considérées comme étant problématiques parce que des études qui reposent sur des sondages ne reflètent pas les points de vue des intervenants réels du marché. De plus, les résultats des sondages de 2011 et 2012 de M. Fernandez révèlent que les PRM suivantes étaient en vigueur aux États-Unis et au Canada :

Tableau 7 : Résultats du sondage récent de M. Fernandez sur la PRM⁹⁰

	2012	2011
États-Unis	5,5 %	5,5 %
Canada	5,4 %	5,9 %

⁸⁹ *Reason for Decision Order No. P.U.43 (2009)*, Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities, p. 20.

⁹⁰ *Market Risk Premium used in 82 countries en 2012: a survey with 7 192 answers*, Pablo Fernandez, Javier Aguirreamalloa et Luis Corres, 19 juin 2012, p. 3. *Market Risk Premium used in 56 countries in 2011: a survey with 6 014 answers*, Pablo Fernandez, Javier Aguirreamalloa et Luis Corres, 25 avril 2011, p. 3.

Bien que Concentric ne soit pas d'accord avec le fait que les résultats de ce type de sondage soient utilisés dans le calcul des résultats du MEDAF, les résultats du sondage mis à jour n'appuieraient pas la thèse du D^r Booth selon laquelle la PRM au Canada est considérablement plus basse que celle des États-Unis.

Q. Êtes-vous d'accord avec le fait que le D^r Booth s'appuie uniquement sur l'analyse du MEDAF pour estimer le rendement des capitaux propres d'une société?

R. Non. Comme nous l'avons mentionné plus tôt dans ce témoignage, les organismes de réglementation en Colombie-Britannique ont adopté récemment le modèle d'AFM comme méthode principale de détermination du RCP dans un dossier concernant Terasen Gas. De plus, d'autres territoires au Canada n'ont pas limité le nombre de méthodes de calcul du RCP utilisées, mais ont plutôt eu recours à deux méthodes de calcul ou plus. La CEO est parvenue à la conclusion qu'il peut s'avérer utile d'effectuer plusieurs tests analytiques : [Traduction] « Le conseil pense que chaque test analytique est utile puisqu'il offre une perspective différente sur la question du RCP approprié. »⁹¹ Enfin, il est intéressant de noter que M. Fernandez (déjà cité par le D^r Booth dans son témoignage pour Gaz Métro en 2011) a fourni la preuve que le MEDAF ne fonctionne pas et est parvenu à la conclusion que les bêtas historiques ne peuvent servir à estimer le rendement prévu des sociétés⁹².

Q. Êtes-vous d'accord avec l'assertion du D^r Booth, à savoir qu'« il importe surtout d'utiliser la bonne technique d'estimation plutôt qu'une variété de techniques »⁹³?

⁹¹ Decision with Reasons, Ontario Energy Board, EB-2007-0905, 3 novembre 2008, p. 157.

⁹² *Are calculated betas worth for anything?*, Pablo Fernandez, IESE Business School, Université de Navarre, 16 octobre 2008, p. 2 et p. 18.

⁹³ Reason for Decision Order No. P.U.43 (2009), Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities, p. 15.

R. Non, nous ne sommes pas d'accord. Comme il en a été question auparavant dans notre témoignage, il est préférable d'utiliser de multiples méthodes d'estimation du coût des capitaux propres parce que chaque méthode offre une perspective différente. Tant le modèle d'AFM que le MEDAF s'appuient sur différentes hypothèses et comportent des forces et des faiblesses en fonction de la conjoncture économique et des conditions des marchés des capitaux. À ce titre, aucun modèle financier ne devrait être utilisé pour estimer le coût des capitaux propres sans tenir compte des résultats d'autres approches et sans faire preuve d'un jugement éclairé.

4. Le MEDAF et la Régie

Q. La Régie devrait-elle envisager de faire des modifications comme celles apportées dans le passé au coefficient bêta, au taux sans risque et à la PRM?

R. Oui. Comme l'indique le tableau 6, les ajustements apportés au MEDAF normatif, y compris l'ajustement en fonction du risque lié à Gaz Métro, des « Résultats des autres modèles », des écarts de taux excédentaires et de l'Opération Twist sont autant d'ajustements possibles des données sous-jacentes utilisées dans le calcul des résultats du MEDAF.

Q. Veuillez analyser les ajustements apportés au MEDAF par la Régie dans le passé.

R. Dans des décisions récentes, la Régie a conservé une PRM variant entre 5,50 % et 5,75 % pour le MEDAF normatif et a autorisé un ajustement dans une fourchette de 0,25 % à 0,55 % pour tenir compte de l'effet de l'écart de taux des obligations de sociétés pendant la crise financière, un ajustement qui était directement associé à la PRM⁹⁴. Bien que la PRM de 6,67 % recommandée par Concentric soit plus élevée, il importe de noter qu'elle ne doit pas être ajustée pour tenir compte de l'écart de taux excédentaire, étant donné que nous nous appuyons, en

⁹⁴ Décision 2011-182, Régie de l'énergie, 25 novembre 2011, p. 74. Décision 2012-147, Régie de l'énergie, 26 novembre 2010, p. 19. Décision D-2009-156, régie de l'énergie, 7 décembre 2009, p. 71.

partie, sur des estimations prospectives qui prennent en compte les écarts de taux plus élevés. De plus, Concentric a accordé un poids égal à la PRM au Canada et aux États-Unis, conformément à l'approche adoptée par la Régie dans des décisions récentes.

[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 dossier⁹⁵.

De façon similaire, la Régie a reconnu que le MEDAF doit être ajusté lorsque le taux sans risque est considérablement inférieur à la moyenne historique. Dans l'un des dossiers, elle a effectué un ajustement à la hausse de 40 points de base des résultats produits par le MEDAF⁹⁶ et, dans un autre dossier, un ajustement de l'ordre de 25 à 50 points de base⁹⁷. En outre, le D^r Booth, dans la preuve déposée dans le dossier d'Intragaz, mentionne un ajustement de 80 points de base qui est justifié par l'incidence de l'« Opération Twist ». Cependant, comme il est mentionné ci-dessus, le taux sans risque utilisé par Concentric dans l'analyse du MEDAF dans le cadre de ce témoignage s'appuie sur le rendement prévu pour la période de 2013 à 2018 des obligations à long terme du gouvernement canadien, qui reflète la réalité du marché, à savoir que le rendement des obligations à court terme se situe à un creux sans précédent, et que les investisseurs tiennent compte de taux d'intérêt plus élevés dans leurs prévisions à plus long terme. À ce titre, aucun ajustement n'est requis pour tenir compte du faible niveau du taux sans risque, autre qu'un ajustement pour prendre en compte les « résultats des autres modèles » utilisés par Concentric.

Enfin, dans ces décisions, la Régie a effectué un ajustement de l'ordre de 25 à 35 points de base par rapport aux résultats du MEDAF normatif, reconnaissant que le coefficient bêta ne prenait

⁹⁵ Décision D-2011-182, Régie de l'énergie, 25 novembre 2009, p. 55.

⁹⁶ Décision D-207-116, Régie de l'énergie, 15 octobre 2007, p. 28.

⁹⁷ Décision D-2009-156, Régie de l'énergie, 7 décembre 2009, p. 70. Décision D-2010-147, Régie de l'énergie, 26 novembre 2012, p. 23.

pas en compte le risque d'affaires plus élevé de Gaz Métro dans la preuve au dossier⁹⁸. Le bêta de 0,59 utilisé par Concentric dans ce témoignage reflète bien le niveau de risque de HQD et de HQT qui, selon nous, se compare davantage à celui du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines.

Q. Le MEDAF définitif que vous recommandez correspond-il au modèle antérieur de détermination du RCP de la Régie?

R. Oui. Mais au lieu des trois ajustements distincts effectués par la Régie, qui totalisent entre 75 et 155 points de base (Gazifère) ou entre 75 et 125 points de base (Gaz Métro), Concentric a apporté un seul ajustement de 75 points de base aux résultats du MEDAF. Cet ajustement se compare à l'ajustement des résultats des autres modèles de la Régie, comme il est indiqué au tableau 6.

B. Modèle d'actualisation des flux monétaires (« AFM »)

1. Théorie qui sous-tend le modèle d'AFM

Q. Veuillez résumer la théorie qui sous-tend le modèle d'AFM.

R. Le modèle d'AFM tient du principe que la valeur attribuée par les investisseurs à un placement donné sera tributaire, au fil du temps, de la valeur actuelle des flux monétaires futurs prévus de la société dans laquelle ils veulent investir. Ce modèle sert couramment à évaluer des sociétés en actualisant les flux monétaires futurs prévus des sociétés. En ce qui concerne les actions ordinaires d'une société, les investisseurs considèrent les versements futurs de dividendes comme des flux monétaires provenant de ce placement (définis par le modèle d'actualisation

⁹⁸ Décision 2011-182, Régie de l'énergie, 25 novembre 2011, p. 58. Décision D-2009-156, Régie de l'énergie, 7 décembre 2009, p. 67.

des dividendes). Les marchés efficients évaluent une société selon ces prévisions, comme l'indique la formule 3] :

$$3] \quad P = \frac{D_1}{(1+r)^1} + \frac{D_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{D_n}{(1+r)^n}$$

En présumant un taux de croissance constant des dividendes, le modèle peut être ajusté pour permettre de calculer le RCP, comme le démontre la formule 4] :

$$4] \quad r = \frac{D}{P} + g$$

Où :

P = le cours actuel de l'action

g = le taux de croissance des dividendes

D_n = les dividendes versés au cours de l'exercice n

r = le coût des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires

Présenté de cette manière, le coût des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires est égal au taux de rendement de l'action majoré du taux de croissance des dividendes.

Q. Quelles hypothèses sous-tendent le modèle d'AFM en croissance constante?

R. Le modèle d'AFM en croissance constante repose sur les hypothèses suivantes : 1) un taux de croissance moyen constant des bénéfices et des dividendes, 2) un taux de distribution stable, 3) un coefficient de capitalisation des bénéfices constant et 4) un taux d'actualisation supérieur au taux de croissance prévu. Il existe d'autres formes de modèle d'AFM qui permettent de modifier les hypothèses relatives au taux de croissance s'il y a lieu de croire que les investisseurs ne s'attendent pas à un taux de croissance éternellement constant. Le modèle d'AFM à périodes multiples, par exemple, établit que le cours de l'action d'une société visée est égal à la valeur actuelle des flux monétaires futurs reçus sur plusieurs périodes (c.-à-d. deux ou trois). Les flux

monétaires sont définis comme les dividendes prévus, qui augmentent au taux de croissance propre à chaque période.

2. Estimations du taux de croissance

Q. Quelles sont les sources de croissance des bénéfices et des dividendes d'une société?

R. Les sources de croissance des bénéfices et des dividendes d'une société sont influencées par les occasions de placement qui s'offrent à elle et par les stratégies de placement qu'elle met en œuvre. Les entreprises de services publics croissent grâce à une combinaison de l'expansion du territoire qu'elles servent, de la structure de financement et de l'efficacité opérationnelle. L'ensemble des sources de croissance prévues d'une société se reflètent dans son cours boursier et dans le rendement de l'action qui en découle et qui est utilisé dans l'analyse de l'AFM. Ce sont ces prévisions de croissance incorporées dans le rendement de l'action qu'un analyste doit estimer lorsqu'il réalise une analyse de l'AFM.

Q. Le taux de croissance constitue-t-il une hypothèse importante du modèle d'AFM?

R. Oui. L'estimation du taux de croissance future des sociétés du groupe de référence auquel s'attendent les investisseurs est un facteur important du modèle d'AFM. Comme le taux utilisé dans le modèle d'AFM est une estimation de la croissance future, il n'existe aucune méthode d'estimation précise. Les investisseurs et les analystes tiennent compte des taux de croissance historiques pour estimer les taux de croissance future, mais les taux de croissance passés peuvent être trompeurs parce qu'ils prennent en compte des circonstances et des opérations qui peuvent ne pas se répéter dans l'avenir. Par exemple, il est hautement improbable que les moyennes historiques de périodes au cours desquelles les taux d'inflation, les taux d'intérêt et le

coût du capital ont considérablement fluctué, comme ce fut le cas récemment, seront représentatives du taux de croissance prévu à l'heure actuelle. Par conséquent, les taux de croissance historiques ne sont pas la meilleure source pour les taux de croissance utilisés dans le modèle d'AFM.

Q. Est-il raisonnable de présumer que les investisseurs ont tenu compte des taux de croissance historiques lorsqu'ils ont formulé leurs estimations de croissance future d'une société?

R. Oui. C'est pourquoi le recours aux taux de croissance prévue permet aux investisseurs de comprendre le rendement passé de la société ainsi que leurs attentes pour l'avenir. En général, il existe de multiples raisons pour lesquelles les investisseurs se fondent sur les taux de croissance prévue des résultats. Premièrement, bien que le modèle d'AMF repose sur les taux de croissance des dividendes, cette croissance découle de la progression des bénéfices, et ne peut être soutenue que par cette progression. Deuxièmement, pour ramener le taux de croissance à long terme à une mesure unique, comme requis dans le modèle d'AFM en croissance constante, il faut présumer un taux de distribution constant et un taux de croissance constant du résultat par action, des dividendes par action et de la valeur comptable par action. Troisièmement, comme les taux de croissance des bénéfices sont les moins tributaires de décisions en matière de répartition du capital qui ont une incidence directe sur le taux de distribution à court terme, les estimations de la croissance des bénéfices sont davantage représentatives des attentes des investisseurs que ne le sont les estimations de croissance des dividendes. Enfin, les prévisions des analystes relatives au taux de croissance du résultat par action sont largement disponibles, alors qu'il n'existe généralement pas d'estimations des taux de croissance des dividendes et de la

valeur comptable par des analystes⁹⁹.

Q. Les prévisions du taux de croissance des bénéfices des entreprises de services publics sont-elles généralement disponibles?

R. Oui, les prévisions de taux de croissance des bénéfices sont généralement disponibles. Par exemple, les prévisions du taux de croissance des bénéfices sur cinq ans des sociétés américaines réalisées par les analystes peuvent être obtenues auprès de Zacks' Investor Services. Thomson First Call (comme il est mentionné dans Yahoo! Finance), qui est une source publique, et SNL Financial, un service par abonnement, publient les taux de croissance des bénéfices des sociétés canadiennes et des sociétés américaines. Tous ces services offrent des estimations consensuelles réalisées à partir des projections de croissance des bénéfices de plusieurs analystes. Value Line, une publication par abonnement, présente des prévisions du taux de croissance des bénéfices, des dividendes et de la valeur comptable sur trois à cinq ans fondées sur les attentes d'un analyste.

Q. Depuis combien de temps les prévisions consensuelles du taux de croissance des bénéfices des entreprises de services publics canadiennes sont-elles disponibles?

R. SNL Financial a commencé à compiler les données des estimations consensuelles de croissance des bénéfices des entreprises de services publics canadiennes en février 2012. Thomson First Call fournit également des estimations de la croissance à long terme des entreprises de services publics canadiennes. Il s'agit d'un changement important par rapport aux dossiers antérieurs déposés auprès de la Régie qui répond aux préoccupations passées de la Régie au sujet de l'utilisation du modèle d'AFM. Dans la décision de 2011 de la Régie relative au taux de

⁹⁹ *Value Line Investment Survey* est la seule publication connue de Concentric qui fassent des estimations du taux de croissance des dividendes et de la valeur comptable. Ces estimations représentent le point de vue des analystes de Value Line sur la croissance des dividendes et de la valeur comptable. Par contre, de nombreux taux de croissance des bénéfices généralement disponibles sont des estimations consensuelles dérivées des contributions de plusieurs analystes.

rendement de Gaz Métro, le principal problème lié à l'utilisation du modèle d'AFM était « [...] qu'il est difficile d'obtenir un estimateur fiable du taux de croissance des dividendes étant donné que les analystes financiers ne produisent pas de prévisions de croissance pour les sociétés réglementées canadiennes¹⁰⁰ ».

3. Fiabilité des taux de croissance estimés par les analystes

Q. Les universitaires appuient-ils le recours à l'utilisation des estimations de croissance du résultat des analystes dans le modèle d'AFM?

R. Oui, les universitaires appuient fortement l'utilisation des estimations de taux de croissance des analystes. La relation entre diverses mesures d'évaluation du taux de croissance et des actions a fait l'objet de nombreuses recherches universitaires. Nombre d'articles publiés appuient notamment l'utilisation des projections de croissance des bénéfices des analystes dans le modèle d'AFM en général, ainsi que dans une méthode de calcul de la prime de risque du marché prévue, notamment. Un article publié en 1986 par le D^r Robert Harris démontrait que l'utilisation des prévisions de bénéfices des analystes financiers dans un modèle d'AFM en croissance constante est une méthode appropriée de calculer la prime de risque du marché prévue¹⁰¹. À cet égard, le D^r Harris a indiqué que :

[Traduction] [...] l'augmentation du volume de connaissances montre que les prévisions de bénéfices des analystes se reflètent effectivement dans le cours des actions. Ces études ont en général recours à une mesure consensuelle des prévisions des analystes financiers calculée comme la simple moyenne des prévisions des analystes¹⁰².

Le D^r Harris a ajouté que :

¹⁰⁰ Décision D-2011-182, Régie de l'énergie, 25 novembre 2011, paragraphe [193].

¹⁰¹ Robert S. Harris, *Using Analysts' Growth Forecasts to Estimate Shareholder Required Rates of Return*, Financial Management, printemps 1986, p. 66.

¹⁰² *Ibid.*, p. 59

[Traduction] Compte tenu de la relation évidente qui existe entre les prévisions des analystes financiers et les cours boursiers et l'attrait théorique direct pour les données prévisionnelles, il n'est pas étonnant que les prévisions des analystes financiers aient été utilisées avec les modèles d'AFM pour estimer les exigences en matière de rendement des capitaux propres¹⁰³.

Dans un article publié en 1988, MM. Carleton et Vander Weide ont réalisé une étude visant à déterminer si les taux de croissance prévue des bénéfices sont supérieurs aux mesures de croissance historiques pour la mise en œuvre du modèle d'AFM¹⁰⁴. Bien que le but de cette étude était « d'évaluer dans quelle mesure le cours actuel de l'action de l'entreprise tient compte des prévisions de croissance »¹⁰⁵, les auteurs indiquent clairement l'importance des prévisions de bénéfices dans le contexte du modèle d'AFM. MM. Carleton et Vander Weide sont parvenus à la conclusion suivante :

[Traduction] [...] nos études confirment que les prévisions des analystes sont supérieures aux simples extrapolations sur la croissance historique dans le processus d'établissement du cours de l'action. Cette constatation vient indirectement étayer le recours aux modèles d'évaluations dont les données d'entrée comprennent les taux de croissance des bénéfices attendus¹⁰⁶.

De façon similaire, dans un article publié en 1992, MM. Harris et Marston ont présenté « des estimations des taux de rendement et de la prime de risque exigés par les actionnaires obtenues à partir des prévisions de croissance des analystes »¹⁰⁷. En plus d'autres constatations, MM. Harris et Marston ont indiqué que :

[Traduction] [...] en plus de satisfaire à l'exigence théorique d'être de nature prospective, l'utilisation des prévisions des analystes aux fins de l'estimation des rendements requis permet de dégager des résultats

¹⁰³ *Ibid.*, p. 60.

¹⁰⁴ James H. Vander Weide, Willard T. Carleton, *Investor growth expectations: Analysts vs. history*, The Journal of Portfolio Management, printemps 1988.

¹⁰⁵ *Ibid.*, p. 78

¹⁰⁶ *Ibid.*, p. 82.

¹⁰⁷ Robert S. Harris, Felicia C. Marston, *Estimating Shareholder Risk Premia Using Analysts' Growth Forecasts*, Financial Management, été 1992.

empiriques raisonnables qui peuvent être utiles dans des applications pratiques¹⁰⁸.

Plus récemment (2004), MM. Carleton et Vander Weide ont mis à jour leur étude pour déterminer si la constatation selon laquelle il est pertinent d'avoir recours aux prévisions de croissance des bénéfices des analystes dans le processus d'évaluation des sociétés est toujours valable. Les résultats de l'étude mise à jour ont continué de démontrer l'importance des prévisions de bénéfices des analystes, y compris l'application de ces prévisions aux entreprises de services publics¹⁰⁹. De façon similaire, MM. Brigham, Shome et Vinson ont noté que « les éléments de preuve trouvés dans la documentation actuelle indiquent que 1) les prévisions des analystes surpassent les prévisions fondées uniquement sur des séries de données chronologiques et 2) les investisseurs se fient aux prévisions des analystes »¹¹⁰.

Q. En quoi consiste l'« excès d'optimisme » (*optimism bias*) dans les prévisions de taux de croissance des bénéfices, et quelle est son incidence sur l'estimation du RCP?

R. L'excès d'optimisme correspond à la tendance présumée des analystes de prévoir des taux de croissance des bénéfices plus élevés que les taux réels. Si cet excès d'optimisme est présent dans les prévisions de bénéfices des analystes, il pourrait entraîner un biais par excès du coût du capital estimé découlant du modèle d'AFM.

Q. Est-il raisonnable de penser que les estimations de croissance des bénéfices des analystes pourraient être, à l'heure actuelle, trop optimistes ou pourraient entraîner un conflit d'intérêts?

R. Non. Plusieurs modifications à la réglementation ont été mises en oeuvre dans le but de permettre la présentation fidèle et d'éliminer les biais des analystes. Le 15 août 2000, la

¹⁰⁸ *Ibid.*, p. 63.

¹⁰⁹ Advanced Research Center, *Investor Growth Expectations*, été 2004.

¹¹⁰ *The Risk Premium Approach to Measuring a Utility's Cost of Equity*, Financial Management, été 1985.

Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis a adopté la règle intitulée « Regulation FD » qui régit la présentation sélective d'information par les entreprises cotées en Bourse et les autres émetteurs. Cette réglementation prévoit que lorsqu'un émetteur présente de l'information importante, il doit communiquer l'information publiquement et en même temps à tous les investisseurs. La nouvelle règle vise donc à faire la promotion de la présentation fidèle et complète de l'information.

Q. D'autres modifications à la réglementation ont-elles eu une incidence sur l'interaction entre les analystes et les investisseurs?

R. Oui. En 2002, la SEC, la Bourse de New York, le procureur général de New York et d'autres organismes de réglementation de l'État ont publié des lignes directrices relatives à l'interaction entre les analystes et les banques d'investissement, mieux connues sous le nom de *Global Analysts Research Settlement*. Ces lignes directrices présentent les réformes structurelles suivantes qui limitent l'interaction entre les analystes et les banques d'investissement :

- Les entreprises sépareront les fonctions de recherche et de services bancaires d'investissement, y compris la séparation physique, la séparation complète des structures hiérarchiques, la séparation du personnel des services juridiques et du personnel du service de la conformité et la séparation des processus de budgétisation.
- La rémunération des analystes ne peut être fondée directement ou indirectement sur les revenus de services bancaires d'investissement ou sur la rétroaction du personnel des services bancaires d'investissement.
- Les banquiers d'affaires ne peuvent évaluer les analystes.
- La rémunération d'un analyste sera fondée en grande partie sur la qualité et la précision de

ses recherches.

- Les décisions relatives à la rémunération des analystes seront documentées.
- Les banquiers d'affaires ne joueront aucun rôle dans le choix des sociétés qui seront étudiées par les analystes.
- Les analystes de la recherche n'auront pas le droit de participer aux efforts de recherche d'occasions d'affaires en services bancaires d'investissement, y compris aux présentations et aux tournées.
- Les sociétés mettront en œuvre des politiques et des procédures conçues de façon raisonnable pour assurer que les membres de leur personnel ne tentent pas d'avoir une influence sur le contenu des rapports de recherche aux fins de l'obtention de nouveaux clients de services bancaires d'investissement ou de la rétention de clients existants.
- Les sociétés créeront et mettront en place des cloisons entre les fonctions recherche et services bancaires d'investissement conçues pour empêcher de manière raisonnable les communications inappropriées entre les deux fonctions. Les communications doivent être limitées aux communications qui permettent aux analystes de la recherche de jouer le rôle de « gardiens ».
- Chaque société mettra en place, à ses frais, un comité de surveillance indépendant qui effectuera un examen dans le but de fournir une assurance raisonnable que la société se conforme aux règles des réformes structurelles. Cet examen sera réalisé dix-huit mois après la date d'inscription du jugement définitif, et le comité de surveillance indépendant remettra un rapport écrit sur ses constatations à la SEC, à la NASD et à la Bourse de New York dans un délai de six mois après le début de l'examen¹¹¹.

¹¹¹ Feuillet de renseignements de la SEC sur le *Global Analysts Research Settlement*. Le *Global Analysts Research Settlement* a été finalisé le 28 avril 2003, mais les réformes ont été mises en œuvre et analysées avant cette date.
[DOCSMTI - 53085151](#)

Q. Des recherches ont-elles été réalisées pour évaluer s’il existe des biais dans les prévisions des analystes depuis que les nouvelles lignes directrices ont été mises en œuvre?

R. Oui. Un article publié en 2010 dans le *Financial Analyst Journal* a révélé qu’il existe beaucoup moins ou plus du tout de biais dans les prévisions des analystes depuis la mise en œuvre des lignes directrices :

[Traduction] Mis en œuvre en 2002, le *Global Analysts Research Settlement* a eu une incidence encore plus grande que la Regulation FD sur le comportement des analystes. Après la mise en œuvre du *Global Analysts Research Settlement*, le biais présent dans la prévision moyenne a considérablement diminué, tandis que le biais présent dans la prévision médiane a essentiellement disparu. Bien qu’il soit impossible de savoir si cet état de fait est lié à la mise en œuvre du *Global Analysts Research Settlement* ou des règles et de la réglementation connexes visant à réduire les conflits d’intérêts des analystes, il est clair que les biais présents dans les prévisions ont diminué à peu près à la date à laquelle la mise en œuvre des lignes directrices a été annoncée. Ces résultats suggèrent que les efforts déployés récemment par les organismes de réglementation ont contribué à réduire les conflits d’intérêts des analystes¹¹².

4. Prédominance de l’approche du modèle d’AFM dans les décisions réglementaires en Amérique du Nord

Q. Quels sont les modèles traditionnels utilisés au Canada et aux États-Unis pour estimer le coût des capitaux propres pour les entreprises de services publics réglementées?

R. Bien que les agences de réglementation canadiennes aient généralement favorisé l’approche MEDAF, le modèle d’AFM est la méthode prédominante sur laquelle s’appuient les instances réglementaires étatiques et fédérales.

¹¹² Armen Hovakimian et Ekkachai Saenyasiri, *Conflicts of Interest and Analyst Behavior: Evidence from Recent Changes in Regulation*, *Financial Analysts Journal*, volume 66, numéro 4, juillet/août 2010, p. 105.

Q. Sur quelles formes du modèle d'AFM s'appuie la FERC?

R. Depuis les années 1980, la FERC s'est appuyée sur le modèle d'AFM pour les sociétés de gazoducs et les actifs de transport et de distribution en gros d'électricité¹¹³. Dans son document *Opinion No. 486-B*, la FERC donne des indications sur la manière dont chacune des hypothèses du modèle d'AFM à deux périodes devrait être précisée pour les sociétés de gazoducs. Précisément, la FERC s'appuie sur les taux de croissance des bénéfices prévus par les analystes dans la première période et une mesure de la croissance du PIB comme taux de croissance à long terme. La FERC s'appuie sur une forme similaire du modèle d'AFM à deux périodes pour estimer le coût des capitaux propres pour les actifs de transport et de distribution d'électricité. Selon ce modèle, la FERC s'appuie également sur les taux de croissance des bénéfices prévus par les analystes et sur le taux de croissance durable dans un modèle de croissance constante.

Q. Les commissions réglementaires des États américains accordent-elles généralement une plus grande importance au modèle d'AFM pour estimer le coût des capitaux propres?

R. Oui. Bon nombre de commissions réglementaires des États américains ne s'appuient que sur le modèle d'AFM pour estimer le coût du capital ou ont accordé aux résultats obtenus à l'aide de ce modèle une importance considérable dans l'établissement du RCP. Selon une revue des récentes décisions de commissions réglementaires d'État, au moins douze commissions d'État se sont essentiellement appuyées sur le modèle d'AFM pour estimer le coût des capitaux propres. En outre, certains États ont pour politique de s'appuyer sur le modèle d'AFM depuis longtemps.

¹¹³ Docket No. PL07-2-000, *Composition of Proxy Groups for Determining Gas and Oil Pipeline Return on Equity*, Policy Statement, 17 avril 2008, p. 2.

Alaska

[Traduction] Bien que nous tenions compte de toutes les analyses de RCP qui nous sont soumises par des témoins experts, nous nous sommes surtout appuyés dans de récents dossiers sur la variante de croissance constante du modèle d'AFM et avons indiqué nos manières préférées de la calculer. Nous continuons à accorder plus de poids aux analyses d'AFM de croissance constante dans ce dossier. Nous estimons que la pondération est appropriée étant donnée la conjoncture économique actuelle¹¹⁴.

District de Columbia

[Traduction] Dans ses décisions, la Commission s'appuie essentiellement sur la méthode d'AFM pour établir le coût des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires des entreprises de services publics parce que la Commission constate invariablement que la méthode d'AFM donne des résultats plus raisonnables que ceux obtenus avec d'autres méthodes de calcul. Néanmoins, la préférence de la Commission pour la méthode d'AFM n'exclut pas la prise en compte d'autres méthodes pour l'établissement du coût des capitaux propres. La Commission a pris en compte les résultats de diverses approches (AFM, MEDAF et prime de risque) pour estimer le RCP dans la présente audience. Toutefois, la Commission mettra l'accent sur le modèle d'AFM (qui repose principalement sur les taux de croissance prévus) pour établir le RCP approprié¹¹⁵.

Illinois

[Traduction] Historiquement, la Commission s'est fortement appuyée sur le modèle d'AFM de croissance constante. Toutefois, au cours des dernières années, la Commission a eu tendance à favoriser le modèle d'AFM à périodes multiples au modèle à croissance constante en raison des préoccupations à l'égard de la durabilité des estimations du taux de croissance des analystes. La Commission ne serait pas étonnée si les circonstances devaient changer, de sorte qu'à un certain moment, il serait approprié de se fier au modèle d'AFM de croissance constante¹¹⁶.

Maryland

[Traduction] Aucune des recommandations des parties pour le RCP n'était uniquement fondée sur l'analyse d'AFM classique, que la Commission a préférée par le passé et qui est réputée être la plus fiable pour estimer le rendement des capitaux propres.

¹¹⁴ Regulatory Commission of Alaska, Docket No. U-10-29, Order No. 15, 2 septembre 2011, p. 26.

¹¹⁵ Public Service Commission of the District of Columbia, Docket No. FC-1076, Order No. 15710, 2 mars 2010, p. 25.

¹¹⁶ Illinois Commerce Commission, Docket No. 11-0282, 10 janvier 2012, p. 121.

Conformément à notre préférence pour l'AFM, nous sommes d'avis que l'estimation de RCP la plus appropriée dans le présent cas est de 9,60, soit le RCP calculé par l'employé témoin Alvarado à l'aide de l'analyse d'AFM classique¹¹⁷.

Nouveau-Mexique

Le modèle d'AFM est la méthode traditionnelle sur laquelle s'appuie la Commission pour établir le rendement des capitaux propres. La Commission l'a déjà utilisé pour bon nombre d'entreprises de services publics, notamment PNM Gas Services et ses prédécesseurs. Il y a lieu de consulter les ordonnances définitives des dossiers n^{os} 2662, 2147 et 1787. Le modèle d'AFM est employé dans la plupart des États et son utilisation par la Commission a été expressément approuvée par la cour suprême du Nouveau-Mexique¹¹⁸.

Utah

Nous continuons de nous appuyer essentiellement sur les résultats du modèle d'AFM pour estimer le coût des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. Les modèles de prime de risque fournissent aussi des renseignements qu'il pourrait être approprié de prendre en compte pour établir le coût des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires dans ce dossier¹¹⁹.

En revanche, à notre connaissance, aucune commission réglementaire d'État ne s'appuie principalement sur le MEDAF. En outre, le Massachusetts, par exemple, a déterminé que le MEDAF n'avait que peu de valeur, voire aucune, pour estimer le RCP.

Le département avait déjà constaté que l'utilisation du MEDAF traditionnel pour établir le coût des capitaux propres d'une entreprise de services publics n'avait qu'une valeur limitée et, dans certains cas, aucune valeur, en raison d'un certain nombre de limitations, y compris des hypothèses discutables sous-jacentes au modèle¹²⁰.

Q. Est-ce que des commissions de services publics ont accordé plus d'importance à l'analyse d'AFM au Canada?

¹¹⁷ Maryland Public Service Commission, Case No. 9267, Order No. 84475, 14 novembre 2011, p. 49.

¹¹⁸ New Mexico Public Regulation Commission, Recommended Order in Case No. 06-00210-UT, p. 19.

¹¹⁹ Utah Public Service Commission, Docket No. D-09-035-023, 18 février 2010, p. 8-9.

¹²⁰ Massachusetts Department of Public Utilities, Docket Nos. DPU 11-01 and 11-02, 1^{er} août 2011, p. 414-415.

R. Oui. La BCUC a accordé plus d'importance au modèle d'AFM auparavant et a récemment adopté l'analyse d'AFM comme principale méthode d'établissement du RCP dans le dossier tarifaire de Terasen Gas. Lorsqu'elle a établi un taux de rendement équitable en 2006, la BCUC a à la fois tenu compte du modèle de la prime de risque sur capitaux propres (« PRCP ») et du modèle d'AFM¹²¹. Encore une fois en 2009, la BCUC a examiné le modèle d'AFM, le modèle de la PRCP et le MEDAF, mais a constaté que le modèle d'AFM et le modèle de la PRCP sont plus courants et a déterminé que « [Traduction] le modèle d'AFM est plus intéressant, car il s'appuie sur une solide base théorique, il est tourné vers l'avenir et peut être propre à une entreprise de services publics. »¹²² Dans l'ensemble, la BCUC a décidé ce qui suit :

[Traduction] Par conséquent, le comité de la Commission décide que pour établir un RCP adéquat pour TGI, une plus grande importance sera accordée au modèle d'AFM, une importance moindre sera accordée au modèle de la PRCP et au MEDAF, et une importance infime sera accordée au modèle fondé sur les bénéfices comparables¹²³.

Pour le modèle d'AFM, la BCUC a constaté que les données américaines pouvaient servir de référence pour les données canadiennes et a rejeté les allusions à la partialité des analystes, faisant remarquer qu'aucune allégation de biais par excès n'avait été portée contre les analystes des services publics.

De plus, l'ONE a récemment donné beaucoup de poids au modèle d'AFM à périodes multiples en établissant le RCP autorisé de TransCanada's Mainline Pipeline, faisant remarquer ce qui suit :

L'Office n'a jamais eu recours au modèle des FMA pour estimer le coût du capital, surtout en raison de la difficulté inhérente à estimer

¹²¹ British Columbia Utilities Commission, *In the Matter of Terasen Gas Inc. and Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. Application to Determine the Appropriate Return on Equity and Capital Structure and to Review and Revise the Automatic Adjustment Mechanism*, 2 mars 2006, p. 1.

¹²² British Columbia Utilities Commission, *In the Matter of Terasen Gas Inc., Terasen Gas (Vancouver Island) Inc., Terasen Gas (Whistler) Inc. and Return on Equity and Capital Structure*, 16 décembre 2009, p. 45.

¹²³ *Ibid.*

avec précision les taux de croissance. Nous constatons que la récente tourmente du marché financier est à l'origine pour les services publics de facteurs bêta inférieurs à leur moyenne historique et la preuve présentée par les deux témoins experts indique que dans le contexte actuel, les résultats dérivés des AFM produisaient des estimations du coût des capitaux propres plus élevées que celles découlant du MEDAF. Compte tenu des circonstances qui prévalent actuellement, nous sommes d'avis qu'il convient dans cette instance d'accorder un certain poids aux résultats obtenus à partir du modèle des AFM par étapes. Nous constatons aussi que les taux de croissance pour un secteur relativement stable comme les services publics sont plus prévisibles, ce qui atténue quelque peu les préoccupations quant à la fiabilité des prévisions d'analystes.

...

À notre avis, le MEDAF et le modèle des AFM montrent tous deux certaines lacunes comme certains avantages dans leur application. Nous croyons que le fait d'accorder de la valeur aux deux modèles produit une estimation plus précise du coût du capital du réseau principal que cela n'aurait été le cas en ayant recours à un seul de ces modèles. Nous sommes d'avis qu'il devrait ainsi être largement tenu compte des effets attribuables au découplage du facteur bêta et à la sensibilité aux taux d'intérêt inhérents au MEDAF. En outre, les préoccupations issues des taux de croissance estimatifs produits par des analystes et utilisés dans le modèle des AFM sont contrées par un recul des résultats obtenus à partir du MEDAF¹²⁴.

5. L'approche du modèle d'AFM et la Régie

Q. La Régie a-t-elle déjà envisagé d'employer des méthodes multiples pour établir le coût des capitaux propres?

R. Oui. Par exemple, dans sa décision D-2011-182, la Régie a affirmé ce qui suit :

[...] comme aucun modèle ne peut reproduire parfaitement, à lui seul, les attentes de rendement des investisseurs, la Régie prend en considération, aux fins de son appréciation du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro, les résultats du modèle AFM [...]. [alinéa 207]

¹²⁴ Office national de l'énergie, Motifs de décision, Relativement à TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd. et Foothills Pipe Lines Ltd., Demande visant la proposition de restructuration d'entreprise et de services ainsi que des droits définitifs exigibles sur le réseau principal en 2012 et 2013, RH-003-2011, mars 2013, p. 182-183.

De la même façon, dans sa décision D-2009-156, la Régie a affirmé ce qui suit :

[...] comme aucun modèle ne peut reproduire parfaitement à lui seul les attentes de rendement des investisseurs, la Régie prend en considération les résultats présentés du MÉEAF et du modèle AFM [...] ainsi que ceux du modèle multifacteur [...], aux fins de son appréciation du taux de rendement de Gaz Métro. [alinéa 240]

Q. La Régie a-t-elle fourni des indications sur l'utilisation du modèle d'AFM pour estimer le RCP?

R. Oui. Dans sa décision de 2011 concernant le taux de rendement de Gaz Métro, la Régie a refusé d'envisager le modèle d'AFM, déclarant : « [...] qu'il est difficile d'obtenir un estimateur fiable du taux de croissance des dividendes étant donné que les analystes financiers ne produisent pas de prévisions de croissance pour les sociétés réglementées canadiennes. »¹²⁵ Toutefois, comme nous l'avons mentionné auparavant dans notre témoignage, depuis ce temps, SNL Financial et Thomson First Call présentent maintenant toutes les deux des estimations de croissance à long terme pour les entreprises de services publics canadiennes, ce qui apaise les craintes soulevées précédemment par la Régie.

6. Analyse d'AFM et résultats

a. Rendement de l'action

Q. Quelle est la formule utilisée pour calculer la composante rendement de l'action du modèle d'AFM?

R. Comme le montre l'équation 5] ci-dessous, la composante rendement de l'action du modèle d'AFM est calculée de la manière suivante :

$$5] \quad Y = \frac{D_0(1+0,5g)^1}{}$$

¹²⁵ D-2011-182, 25 novembre 2011, alinéa [193].

Q. Pourquoi une demi-année de croissance est-elle appliquée au dividende dans le calcul du rendement de l'action?

R. Puisque les entreprises de services publics ont tendance à augmenter leurs dividendes trimestriels à différents moments au cours de l'année, il est raisonnable de présumer que les hausses de dividendes seront réparties de manière égale tout au long des trimestres. Il est donc raisonnable d'appliquer une moitié du taux de croissance des dividendes annuel prévu au calcul de la composante rendement de l'action du modèle d'AFM. Cet ajustement garantit que le rendement de l'action prévu est, en moyenne, représentatif de la période de douze mois à venir et qu'il n'exagère par le total des dividendes à être versés pendant cette période.

Q. Comment avez-vous calculé le rendement de l'action des entreprises de vos groupes de comparaison?

R. Les rendements de l'action présentés ont été calculés pour chaque entreprise des groupes de référence canadien et américain en divisant le dividende annualisé actuel par le cours moyen de l'action de chaque entreprise. Le cours employé dans le calcul se fonde sur les cours de fermeture moyens des périodes de 30, de 90 et de 180 jours de Bourse closes le 28 février 2013. Ces rendements de l'action sont multipliés par le facteur du modèle d'AFM ($1 + 0.5g$) pour refléter les hausses de dividendes futures prévues afin d'obtenir la composante rendement de l'action du modèle d'AFM.

b. Analyse du taux de croissance constante

Q. Veuillez décrire les taux de croissance utilisés dans votre analyse d'AFM de croissance

constante.

R. L'analyse d'AFM de croissance constante pour le groupe de référence canadien s'appuie sur les prévisions de croissance des bénéfices. Cette analyse d'AFM reconnaît que les prévisions consensuelles de croissance des bénéfices des analystes reflètent la plus importante composante des attentes de taux de croissance des investisseurs et présume que les prévisions de croissance des bénéfices des analystes tiennent compte de tous les renseignements nécessaires pour estimer le taux de croissance prévu à long terme d'une entreprise. Comme il en a été question plus tôt, la recherche financière et la littérature empirique indiquent que les prévisions de croissance des bénéfices des analystes constituent les meilleures estimations disponibles de taux de croissance futurs. Les estimations de croissance des bénéfices de SNL Financial, de Value Line et de Thomson First Call pour chaque entreprise du groupe de référence canadien ont été utilisées¹²⁶. Ces taux de croissance sont présentés à la pièce JMC-9. Pour le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, Concentric a employé un taux de croissance combiné qui regroupe les estimations de taux de croissance consensuelles des analystes des prévisions de Zacks, de SNL, de First Call et de Value Line. Ces taux de croissance sont aussi présentés à la pièce JMC-9.

c. Analyse du taux de croissance de conservation

Q. Avez-vous aussi tenu compte du taux de croissance de conservation dans votre analyse d'AFM?

R. Oui. Pour le groupe de référence d'entreprises de services publics américaines, Concentric a aussi établi une estimation d'AFM de la croissance de conservation. Pour ce modèle, un taux de

¹²⁶ Les taux de croissance de Zacks ne sont pas disponibles pour les entreprises du groupe de référence canadien.
[DOCSMTI - 53085151](#)

croissance moyen a été déterminé en combinant la moyenne des taux de croissance des bénéfiques présentés par Zacks, SNL Financial, First Call et Value Line et les taux de croissance de conservation calculés à l'aide de données de Value Line. La croissance de conservation est généralement un bon indicateur du niveau minimal de croissance qu'une entreprise pourra maintenir pendant trois à cinq ans. Les prévisions du taux de croissance combiné qui regroupe les deux indicateurs pour l'analyse d'AFM durables sont présentées à la pièce JMC-10, au tableau 1-3. Étant donné la faiblesse actuelle de la conjoncture économique, il est raisonnable de combiner les prévisions de croissance de conservation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines aux prévisions de bénéfiques des analystes.

Q. Comment le taux de croissance de conservation est-il calculé?

R. Le calcul du taux de croissance de conservation part du principe que la croissance future des dividendes découle du fait qu'une portion du rendement total est réinvestie dans l'entreprise au lieu d'être versée aux investisseurs sous forme d'un dividende. Le taux de croissance de conservation est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$g] \quad g = (b \times r)$$

où :

b = le pourcentage des bénéfiques non distribués

r = la valeur comptable des capitaux propres de l'entreprise

Dans cette formule, les variables « b » et « r » seraient des estimations prospectives.

La conservation des bénéfiques entraîne une hausse de la valeur comptable par action et, toutes choses étant égales par ailleurs, des hausses du montant des résultats qui sont générés par les actions ordinaires. Par exemple, une entreprise qui s'attend à dégager un rendement de 9 % et à

conserver 80 % de ses bénéfices pourrait escompter un taux de croissance de 7,2 %, calculé de la manière suivante :

$$0,80 \times 9 \% = 7,2 \%$$

D'un autre côté, une autre entreprise qui s'attend aussi à dégager un rendement de 9 %, mais qui ne conserve que 20 % de ses bénéfices pourrait escompter un taux de croissance de 1,8 %, calculé de la manière suivante :

$$0,20 \times 9 \% = 1,8 \%$$

Ainsi, le taux de croissance de la valeur comptable par action d'une entreprise est essentiellement déterminé par les bénéfices et par la proportion de ceux-ci qui sont conservés au sein de l'entreprise.

Q. Comment tenez-vous compte de la croissance externe dans votre calcul du taux de croissance de conservation?

R. La formule « br + sv » de l'estimation de la croissance durable vise à refléter la croissance provenant des fonds autogénérés (soit la variable « br ») et des émissions de capitaux propres (soit la variable « sv »), comme le montre l'équation 7] ci-dessous. Tel qu'il est mentionné plus haut, la première variable, qui découle du taux de conservation (soit « b ») et le rendement des capitaux propres prévu (soit « r »), représente la portion du bénéfice net qui est réinvestie dans l'entreprise pour financer la croissance. La variable « sv », qui représente la croissance du capital externe, est souvent représentée ainsi :

$$7] \quad \frac{m}{b} - 1) b \times \text{Taux de croissance des actions ordinaires}$$

où :

$$\frac{m}{b} = \text{le ratio cours/valeur comptable}$$

Dans cette formule, la variable « sv » représente un élément de croissance comme étant le produit de 1) la croissance des actions en circulation et 2) la partie du ratio cours/valeur comptable qui excède l'unité.

Q. Sur quelle source de données vous êtes-vous appuyé pour calculer les taux de croissance de conservation pour le groupe de référence d'entreprises de services publics américaines dans votre analyse d'AFM?

R. Value Line publie des prévisions de données qui peuvent être utilisées pour calculer les taux de croissance de conservation de chaque entreprise pour les trois à cinq prochaines années. La dérivation des taux de croissance de conservation de Value Line pour le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines est présentée à la pièce JMC-10, au tableau 4.

d. Modèle d'AFM à périodes multiples

Q. Avez-vous examiné d'autres types de modèles d'AFM?

R. Oui. Afin de tenir compte de certaines hypothèses contraignantes découlant de la forme de croissance constante du modèle d'AFM, Concentric a aussi pris en compte les résultats d'un modèle d'AFM multipériode (trois étapes). Le modèle d'AFM à périodes multiples tempère l'hypothèse de durée illimitée de la croissance constante du modèle d'AFM de croissance constante grâce à une approche en trois étapes : croissance à court terme, croissance

transitionnelle et croissance à long terme.

Q. Veuillez décrire votre modèle d'AFM à périodes multiples.

R. Le modèle à périodes multiples passe d'une croissance à court terme (c'est-à-dire la moyenne des prévisions de Value Line, de Zacks, de SNL Financial et de First Call utilisée dans le modèle de croissance constante) pour la première période (années 1 à 5) de l'analyse aux prévisions à long terme de croissance du PIB pour la troisième période de l'analyse (années 11 et suivantes). La deuxième période, ou période de transition, relie le taux de croissance à court terme et le taux de croissance à long terme pour la période de transition en changeant chaque année le taux de croissance au pro rata. À la dernière période, les flux de trésorerie liés aux dividendes afficheront alors une croissance au même taux que le PIB nominal à durée illimitée. Le RCP est le taux de rendement interne fondé sur le cours de l'action du jour et la valeur actualisée de tous les versements de dividendes futurs.

Le modèle d'AFM à périodes multiples a été appliqué aux groupes de référence canadien et américain. Les hypothèses utilisées relativement aux diverses données du modèle sont présentées au tableau 8.

Tableau 8 : Hypothèses du modèle d'AFM à périodes multiples

Données du modèle		Période 1	Période 2	Période 3
Années	Début	1 – 5	6 – 10	>11
Cours de l'action et rendement de l'action	Moyenne de 30, de 90 et de 180 jours			

Croissance des bénéfices		Croissance du RPA selon la moyenne des taux de croissance projetés de Value Line, de First Call, de SNL et de Zacks (si disponibles)	Transition à la croissance du PIB à long terme fondée sur une moyenne arithmétique	Croissance du PIB à long terme
--------------------------	--	--	--	--------------------------------

Les taux de croissance du PIB nominal pour le Canada et les États-Unis ont été obtenus à l'aide des données publiées par Consensus Economics, Inc. pour chaque pays pour la période de 2018 à 2022. Ces prévisions sont fondées sur les taux de croissance réels (en dollars indexés) et les estimations d'inflation. L'estimation d'inflation a été appliquée à la croissance du PIB réel pour en dégager le taux de croissance du PIB nominal (après l'inflation). Le tableau 9 présente un sommaire des estimations de croissance du PIB nominal utilisées.

Tableau 9 : Estimations de la croissance du PIB nominal¹²⁷

Source	Canada	États-Unis
Croissance du PIB réel	2,0 %	2,5 %
Inflation	2,0 %	2,4 %
Croissance du PIB nominal	4,04 %	4,96 %

e. Résultats selon les analyses de l'AFM

Q. Veuillez faire un résumé des résultats selon les analyses de l'AFM.

R. Le tableau 10 présente un sommaire des résultats selon les analyses de l'AFM. Comme le montre le tableau, les analyses de l'AFM selon les trois méthodes indiquent un coût des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires moyen de 10,71 % pour le groupe de référence canadien et de 9,41 % pour le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, compte tenu d'un ajustement de 30 points de base pour les frais d'émission et la souplesse financière.

¹²⁷ *Consensus Forecasts*, pour les années 2018-2022, 8 octobre 2012, p. 3 et 28.
[DOCSMTI - 53085151](#)

Tableau 10 : Résultats selon les analyses de l'AFM (compte tenu des frais d'émission)

Période moyenne des données du marché	AFM de croissance constante	AFM de croissance durable ¹²⁸	AFM à périodes multiples	Moyenne
Groupe de référence d'entreprises de services publics canadiennes				
30 jours	11,96 %	s. o.	9,27 %	10,62 %
90 jours	12,06 %	s. o.	9,40 %	10,73 %
180 jours	12,12 %	s. o.	9,47 %	10,80 %
Moyenne	12,05 %		9,38 %	10,71 %
Groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines				
30 jours	9,53 %	9,15 %	9,38 %	9,30 %
90 jours	9,64 %	9,26 %	9,50 %	9,20 %
180 jours	9,57 %	9,20 %	9,43 %	9,30 %
Moyenne	9,58 %	9,20 %	9,44 %	9,41 %

7. Ajustement des frais d'émission

Q. En quoi consistent les frais d'émission?

R. Les frais d'émission sont les frais associés à la vente de nouvelles émissions de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. Ils comprennent les coûts décaissés pour la préparation, le dépôt, la prise ferme et les autres coûts liés à l'émission de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires.

Q. Est-ce que les exigences de rendement des investisseurs estimées par les analyses du MEDAF et du modèle d'AFM doivent être ajustées pour tenir compte des frais d'émission pour l'estimation du coût des capitaux propres?

¹²⁸ Les données pour le modèle de croissance durable ne sont pas présentées par Value Line pour les entreprises canadiennes.

R. Oui. Comme le but du taux de rendement autorisé d'une instance réglementaire est d'estimer le coût du capital de l'entreprise réglementée pour se procurer des fonds sur les marchés primaires, une estimation des rendements requis par les investisseurs sur les marchés secondaires doit être ajustée en fonction des frais d'émission pour fournir une estimation du coût du capital requis par l'entreprise réglementée.

Q. Habituellement, la Régie autorise-t-elle un ajustement pour les frais d'émission et la souplesse financière?

R. Oui. La Régie a récemment déterminé qu'un ajustement de 30 à 50 points de base constituait un ajustement équitable et raisonnable des résultats obtenus à l'aide des renseignements des marchés secondaires¹²⁹. Un tel ajustement s'appliquerait également dans ce cas, pour que le RCP autorisé de HQD et de HQT reflète les risques associés aux émetteurs de capitaux propres sur les marchés. Par conséquent, Concentric a ajusté les résultats du MEDAF et du modèle d'AFM de 30 points de base pour tenir compte des frais d'émission.

Q. Est-ce qu'un ajustement pour tenir compte des frais d'émission est raisonnable pour HQD et HQT malgré la structure de propriété gouvernementale?

R. Oui. D'abord, du point de vue de la politique, les RCP de HQD et de HQT sont établis selon le principe d'indépendance, ce qui reflète le véritable coût pour se procurer des capitaux propres sur les marchés. Comme les entreprises doivent verser des honoraires à des preneurs fermes pour l'émission de nouveaux titres de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, il est raisonnable d'en tenir compte lors de l'établissement du RCP requis par le marché pour HQD et HQT. Ensuite, comme la réglementation vise à remplacer la concurrence en termes

¹²⁹ Voir le tableau 6.

d'établissement des prix, l'inclusion d'une provision pour les frais d'émission envoie les signaux de prix appropriés aux consommateurs d'électricité quant au véritable coût des services de distribution et de transport d'électricité. Ainsi, Concentric est demeurée conforme à la pratique antérieure de la Régie qui consiste à appliquer un ajustement pour tenir compte des frais d'émission et de la souplesse financière en ajustant les résultats analytiques de 30 points de base. Un tel ajustement se trouve dans la zone inférieure de la fourchette d'ajustements des frais d'émissions effectués par le passé par la Régie, ce qui est raisonnable étant donné la taille de HQD et de HQT et l'incidence de cette taille sur les frais associés à l'émission de nouveaux titres de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires.

X. VUE D'ENSEMBLE DES CONCLUSIONS ET DES RECOMMANDATIONS

Q. Veuillez résumer les résultats de vos analyses.

R. Un résumé de nos résultats analytiques, y compris des frais d'émission, est présenté au tableau 11.

Tableau 11 : Résultats du RCP

Modèle d'évaluation des actifs financiers				
Données		MEDAF rapproché		
Taux d'intérêt sans risque		4,23 %		
Coefficient bêta		0,59		
Prime de risque de marché		6,67 %		
Total partiel		8,17 %		
Frais d'émission		0,30 %		
Total partiel		8,47 %		
Ajustement pour les autres modèles		0,75 %		
Total		9,22 %		
Actualisation des flux monétaires				
Période moyenne du marché	Croissance constante	Croissance durable	À périodes multiples	Moyenne
Groupe de référence d'entreprises de services publics canadiennes				
RCP moyen	11,75 %	s. o.	9,08 %	10,41 %
Frais d'émission	0,30 %	s. o.	0,30 %	0,30 %
RCP moyen, compte tenu des frais d'émission	12,05 %		9,38 %	10,71 %
Groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines				
RCP moyen	9,28 %	8,90 %	9,14 %	9,11 %
Frais d'émission	0,30 %	0,30 %	0,30 %	0,30 %

RCP moyen, compte tenu des frais d'émission	9,58 %	9,20 %	9,44 %	9,41 %
--	---------------	---------------	---------------	---------------

Q. En prenant en compte les diverses analyses de RCP présentées dans votre témoignage, quelle est votre recommandation de RCP approprié pour HQD et HQT?

R. Étant donné la situation actuelle des marchés financiers et son incidence sur le MEDAF, Concentric estime qu'il est maintenant approprié d'accorder une plus grande importance au modèle d'AFM pour établir le RCP recommandé de HQD et de HQT, bien que le MEDAF ait été utilisé auparavant devant la Régie. La Régie avait déjà reconnu que le calcul du RCP nécessitait l'examen d'autres modèles. De plus, comme il en a été question plus en détail dans la section VIII, Concentric a analysé les risques associés à un groupe de référence soigneusement sélectionné des entreprises de services publics d'électricité américaines et a comparé ces risques à ceux de HQD et de HQT. Les résultats de cette comparaison démontrent qu'il est mieux de comparer le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines plutôt que le groupe de référence d'entreprises de services publics canadiennes à HQD et à HQT. Concentric a donc accordé plus d'importance au groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines pour établir le RCP recommandé.

Les résultats obtenus à l'aide des diverses méthodes et données couvrent un large spectre, ce qui n'est pas étonnant vu l'étendue des données et des techniques employées et les conditions sans précédent du marché. Or, pour l'instant, toutes les méthodes n'offrent pas une estimation raisonnable du coût des capitaux propres de HQD et de HQT. Comme la Régie l'a déjà confirmé et conformément à la décision dans l'affaire Hope, c'est le résultat final et non pas la

méthode qui est le facteur déterminant d'un rendement équitable.

En fonction des résultats des analyses dont il a été question ci-dessus et tout au long de notre témoignage, il y a lieu de s'interroger sur la capacité du MEDAF à produire des résultats fiables à la lumière des facteurs ayant à l'heure actuelle une incidence sur les données. Les rendements des obligations au Canada et aux États-Unis ont diminué à un creux historique et, comme plusieurs s'entendent à le dire, sous des taux viables à long terme. En raison de la crise financière et de la récession, les coefficients bêta des entreprises de services publics ont aussi été affectés et les estimations de la prime de risque de marché couvrent un large spectre. Il y a un écart important entre les rendements passés des capitaux propres et les rendements plus élevés compris dans les données du marché boursier actuel. Le MEDAF et l'ensemble du contexte actuel du marché présentent des problèmes.

Comme le montre le tableau 11 et comme il est décrit dans la section portant sur le MEDAF, nous avons concilié ces écarts en utilisant la même logique que celle employée auparavant par la Régie. Nous avons commencé par un taux d'intérêt sans risque canadien. La prime de risque de marché est une combinaison des données des marchés canadien et américain, y compris les estimations de données historiques et de données prévisionnelles. Le coefficient bêta est obtenu à partir du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines en fonction de constatations selon lesquelles un groupe de référence américain soigneusement sélectionné est plus représentatif de HQD et de HQT que des entreprises canadiennes. Par conséquent, le coefficient bêta des entreprises américaines est plus représentatif. Les frais d'émission sont inclus conformément aux décisions passées de la Régie et, finalement, un ajustement de 75 points de base est effectué pour les écarts entre les résultats obtenus à l'aide

du MEDAF et ceux obtenus à l'aide du modèle d'AFM. Ce rapprochement est conforme à l'approche de la Régie pour la prise en compte d'un ajustement pour les résultats des autres modèles dans le dossier de tarification de 2012 de Gaz Métro. Les résultats du MEDAF rapproché de 9,22 % donnent un aperçu de l'ajustement devant être apporté aux données pour obtenir un résultat raisonnable dans le contexte actuel.

En raison des conditions actuelles du marché, Concentric est d'avis qu'une plus grande importance doit être accordée au modèle d'AFM. La moyenne du modèle d'AFM pour le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines donne lieu à une fourchette relativement étroite de 9,20 % à 9,58 %, avec une moyenne de 9,41 %. Le modèle d'AFM canadien donne une fourchette de 9,38 % à 12,05 %, avec une moyenne de 10,71 %. En accordant plus d'importance aux résultats analytiques obtenus grâce au modèle d'AFM avec les entreprises américaines de référence et en choisissant la tranche inférieure de la fourchette en raison du risque lié au manque de production (même si nous n'avons apporté aucun ajustement pour un risque financier plus élevé), le coût estimatif des capitaux propres pour HQD et HQT est de 9,2 %. Ce RCP recommandé est appuyé par la fourchette de résultats analytiques produite par les analyses de l'AFM pour le groupe de référence canadien et le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, et peut être rapproché avec le MEDAF au moyen d'ajustements appropriés.

L'application de la formule du MEDAF traditionnel, compte non tenu des frais d'émission, au groupe de référence canadien, produirait un RCP de 7,81 %. Ce rendement ne se situerait pas à l'intérieur d'une fourchette raisonnable d'estimations du RCP et, de l'avis de Concentric, ne respecterait pas les critères d'un rendement équitable. De plus, il ne respecterait pas le principe

d'indépendance, selon lequel le RCP autorisé de HQD et de HQT doit être établi à un niveau qu'afficheraient les entreprises si elles cherchaient à se procurer indépendamment des capitaux sur les marchés financiers.

Q. Est-ce là la conclusion de votre témoignage direct déposé au préalable?

R. Oui.

ANNEXE A : ANALYSE DES RISQUES D'AFFAIRES

Q. Veuillez présenter la structure de votre analyse du risque d'affaires.

R. Chaque section de l'analyse des risques commence par un exposé sur les risques d'affaires particuliers de HQD et de HQT et se poursuit par l'examen de la situation relative des entreprises des groupes de référence canadien et américain. Les résultats de l'analyse des risques d'affaires réalisée par Concentric sont résumés aux tableaux 1 à 7 de la pièce JMC-4. Les pourcentages qui y sont présentés sont pondérés en fonction du nombre de clients de chaque société d'exploitation. Concentric considère qu'il s'agit d'une représentation juste et raisonnable du pourcentage des revenus et coûts des entreprises de services publics qui est protégé contre un risque d'affaires particulier. Concentric a exclu du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines les sociétés d'exploitation dont la clientèle représente moins de 10 % de l'ensemble de la clientèle des services de distribution de la société mère (p. ex., les activités de la Northern States Power – Minnesota dans l'État du Minnesota ont été prises en compte, mais pas celles au Dakota du Sud), les sociétés d'exploitation fournissant des services dans un territoire également servi par une entité plus importante (p. ex., dans l'État de New York, Consolidated Edison a été prise en compte dans notre analyse, mais pas les sociétés Orange et Rockland, qui y fournissent aussi des services) et les sociétés d'exploitation fournissant des services de distribution de gaz naturel réglementés.

1) Détention d'actifs de production réglementés

Q. Veuillez présenter votre analyse des risques d'affaires liés à la détention d'actifs de production réglementés.

R. Concentric a examiné l'incidence de la détention d'actifs de production réglementés sur les risques d'affaires des sociétés du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité canadiennes et américaines, comparativement à son incidence sur les risques d'affaires de HQD et de HQT. À cet égard, HQD détient un nombre très limité de centrales au diesel dans des collectivités éloignées, mais il s'agit essentiellement d'une société orientée vers la prestation de services de distribution. Quant à HQT, elle ne détient pas d'actifs de production, s'agissant d'une société strictement orientée vers la prestation de services de transport d'électricité. Des sociétés d'exploitation rattachées au groupe de référence canadien, la Nova Scotia Power est la seule entreprise de services publics d'électricité à détenir d'importants actifs de production réglementés, FortisBC Electric et la Newfoundland Power en détenant peu. En bref, comme l'indique le tableau 1 de la pièce JMC-4, 13 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien (selon le nombre de clients) détiennent des actifs de production réglementés, tandis que 11 % en détiennent peu, s'agissant de ressources renouvelables comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la biomasse.

En comparaison, comme l'indique également le tableau 1 de la pièce JMC-4, 70 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence américain (selon le nombre de clients) détiennent des actifs de production réglementés, tandis que 18 % en détiennent peu et que 12 % n'en détiennent pas. À cet égard, de nombreuses sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines sont davantage exposées à des risques d'affaires que HQD, car elles conservent leur fonction de production. Comme nous l'avons vu à la section VIII du témoignage, entre 2004 et 2012, le RCP accordé aux entreprises de services

publics d'électricité intégrées américaines dépassait d'environ 40 points de base le RCP des entreprises de services publics de transport et de distribution d'électricité. Nous avons également vu à la section VIII du témoignage que Concentric a déterminé que les plus importants risques d'affaires liés à la détention d'actifs de production réglementés auxquels est exposé le groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines sont plus que compensés par le fait que celles-ci sont exposées à des risques moindres. Nous soulignons qu'aux fins de l'établissement des RCP autorisés pour les actifs de transport d'électricité, sans aucun ajustement en fonction du risque pour les actifs de production, la FERC s'appuie sur des groupes de référence intégrant des entreprises de transport et de distribution et des entreprises de services publics d'électricité intégrées verticalement. C'est pourquoi Concentric ne croit pas qu'un ajustement des résultats américains relatifs aux actifs de production réglementés soit nécessaire.

2) Risque lié au coût des combustibles et des achats d'énergie

Q. Veuillez exposer la situation quant au risque lié au coût des combustibles et des achats d'énergie.

R. Le coût des combustibles et des achats d'énergie représente approximativement de 50 % à 65 % des charges d'exploitation globales d'une entreprise de services publics de distribution d'électricité type. C'est pourquoi les investisseurs et les agences de notation cherchent surtout à savoir si les entreprises de services publics sont exposées à des risques liés au recouvrement de ces charges. Selon Moody's, vu l'ampleur et l'instabilité de ces coûts, les clauses d'ajustement en fonction du coût des combustibles figurent parmi les mécanismes de

recouvrement des coûts les plus largement utilisés et les plus efficaces dans le secteur¹³⁰. Dans le cas des entreprises de services publics d'électricité ne détenant plus d'actifs de production par suite de la déréglementation des marchés de l'électricité, Moody's observe que les clauses d'ajustement en fonction du coût des combustibles, qui englobent le coût des achats d'énergie, sont devenues critiques, du fait que bon nombre de ces entreprises ont la responsabilité d'approvisionner en énergie leur clientèle de détail dans le cadre de leurs obligations à titre de prestataire de dernier recours et qu'elles doivent donc satisfaire aux exigences de production d'énergie sur le marché de gros¹³¹.

L'approvisionnement énergétique de HQD provient à environ 97 %¹³² de l'électricité patrimoniale qu'Hydro-Québec Production (« HQP ») lui fournit à un prix fixe par kilowatt-heure établi par le gouvernement du Québec, le reste de son approvisionnement (3 %) étant déterminé principalement en vertu de contrats à long terme. C'est ce qui explique pourquoi 3 % environ des approvisionnements en électricité de HQD sont exposés à des fluctuations de prix. HQD ne dispose pas de mécanisme automatique d'ajustement en fonction du prix des combustibles, toute fluctuation du coût de ses achats d'énergie donnant lieu à un recouvrement lors du dépôt de son dossier tarifaire annuel. Tout écart entre le coût réel et le coût anticipé des achats d'énergie est reporté et recouvert au moyen d'un compte d'écarts de coûts.

Seule entreprise du groupe de référence canadien à détenir d'importants actifs de production réglementés, la Nova Scotia Power dispose d'un mécanisme d'ajustement annuel en fonction du prix des combustibles qui intègre une composante incitative en vertu de laquelle la société

¹³⁰ Moody's Investors Service, *Cost Recovery Provisions Key to Investor Owned Utility Ratings and Credit Quality: Evaluating a Utility's Ability to Recover Costs and Earn Returns*, 18 juin 2010, p. 7.

¹³¹ *Ibid.*

¹³² Source : Rapport annuel 2011 d'Hydro-Québec. Les ventes globales d'électricité en 2011 ont atteint 170 TWh, et HQD a acheté 165 TWh d'électricité auprès de HQP.

conserve 10 % du montant de ses sur-recouvrements ou absorbe 10 % du montant de ses sous-recouvrements, jusqu'à concurrence d'un montant de 5 millions de dollars. Les deux entreprises de services publics de distribution de gaz (Enbridge Gas Distribution et Gaz Métro) se sont dotées d'un mécanisme d'ajustement en fonction du prix du gaz qui leur permet de répercuter sur leurs clients le coût de leurs approvisionnements en gaz naturel. De la même manière, toutes les entreprises de services publics en exploitation rattachées au groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines disposent d'un mécanisme de recouvrement du coût de leurs achats de combustibles grâce auquel elles peuvent répercuter sur leurs clients le coût de leurs combustibles et de leurs achats d'énergie, lorsqu'il y a lieu. C'est pourquoi les sociétés d'exploitation des groupes de référence canadien et américain ne sont pas à risque quant à l'écart entre le coût réel et le coût anticipé des achats de combustibles, à l'exception des entreprises de services publics d'électricité du Wisconsin, dont 2 % du coût des combustibles sont exposés au risque de non-recouvrement¹³³, et de la Nova Scotia Power, dont 10 % du coût des combustibles et des achats d'énergie sont exposés à un tel risque. Bien que HQD dispose d'une meilleure protection contre le risque de fluctuation du prix des approvisionnements en électricité, les sociétés des groupes de référence canadien et américain se sont prémunies contre le risque de non-recouvrement du coût des combustibles et des achats d'énergie.

Concentric a aussi examiné la fréquence des recours à un mécanisme de recouvrement des coûts d'approvisionnement en combustibles afin de déterminer si, en situation de fluctuations de ces coûts, certaines entreprises y recourent plus fréquemment que d'autres.

¹³³ La commission des services publics (Public Service Commission) du Wisconsin a adopté de nouvelles règles sur le recouvrement du coût des combustibles qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2011. En vertu de ces nouvelles règles, les entreprises de services publics d'électricité établissent leurs prévisions à l'égard des coûts des combustibles et des achats d'énergie, lesquels sont pris en compte dans la tarification de base. Toute variation de ces prévisions donne lieu à un report en vue d'un recouvrement futur, à l'exception des variations de l'ordre de plus ou moins 2 %, qui sont conservées ou absorbées par les entreprises de services publics.

Dans son évaluation du secteur des services publics, DBRS établit son classement des entreprises de services publics recouvrant leurs coûts énergétiques notamment selon la fréquence à laquelle elles sont autorisées à ajuster leurs tarifs de détail en fonction du coût de leurs combustibles et selon le fait que l'ajustement est automatique ou assujéti à un examen réglementaire¹³⁴.

Ainsi que nous l'avons mentionné précédemment, HQD n'ayant pas de mécanisme d'ajustement automatique de ses tarifs en fonction des coûts de ses achats d'énergie, en cas de fluctuations de ces coûts, elle procède à leur recouvrement dans le cadre du dépôt de son dossier tarifaire annuel. Comme l'indique le tableau 2 de la pièce JMC-4, parmi les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien, la Nova Scotia Power dispose d'un mécanisme de recouvrement annuel du coût de ses combustibles, Enbridge Gas Distribution disposant quant à elle d'un mécanisme d'ajustement trimestriel en fonction du coût de ses achats de gaz, et Gaz Métro, d'un mécanisme d'ajustement mensuel. Quant aux autres sociétés d'exploitation du secteur de l'électricité rattachées au groupe de référence canadien, elles n'ont pas la responsabilité de la fonction production. Parmi les sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services d'électricité américaines qui sont exposées au risque de non-recouvrement du coût d'achat de leurs combustibles, environ 44 % (selon le nombre de clients) sont autorisées à procéder au moins deux fois par année à un ajustement de leurs tarifs en fonction du coût de leurs combustibles et du coût de leurs achats d'énergie, tandis que 56 % disposent d'un mécanisme d'ajustement annuel ou « périodique ».

Puisque HQD est peu exposée au risque lié aux fluctuations du coût des combustibles ou du coût des achats d'énergie et que bon nombre des sociétés d'exploitation des groupes de

¹³⁴ Dominion Bond Rating Service, *Assessing Regulatory Risks in the Utility Sector*, mai 2012, p. 7.
[DOCSMTL-53085151](#)

référence canadien et américain sont autorisées à procéder, au mois chaque semestre, à un ajustement en fonction des fluctuations du coût des combustibles, Concentric en vient à la conclusion que les investisseurs ne perçoivent pas de différence importante entre HQD et les sociétés d'exploitation des groupes de référence canadien et américain quant à la fréquence des ajustements des recouvrements du coût des combustibles.

3) Risque lié aux fluctuations des volumes / de la demande

Q. Veuillez traiter des risques liés aux fluctuations de la demande par rapport au volume des entreprises de distribution d'électricité pour les années témoins.

R. Le principal risque d'affaires lié aux fluctuations de la demande tient au fait que les tarifs établis reposent sur l'hypothèse que les clients consommeront un certain volume d'électricité au cours de l'année témoin. Dans la mesure où la consommation réelle des clients diffère de la demande anticipée, il est possible que l'entreprise de services publics ne puisse pas obtenir le rendement autorisé, particulièrement si un fort pourcentage de ses coûts fixes sont recouverts au moyen de l'imposition de frais relatifs au volume. De nombreux facteurs de risque sont liés aux fluctuations de la demande / des volumes : 1) les conditions climatiques, 2) la conjoncture économique, 3) les tarifs d'électricité, 4) les programmes d'efficacité énergétique et de conservation de l'énergie.

Plusieurs organismes de réglementation canadiens ont atténué le risque lié aux fluctuations des volumes / de la demande attribuables aux variations climatiques en donnant aux entreprises de services publics la possibilité de se prévaloir de comptes d'écart leur permettant de recouvrer les coûts découlant de l'écart entre la demande réelle et la demande anticipée. HQD dispose d'un compte pour les écarts attribuables aux conditions climatiques, à l'instar de la Newfoundland Power et de Gaz Métro. Toutefois, aucun de ces comptes d'écart ne prend en compte les fluctuations de coûts occasionnées par la conjoncture économique, les tarifs d'électricité ou les programmes d'efficacité énergétique et de conservation de l'énergie. Dans ces circonstances, les organismes de réglementation américains et canadiens préconisent

l'adoption de diverses mesures visant à contrer le risque lié aux fluctuations des volumes :

- 1) mécanismes de découplage des revenus permettant de rompre le lien entre les volumes et le recouvrement des coûts fixes, peu importe que les fluctuations de la demande soient occasionnées par les conditions climatiques, la conjoncture économique ou des programmes d'efficacité énergétique et de conservation de l'énergie; 2) mécanismes d'ajustement en fonction des pertes de revenus permettant aux entreprises de services publics de recouvrer les pertes de revenus occasionnées par les programmes d'efficacité énergétique et de conservation de l'énergie; et 3) plans de tarification fondés sur une formule de calcul (aussi appelés « plans de stabilisation tarifaire »), grâce auxquels les entreprises de services publics n'ayant pas obtenu le rendement autorisé peuvent procéder à un ajustement annuel de leurs tarifs jusqu'à concurrence d'un pourcentage établi.

Comme l'indique le tableau 3 de la pièce JMC-4, environ 62 % (selon le nombre de clients) des sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien se sont dotées d'un mécanisme de découplage des revenus ou d'un mécanisme d'ajustement en fonction des pertes de revenus, tandis que 11 % bénéficient de clauses d'ajustement relatives à la normalisation des effets climatiques ou de comptes d'écart leur offrant une protection contre le risque lié aux fluctuations des volumes / de la demande. Parmi les sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, environ 26 % bénéficient d'un mécanisme de découplage des revenus leur offrant une protection contre le risque de fluctuation des volumes ou d'un plan de tarification fondé sur une formule de calcul leur permettant d'ajuster leurs tarifs chaque année de façon à tenir compte des fluctuations des volumes / de la demande, tandis que 18 % bénéficient de clauses d'ajustement relatives à la

normalisation des effets climatiques. Somme toute, il s'avère que HQD est un peu moins bien protégée contre les fluctuations des volumes / de la demande que les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien, dont la plupart bénéficient d'un mécanisme de découplage des revenus ou d'un mécanisme d'ajustement en fonction des pertes de revenus qui leur offre une meilleure protection contre le risque lié aux fluctuations des volumes que celle dont bénéficie HQD, qui ne dispose que d'un compte d'écart pour les écarts attribuables aux conditions climatiques. De même, HQD est un peu moins bien protégée contre le risque lié aux fluctuations des volumes que les sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, dont 44 % environ bénéficient d'un mécanisme de découplage des revenus, d'un plan de tarification fondé sur une formule de calcul ou de clauses d'ajustement relatives à la normalisation des effets climatiques.

Q. Concentric a-t-elle également pris en compte le risque lié aux fluctuations de la demande / des volumes auquel sont exposées les entreprises de transport d'électricité?

R. Oui. HQT n'est pas exposée au risque lié aux fluctuations de la demande. Plus précisément, les revenus requis des services de transport de HQT sont affectés aux services de transport pour l'alimentation de la charge locale et aux services de transport de point à point en fonction de l'ensemble de leurs besoins en capacité. HQT alimente la charge locale au tarif qui est établi au début de l'année en fonction de la demande de pointe de HQD pour l'année en question. La capacité résiduelle est mise à la disposition des autres clients des services de transport. La plus grande partie de la capacité de transport de HQT disponible pour les services de transport de point à point fait l'objet de contrats à long terme, et la capacité

réservée par les clients des services de point à point leur est facturée, peu importe qu'ils l'utilisent ou non. HQD verse à HQT une prime de puissance mensuelle fixe qui correspond à un douzième des besoins en produits annuels de HQT pour les services de transport destinés à l'alimentation de la charge locale. En 2007, la Régie a établi un nouveau compte d'écart qui correspond à l'écart entre les prévisions de la Régie à l'égard des revenus liés aux services de transport de point à point établies aux fins de la fixation des tarifs et les revenus réels tirés de ces services.

Les autres sociétés de transport d'électricité faisant partie du groupe de référence canadien sont également peu exposées au risque lié aux fluctuations de la demande. Par exemple, comme ATCO Electric Transmission récupère ses revenus requis approuvés auprès de l'Alberta Electric System Operator en procédant à douze prélèvements mensuels égaux, elle ne dépend pas des tarifs ou des volumes de l'électricité transportée sur son réseau. Parmi les sociétés publiques de services de transport d'électricité du Canada, Hydro One Networks établit les tarifs de ses services de transport en fonction de la congestion, plutôt qu'en vertu de contrats d'achats fermes, comme HQT. En raison de ces modalités de tarification, Hydro One Networks est légèrement plus exposée que HQT aux risques liés aux activités de transport. Le CEO approuve les tarifs de transport et de distribution d'Hydro One Networks en s'appuyant sur les niveaux de charge et de consommation d'électricité anticipés. Si la charge ou la consommation réelle d'électricité est inférieure aux niveaux anticipés, le taux de rendement de la société à l'égard de l'une ou l'autre de ces activités, voire des deux, peut baisser considérablement.

Parmi les entreprises du groupe de référence américain, certaines sont établies dans une région

desservie par un exploitant de réseau autonome (*Independent System Operator* ou ISO) ou par un exploitant de réseau de transport régional (*Regional Transmission Operator* ou RTO), d'autres non. Dans les régions où est établi un ISO ou un RTO, le coût des services de transport d'électricité utilisant un ensemble d'installations de transport (habituellement de 115 kW ou plus) est calculé en fonction des revenus requis des propriétaires d'entreprises de services de transport d'électricité de la région. Pour déterminer le tarif des services de transport d'électricité, chaque propriétaire doit calculer les revenus requis annuels pour ses installations admissibles suivant une formule de calcul des revenus requis intégrée aux tarifs de l'ISO ou du RTO. Cette formule comprend généralement les coûts d'exploitation et de maintenance des installations admissibles, de même que le rendement sur la base de tarification. Chaque année, chaque propriétaire d'entreprise de services de transport d'électricité intègre ses propres coûts annuels à cette formule pro forma. Ces revenus requis individuels sont ensuite regroupés par l'ISO, puis répartis en fonction de la demande de pointe mensuelle correspondante, de façon à permettre le calcul du tarif des services de transport d'électricité. Puisque les propriétaires des entreprises de services de transport d'électricité ne peuvent ni sur-recouvrer ni sous-recouvrer leurs coûts, ils doivent procéder à un rajustement de leurs revenus requis de l'année précédente, lorsqu'il y a lieu, de façon à tenir compte de tous les sur-recouvrements ou sous-recouvrements de l'année précédente. C'est ainsi qu'ils ne sont pas exposés au risque lié aux fluctuations de la demande, car ils ont l'assurance de recouvrer entièrement leurs coûts.

Dans les régions où aucun ISO ou RTO n'est établi, l'on procède de la même façon pour déterminer les revenus requis des entreprises de services de transport d'électricité, seule l'entité percevant les revenus différant d'une région à l'autre. Dans ces régions où aucun ISO

ou RTO n'est établi, chaque propriétaire d'entreprise de services de transport d'électricité détermine le tarif de ses propres services de transport d'électricité en fonction de ses prévisions quant à l'évolution de ses coûts et de la demande dans le territoire qu'il sert. Chaque propriétaire d'entreprise de services de transport d'électricité perçoit également des revenus auprès des clients qui utilisent son réseau de transport d'électricité. Ces clients doivent payer le tarif de transport d'électricité applicable sur le réseau qu'ils utilisent pour servir leur propre clientèle. Comme dans les régions où est établi un ISO ou un RTO, les propriétaires d'entreprises de services de transport d'électricité des régions où aucun ISO ou RTO n'est établi ont l'assurance de pouvoir recouvrer entièrement leurs coûts et, chaque année, ils mettent à jour les tarifs de leurs services de transport d'électricité de façon à tenir compte de tous les sur-recouvrements ou sous-recouvrements de l'année précédente. C'est pourquoi ces propriétaires d'entreprises de services de transport d'électricité ne sont pas exposés au risque de fluctuation de la demande.

4) Risque de non-recouvrement des dépenses en immobilisations

Q. Veuillez fournir des explications quant au risque de non-recouvrement des dépenses en immobilisations.

R. Les dépenses en immobilisations représentent une arme à deux tranchants pour les entreprises de services publics. D'une part, elles favorisent la croissance des dividendes et l'appréciation du cours de l'action; d'autre part, elles peuvent induire un accroissement des besoins de financement externe et générer des pressions sur les flux de trésorerie et les mesures du crédit, sans ajustement continu des tarifs tenant compte de l'expansion du réseau. Les agences de notation considèrent que le risque de non-recouvrement des dépenses en immobilisations

représente un risque d'affaires et un risque réglementaire importants. Par exemple, en traitant de l'importance pour les entreprises de services publics de prendre des dispositions en vue du recouvrement de leurs coûts et de l'amélioration de la qualité de leur crédit, Moody's énonce ce qui suit :

[Traduction] D'importants programmes d'investissement ont été mis en œuvre dans le secteur des services publics, les entreprises du secteur ayant prévu des investissements considérables à l'égard de l'ensemble de leurs activités, notamment au chapitre de leurs activités de production, de transport et de distribution d'électricité, de même que l'engagement d'importantes dépenses axées sur la conformité aux règles environnementales. Vu l'ampleur et la complexité de bon nombre de ces projets, Moody's insiste grandement sur l'importance de la certitude réglementaire à l'égard du recouvrement de tels coûts, ce qui est essentiel au maintien de la qualité du crédit des entreprises de services publics. Dans le cas de certains de ces projets, particulièrement à la lumière de l'accroissement de l'incertitude quant à l'évolution de l'économie et au calendrier d'adoption des futures dispositions législatives et réglementaires relatives aux émissions de carbone, l'adoption de mesures réglementaires permettant aux entreprises de services publics de recouvrer leurs coûts à l'avance favoriserait grandement l'amélioration de la qualité de leur crédit. Cela permettrait de limiter le risque réglementaire lié au rejet ou au non-recouvrement de coûts déjà engagés¹³⁵.

Q. Quels sont les divers moyens adoptés par les organismes de réglementation pour permettre aux entreprises de services publics de réduire leur risque de non-recouvrement de leurs dépenses en immobilisations?

R. Pour permettre aux entreprises de services publics de réduire leur risque de non-recouvrement de leurs dépenses en immobilisations, les organismes de réglementation du secteur ont adopté les mesures suivantes : 1) obligation de faire préapprouver les budgets d'investissement ou les projets d'immobilisations importants, 2) autorisation des entreprises de services publics d'obtenir un rendement en espèces sur leurs travaux en cours, et 3) approbation des

¹³⁵ Moody's Investors Service, *Cost Recovery Provisions Key to Investor Owned Utility Rating and Credit Quality: Evaluating a Utility's Ability to Recover Costs and Earn Returns*, 18 juin 2010, p. 8.
[DOCSMTL-5308515v1](#)

mécanismes de suivi des coûts permettant aux entreprises de services publics de recouvrer leurs dépenses en immobilisations pour le remplacement de leurs infrastructures vieillissantes.

Q. HQD et HQT ont-elles fait préapprouver leurs budgets d'investissement ou leurs projets d'immobilisations importants?

R. Oui. La Régie approuve chaque année le budget d'investissement de leurs petits projets, selon le montant qui leur est affecté, et elle approuve chacun de leurs projets importants dont le coût estimatif est supérieur à 25 millions de dollars, dans le cas de HQT, et à 10 millions de dollars, dans le cas de HQD. Les projets faisant partie de ce budget d'investissement approuvé sont rattachés à l'année témoin anticipée de HQT et de HQD, puis intégrés à leur base de tarification en vue du recouvrement des coûts, dans la mesure où l'entrée en service doit avoir lieu au cours de cette année. Bien que la préapprobation des projets de construction permette à HQT et à HQD de recouvrer leurs dépenses en immobilisations après l'entrée en service des centrales, elle ne leur permet pas d'obtenir un rendement en espèces sur les projets de construction en cours.

Comme l'indique le tableau 4 de la pièce JMC-4, 22 % des sociétés d'exploitation (selon le nombre de clients) du groupe de référence canadien font préapprouver leurs projets d'investissement particuliers, tandis que 68 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines peuvent soumettre à la Commission une demande de préapprobation de leurs coûts de construction.

Q. Pourquoi les investisseurs et les agences de notation préfèrent-ils les entreprises de services publics qui ont la permission d'obtenir un rendement en espèces des coûts

des travaux en cours, plutôt que celles qui font appel à la provision pour les fonds utilisés pendant la construction?

R. Les investisseurs peuvent s'inquiéter du fait 1) que de multiples projets d'immobilisations exercent des pressions sur les flux de trésorerie et les mesures de crédit des sociétés pendant la construction, 2) que tout retard dans la réalisation d'un projet reporte davantage le recouvrement des coûts, et 3) qu'une partie des coûts supérieurs aux montants préapprouvés puisse être considérée comme étant imprudente. Par exemple, Moody's a déclaré ce qui suit :

[Traduction] De même, l'intégration du coût des travaux en cours à la base de tarification permet d'obtenir une plus grande certitude réglementaire, de réduire les risques de chocs tarifaires ou de refus d'organismes de réglementation à la fin des travaux et de contribuer à l'atténuation des pressions financières sur les entreprises de services publics au cours d'un cycle d'accumulation des immobilisations. Certains de ces concepts exigent que l'on s'écarte considérablement de la vision de la réglementation tarifaire classique, en vertu de laquelle les coûts sont généralement recouverts dans le cadre de la tarification seulement après la réalisation et la mise en service d'un projet¹³⁶.

Du point de vue des investissements et des flux de trésorerie, la possibilité d'obtenir un rendement en espèces sur les coûts des travaux en cours est donc favorable, particulièrement dans le cas des projets d'immobilisations importants dont l'achèvement n'est pas prévu avant plusieurs années, du fait qu'elle permet 1) de recouvrer plus rapidement les coûts engagés, 2) de réduire les pressions exercées sur les flux de trésorerie et les profils de crédit au cours des travaux de construction, et 3) d'abaisser le niveau d'inquiétude quant aux chocs tarifaires. Ce traitement réglementaire est cohérent avec les dossiers tarifaires annuels permettant un rendement sur les actifs en construction qui ne sont pas encore en service. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction, en vertu de laquelle l'obtention du rendement

¹³⁶ *Ibid.*, p. 2.

complet est reportée à la mise en service de la centrale, constitue la solution de rechange. Bien que les résultats comptabilisés à l'égard de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction soient comparables à ceux comptabilisés à l'égard des coûts des travaux en cours ou des dossiers tarifaires annuels, une entreprise de services publics ayant comptabilisé une provision pour les fonds utilisés pendant la construction se trouve à diminuer ses flux de trésorerie et son intégrité financière au cours des travaux de construction, ce qui a pour effet d'accroître l'incertitude des investisseurs et ce qui risque d'entraîner une hausse du coût des emprunts futurs.

Comme l'indique le tableau 4 de la pièce JMC-4, ATCO Electric Transmission est la seule société d'exploitation du groupe de référence canadien qui a été autorisée à intégrer les coûts des travaux en cours à la base de tarification de ses services de transport pour les projets directement attribués par l'AESO¹³⁷. Enbridge Gas Distribution peut obtenir un rendement en espèces sur le coût des travaux en cours, bien que rien n'indique qu'elle ait demandé l'autorisation d'intégrer le coût de ses travaux en cours à sa base de tarification. En comparaison, 45 % des sociétés d'exploitation (selon le nombre de clients) du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines ont été autorisées à intégrer le coût de leurs travaux en cours à leur base de tarification pendant les travaux de construction se rapportant à leurs projets d'immobilisations importants.

Q. Pourquoi les mécanismes de suivi des dépenses en immobilisations sont-ils importants pour les entreprises de services publics, les clients et les investisseurs?

R. Un autre aspect important du recouvrement des dépenses en immobilisations des entreprises de services publics de distribution et de transport d'électricité se rapporte à la réparation et au

¹³⁷ Alberta Utilities Commission, ATCO Electric Ltd, *2011-2012 Phase I Distribution Tariff and 2011-2012 Transmission Facility Owner Tariff*, *Décision 2011-134*, le 13 avril 2011, p. 10 et 11.
[DOCSMTL-53085151](#)

remplacement des infrastructures vieillissantes ainsi qu'à la conformité aux réglementations gouvernementales, aux critères d'efficacité énergétique et aux normes en matière d'énergies renouvelables¹³⁸. Certains organismes de réglementation ont autorisé les entreprises de services publics d'électricité à mettre en œuvre des mécanismes de suivi des coûts ou des ajustements de tarifs permettant le recouvrement des coûts liés à ces investissements sur une période donnée.

HQD et HQT ne disposent pas de mécanismes de suivi des dépenses en immobilisations. Les deux divisions sont plutôt autorisées à recouvrer, dans le cadre du processus réglementaire habituel, le coût de leurs projets liés au remplacement ou à la réparation de leurs infrastructures vieillissantes, à la conformité aux réglementations environnementales et à l'amélioration de la qualité des services. Les coûts liés à ces projets, dans la mesure où l'entrée en service est prévue au cours de cette année, sont intégrés à la base de tarification en vue de leur recouvrement dans le cadre de la tarification des services de transport et de distribution d'électricité. Comme l'indique le tableau 4 de la pièce JMC-4, 76 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien sont autorisées à recouvrer ces types de coûts au moyen de leurs comptes d'écart /de report ou de mécanismes de suivi des coûts, tandis que 64 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines bénéficient d'un mécanisme de suivi des coûts ou de clauses d'ajustement aux fins du recouvrement de ces types d'investissements.

¹³⁸ Bien que le Québec ne se soit pas doté de normes en matière d'énergies renouvelables, principalement du fait que l'hydroélectricité produite par Hydro-Québec est une importante source d'énergie renouvelable, il s'agit d'une considération importante dans les autres provinces canadiennes et dans les États américains ayant mis en œuvre de telles normes.

Q. Quelles sont vos conclusions quant au recouvrement des dépenses en immobilisations de HQD et de HQT comparativement à celles recouvrées par les groupes de référence canadien et américain?

R. Les travaux de recherche et d'analyse de Concentric nous amènent à croire que le niveau d'atténuation des risques de non-recouvrement des dépenses en immobilisations de HQD et de HQT est généralement comparable à celui du groupe de référence canadien, car les entreprises de services publics réglementées canadiennes procèdent plus fréquemment à des dépôts de dossiers tarifaires, de sorte qu'elles peuvent intégrer leurs investissements à leur base de tarification après la mise en service de leurs projets et commencer à obtenir un rendement sur ces investissements, et ce, sans décalage réglementaire important. En outre, HQD et HQT font préapprouver leurs dépenses en immobilisations (y compris l'approbation particulière de leurs projets importants), contrairement à bon nombre d'entreprises de services publics canadiennes. Pour ce qui est des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, Concentric en vient à la conclusion que, bien que ces entreprises américaines ne procèdent généralement pas aussi fréquemment à des dépôts de dossiers tarifaires que leurs vis-à-vis canadiennes, elles bénéficient à cet égard d'un niveau de protection similaire ou supérieur à celui dont bénéficient HQD et HQT, grâce soit à l'approbation du coût des travaux en cours intégré à leur base de tarification à l'étape de la construction de la centrale, soit à la mise en œuvre de mécanismes de suivi des coûts permettant le recouvrement accéléré des dépenses en immobilisations engagées en vue du remplacement de leurs infrastructures vieillissantes.

5) Réglementation des tarifs et partage des écarts de rendement

Q. Veuillez décrire les risques liés au mode de recouvrement des revenus requis des entreprises de services publics.

R. Les entreprises de services publics recouvrent habituellement leurs revenus requis en établissant leurs tarifs en fonction des dépenses admissibles et du niveau d'actifs utiles au cours d'une année témoin donnée. Pour inciter les entreprises de services publics à obtenir des gains d'efficacité opérationnelle et à réaliser des économies de coûts, certains organismes de réglementation ont approuvé des mécanismes de réglementation incitative (« MRI ») ou des plans de réglementation incitative basée sur la performance, dont plusieurs permettent à l'entreprise de services publics de conserver un pourcentage des économies de coûts réalisées, dans la mesure où elle continue de se conformer aux normes de qualité de service. Ces MRI peuvent toutefois générer des risques supplémentaires pour les entreprises de services publics. Dans son évaluation du risque réglementaire dans le secteur des services publics, DBRS a récemment indiqué qu'elle considère que le risque lié à la réglementation fondée sur le coût du service est moindre que le risque lié à la réglementation incitative. Après s'être également penchée sur la durée de la période d'application de la réglementation incitative, DBRS considère que de brèves périodes d'application des MRI sont préférables¹³⁹. Le tableau 12 indique comment DBRS a établi son classement en fonction de la méthode de réglementation tarifaire utilisée (c.-à-d. coût du service vs réglementation incitative).

¹³⁹ DBRS, *Assessing Regulatory Risk in the Utility Sector*, mai 2012, p. 8.
[DOCSMTL-53085151](#)

**Tableau 12 : Critères de classement utilisés par DBRS :
Coût du service vs réglementation incitative¹⁴⁰**

Résultat	Élément	Définition
Exceptionnel	Coût du service	<ul style="list-style-type: none"> • Régime de coûts de service permettant aux entreprises de services publics de recouvrer les coûts d'exploitation engagés de façon prudente et raisonnable. • Les dépenses en immobilisations sont examinées et approuvées par l'organisme de réglementation dans le cadre du dépôt annuel du dossier relatif au coût du service. • Un bon mécanisme permet à l'entreprise de services publics de recouvrer ses coûts d'exploitation extraordinaires.
Excellent	MRI (3 ans ou moins)	<ul style="list-style-type: none"> • Le régime du MRI prévoit un maximum de trois ans entre les années de recouvrement du coût du service. • L'organisme de réglementation établit un facteur de productivité raisonnable. • Un mécanisme raisonnable permet de prendre en compte les dépenses en immobilisations supplémentaires.
Très bon	MRI (cadre d'application de 4 à 5 ans)	<ul style="list-style-type: none"> • La période d'application du MRI est de quatre à cinq ans. • L'organisme de réglementation établit un facteur de productivité raisonnable. • Un mécanisme raisonnable permet de prendre en compte les dépenses en immobilisations supplémentaires.
Bon	MRI (cadre d'application de 6 à 10 ans)	<ul style="list-style-type: none"> • La période d'application du MRI est de six à dix ans. • L'organisme de réglementation établit un facteur de productivité raisonnable. • Un mécanisme raisonnable permet de prendre en compte les dépenses en immobilisations supplémentaires.
Satisfaisant	MRI (cadre d'application de plus de 10 ans)	<ul style="list-style-type: none"> • La période d'application du MRI est de plus de dix ans. • L'organisme de réglementation établit un facteur de productivité raisonnable. • Un mécanisme raisonnable permet de prendre en compte les dépenses en immobilisations supplémentaires.

HQD et HQT n'ont jamais eu recours à un MRI. Parmi les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien, Enbridge Gas Distribution a appliqué un MRI quinquennal qui est venu à échéance le 31 décembre 2012 et elle prévoit déposer auprès de la CEO un nouveau

¹⁴⁰ *Ibid.*,
[DOCSMTL - 5308515/1](#)

plan MRI qui devrait entrer en vigueur pour l'année tarifaire 2014; ATCO Electric Distribution et Fortis Alberta devaient commencer à appliquer un MRI le 1^{er} janvier 2013, sous réserve de l'approbation de dépôts conformes auprès de l'AUC; tandis que Gaz Métro a déposé à la Régie un recours en vue de l'établissement d'un nouveau MRI pour l'année tarifaire 2014, bien que la société soit soumise à la réglementation fondée sur le coût du service pour l'année tarifaire 2013. Comme l'indique le tableau 5 de la pièce JMC-4, 76 % des sociétés d'exploitation (selon le nombre de clients) du groupe de référence canadien sont assujetties à un MRI assorti d'un plan de tarification pluriannuel, tandis que 24 % sont assujetties à la réglementation classique fondée sur le coût du service. Parmi les sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, 58 % (selon le nombre de clients) sont assujetties à un MRI (50 % bénéficiant d'un plan de tarification pluriannuel et 8 %, d'un plan de tarification fondé sur une formule de calcul) et 42 % sont assujetties à la réglementation classique fondée sur le coût du service.

Par le passé, HQD et HQT n'ont pas eu à partager d'excédents avec leurs clients, pas plus qu'elles n'ont été autorisées à se tourner vers ceux-ci pour recouvrer un manque à gagner. Parmi les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien, Enbridge Gas Distribution et la Newfoundland Power sont toutes deux tenues de partager un pourcentage de l'excédent de leur rendement autorisé. Toutefois, les MRI d'ATCO Electric Distribution et de Fortis Alberta, qui ont récemment été approuvés, ne comprennent aucune composante de MPÉ. Comme l'indique le tableau 5 de la pièce JMC-4, 64 % des sociétés d'exploitation (selon le nombre de clients) du groupe de référence canadien et 58 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines disposent d'un

MPÉ, dans le cadre soit d'un plan de tarification pluriannuel, soit d'un plan de tarification fondé sur une formule de calcul.

Si HQD et HQT devaient commencer à se prévaloir d'un MPÉ ou d'un MRI, tous leurs risques d'affaires dépendraient de la conception et des paramètres du plan particulier mis en œuvre. Voici quels seraient ces paramètres importants : 1) l'échéance du plan, 2) le niveau des facteurs de productivité, 3) les dispositions en vue du recouvrement des dépenses en immobilisations supplémentaires, et 4) la question de savoir si un MPÉ est symétrique ou asymétrique, les zones sans partage, et les pourcentages de partage. En général, comme DBRS l'a observé, toute modification à la réglementation fondée sur le coût du service est réputée se traduire par une augmentation des risques des entreprises de services publics. Un MPÉ raisonnablement équilibré ne devrait toutefois pas avoir d'incidence importante sur le niveau de risque auquel sont exposées HQD et HQT.

6) Décalage réglementaire

Q. Qu'est-ce que le décalage réglementaire et dans quelle mesure influe-t-il sur les risques d'affaires auxquels sont exposées les entreprises de services publics de distribution et de transport d'électricité?

R. Le décalage réglementaire correspond au délai entre le moment où une entreprise de services publics engage des coûts pour servir ses clients et le moment où elle les recouvre à même la tarification. Le décalage réglementaire diffère d'un territoire à l'autre, selon le moment où sont recueillies les données de la période témoin et selon la durée du processus relatif aux dossiers tarifaires. Par exemple, si, en l'absence d'une croissance compensatoire des revenus ou d'une

réduction des autres dépenses, une entreprise de services publics investit dans la mise en service d'une infrastructure nécessaire à la prestation d'un service sécuritaire et fiable et que le coût qui y est associé n'est destiné à être pris en compte dans la base de tarification qu'au moment du dépôt du dossier tarifaire subséquent, il y a un décalage réglementaire auquel est rattaché un coût réel quant au manque à gagner. Le décalage réglementaire se traduit par une attrition des bénéfices lorsque les bénéfices d'une entreprise de services publics sont systématiquement inférieurs aux niveaux autorisés.

Q. Comment avez-vous évalué le risque lié au décalage réglementaire?

R. Divers facteurs influent sur la mesure selon laquelle une entreprise de services publics doit composer avec un décalage réglementaire : 1) la convention relative à l'année témoin, 2) l'application d'une tarification provisoire tandis qu'un dossier tarifaire est en cours d'approbation, 3) le décalage du point de vue du dossier tarifaire.

a) Convention relative à l'année témoin

Une année témoin anticipée permet à une entreprise de services publics de recouvrer des dépenses anticipées plutôt que des dépenses historiques, de façon à ce qu'elle puisse ainsi réduire le décalage réglementaire et l'attrition de ses bénéfices. La Régie utilise une année témoin anticipée pour établir les revenus prévus de HQD et de HQT, à l'instar de toutes les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien et de 82 % des sociétés d'exploitation (selon le nombre de clients) du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines exploitées dans les territoires utilisant des années témoins entièrement ou partiellement anticipées, tandis que 18 % des sociétés d'exploitation de ce groupe utilisent

des années témoins historiques ajustées en fonction de modifications connues et mesurables, comme l'indique le tableau 6 de la pièce JMC-4.

b) Tarification provisoire

La tarification provisoire permet à une entreprise de services publics de hausser ses tarifs actuels en vue du recouvrement de coûts plus élevés pour une année témoin alors qu'un dossier tarifaire est en cours d'approbation, généralement sous réserve d'un remboursement après l'adoption de la tarification définitive, tandis que la tarification suspendue a pour effet de maintenir les tarifs en vigueur jusqu'à l'adoption d'une décision à l'égard de la nouvelle tarification. Certaines autorités réglementaires approuvent régulièrement des tarifications provisoires, tandis que d'autres n'approuvent que la tarification provisoire des entreprises de services publics qui peuvent démontrer que, sans l'adoption de celle-ci, leur intégrité financière risque d'être compromise. HQD continue d'appliquer les tarifs en vigueur jusqu'à ce que la Régie approuve sa tarification définitive pour la nouvelle année de tarification, tandis que HQT applique la tarification provisoire approuvée par la Régie, sous réserve d'un ajustement des factures envoyées aux clients une fois que la tarification définitive est adoptée. Comme l'indique le tableau 6 de la pièce JMC-4, 29 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien et 55 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines sont exploitées dans des territoires permettant l'application d'une tarification provisoire en toutes circonstances, tandis que 37 % des sociétés d'exploitation du groupe de référence américain sont autorisées à mettre en œuvre une tarification provisoire dans les situations d'urgence financière¹⁴¹.

¹⁴¹ Enbridge Gas Distribution et Gaz Métro ne sont pas englobées dans ces pourcentages, les deux entreprises étant assujetties à des plans réglementaires incitatifs, pas plus qu'Alabama Power et Mississippi Power, qui sont assujetties à des plans de tarification fondée sur une formule de calcul.

c) Décalage du point de vue du dossier tarifaire

Le décalage du point de vue du dossier tarifaire correspond à la durée écoulée entre le dépôt d'un dossier tarifaire et l'adoption de la décision à l'égard de celui-ci. Le décalage du point de vue du dossier tarifaire est important, particulièrement dans le cas des entreprises de services publics utilisant une année témoin historique, du fait qu'au moment de l'entrée en vigueur d'une nouvelle tarification, celle-ci peut ne pas être représentative de leurs dépenses admissibles. Au cours des dernières années, les sociétés d'exploitation canadiennes ont généralement mis un peu plus d'un mois de plus que les sociétés du groupe de référence américain pour élaborer leurs dossiers tarifaires (soit 9,9 mois au Canada, comparativement à 8,7 mois aux États-Unis), HQD et HQT ne faisant pas exception à cette règle.

Q. Quelle est votre conclusion quant à l'incidence du décalage réglementaire sur HQD et sur HQT, comparativement aux groupes de référence canadien et américain?

R. En s'appuyant sur cette preuve, Concentric a constaté que la protection dont bénéficient HQD et HQT contre le risque réglementaire lié à l'utilisation d'années témoins anticipées est comparable à celle dont bénéficient les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien et que ce risque est légèrement inférieur à celui auquel sont exposées les entreprises du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, l'utilisation d'années témoins entièrement anticipées étant moins courante aux États-Unis. Pour ce qui est du risque lié à la tarification provisoire, HQD est un peu plus exposée que les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien et davantage exposée que les sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité

américaines, dont la grande majorité peuvent demander l'application d'une tarification provisoire. À cet égard, HQT est un peu moins exposée que les sociétés d'exploitation du groupe de référence canadien, étant toutefois exposée à un niveau de risque similaire à celui auquel sont exposées les sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines. Finalement, l'exposition de HQD et de HQT au risque lié au décalage du point de vue du dossier tarifaire est similaire à celle du groupe de référence canadien et légèrement supérieure à celle des sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines, qui bénéficient de délais plus courts entre le dépôt du dossier tarifaire et l'adoption d'une décision à cet égard.

7) Mécanismes de recouvrement des coûts

Q. Veuillez décrire le risque lié au recouvrement des coûts ayant tendance à fluctuer considérablement d'une année à l'autre, comparativement au montant recouvré par la tarification.

R. Les mécanismes de recouvrement des coûts représentent l'un des facteurs les plus importants permettant de déterminer si une entreprise de services publics est en mesure ou non d'obtenir le RCP autorisé. Concentric a examiné plusieurs catégories de coûts 1) qui tendent à fluctuer considérablement d'une année à l'autre, 2) dont le montant est considérable, et 3) qui échappent généralement au contrôle de la direction de l'entreprise de services publics. Parmi les catégories de coûts que doivent engager les entreprises de services publics réglementées, Concentric a pris en compte les suivantes : 1) les charges de retraite, 2) les créances douteuses, 3) le recouvrement des coûts liés aux tempêtes, 4) les variations de taux d'intérêt, et 5) les

coûts de gestion relatifs à l'efficacité énergétique et à la demande.

Q. Les autorités réglementaires du Canada et des États-Unis ont-elles utilisé les mêmes mécanismes de recouvrement pour ces types de coûts?

R. Non, elles ont utilisé des mécanismes de recouvrement des coûts différents. Dans les cas où des écarts ont été constatés au Canada entre les coûts réels et les coûts relatifs à une année témoin, les organismes de réglementation ont généralement traité ces fluctuations en approuvant des comptes d'écart, qui visent à réduire l'instabilité des bénéfices et des flux de trésorerie occasionnée par les fluctuations de coûts et de revenus. Pour leur part, les organismes de réglementation américains ont adopté une approche légèrement différente. Plus particulièrement, les organismes de réglementation du secteur des services publics des États-Unis ont généralement approuvé des clauses d'ajustement /suppléments tarifaires et des mécanismes de suivi des coûts permettant le recouvrement de coûts ayant tendance à fluctuer. Les clauses d'ajustement/suppléments tarifaires sont des ajustements temporaires apportés à la facture des clients qui se traduisent par l'application d'une hausse ou d'une baisse de tarifs d'un montant donné pour une durée limitée. Un mécanisme de suivi des coûts est une clause d'ajustement grâce à laquelle les tarifs d'une entreprise de services publics peuvent fluctuer en fonction de variations de coûts ou de l'évolution des conditions. Quelle que soit la méthode particulière que les organismes de réglementation ont décidé d'adopter pour atténuer le risque de non-recouvrement des coûts, il ressort que la grande majorité des entreprises de services publics du Canada et des États-Unis disposent de mécanismes de recouvrement grâce auxquels leurs clients et elles-mêmes peuvent se protéger contre les fluctuations importantes

de coûts et contre les événements échappant au contrôle de la direction.

Q. Veuillez exposer les résultats de votre analyse des mécanismes de recouvrement des coûts utilisés par HQD et HQT ainsi que ceux utilisés par les groupes de référence canadien et américain.

R. Le tableau 7 de la pièce JMC-4 présente, pour les catégories de coûts susmentionnées, les mécanismes de recouvrement des coûts mis en œuvre par HQD et HQT ainsi que par les sociétés d'exploitation des groupes de référence canadien et américain. Le tableau 13 résume le pourcentage de sociétés d'exploitation (selon le nombre de clients) des groupes de référence canadien et américain qui disposent d'un type quelconque de mécanisme de recouvrement de chacun de ces coûts.

Tableau 13 : Mécanismes de recouvrement des coûts

Coûts	HQD	HQT	Groupe de réf. canadien	Groupe de réf. américain
Charges de retraite	Oui	Oui	69 %	36 %
Créances douteuses	Non	Non	5 %	13 %
Recouvrement des coûts liés aux tempêtes	Limité ¹⁴²	Non	0 %	79 %
Variations de taux d'intérêt	Non	Non	9 %	17 %
Coûts de gestion relatifs à l'efficacité énergétique et à la demande	Non	s. o.	81 %	76 %

À partir de cette analyse, Concentric en vient à la conclusion que, tout compte fait, HQD et HQT bénéficient de protections réglementaires similaires à celles dont bénéficient les sociétés

¹⁴² Suivant la décision D-2009-016, HQD dispose d'un mécanisme qui lui permet de recouvrer une partie de ses coûts d'exploitation liés à une panne majeure. Plus particulièrement, HQD peut se prévaloir d'une provision tarifaire pouvant aller jusqu'à 8 millions de dollars par année et elle dispose d'un compte d'écart qu'elle peut utiliser lorsque ses coûts d'exploitation sont supérieurs à 16 millions de dollars. HQD court un risque lorsque ses coûts d'exploitation liés aux tempêtes se situent entre 8 millions de dollars et 16 millions de dollars. Le mécanisme ne s'applique pas aux dépenses en immobilisations relatives aux actifs endommagés en situation de tempête.

rattachées aux groupes de référence canadien et américain relativement à certaines catégories de coûts qui ont tendance à fluctuer considérablement d'une année à l'autre, qui sont importants vu leur nature et qui échappent au contrôle de la direction des entreprises de services publics. Toutefois, comme l'indique le tableau 13, HQD et HQT sont plus exposées que la plupart des sociétés d'exploitation du groupe de référence américain au risque de non-recouvrement des coûts liés aux tempêtes, mais elles bénéficient d'une meilleure protection qu'elles contre le risque de variations des charges de retraite.

8) Risques à plus long terme

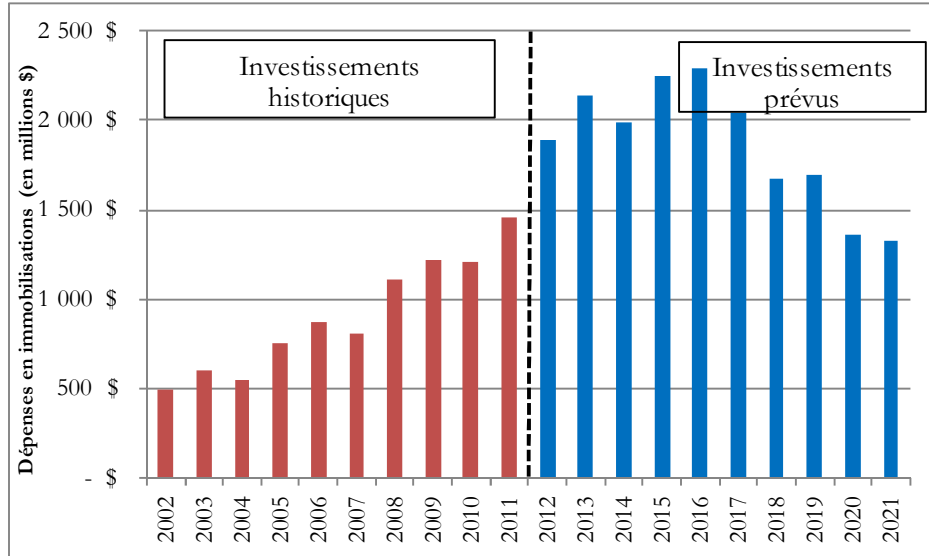
Q. Avez-vous pris en compte d'autres risques à plus long terme qui font que HQD et HQT se démarquent des sociétés des groupes de référence canadien et américain?

R. Oui, Concentric a pris en compte plusieurs autres facteurs. Premièrement, HQD est davantage exposée au risque lié à la concurrence, du fait de sa forte concentration dans le secteur des clients industriels au Québec, ce qui la rend plus vulnérable aux risques à plus long terme liés à un éventuel ralentissement économique pouvant amener ces clients industriels à réduire leur consommation d'électricité, de même qu'à recourir à un contournement économique ou à opter pour l'autoproduction s'ils en venaient à considérer que ces options sont plus économiques. Comme l'indique le tableau 2 de la pièce JMC-3, environ 31 % des revenus de distribution de HQD en 2011 découlent des ventes à ses clients industriels, ce pourcentage étant beaucoup plus élevé que pour les autres distributeurs d'électricité des groupes de référence canadien et américain, à l'exception d'ATCO Electric Distribution (36 %).

Deuxièmement, HQD est davantage exposée aux risques d'affaires que lorsque la Régie a déterminé son RCP précédent, en raison de la compétitivité relative de l'électricité et du gaz naturel au Québec. Cela est particulièrement important dans le cas de HQD, vu le grand nombre de clients résidentiels et de clients commerciaux utilisant le chauffage électrique au Québec. Étant donné que le prix du gaz naturel a baissé au cours des dernières années, cette source de combustible est devenue plus concurrentielle dans le contexte québécois, où le prix de l'électricité est bas.

Troisièmement, HQT s'est engagée dans un important programme de dépenses en immobilisations en vertu duquel elle dépensera environ 17 milliards de dollars au cours des neuf prochaines années (2013-2021) afin de répondre à la demande de croissance, de mettre à niveau son infrastructure actuelle et de remplacer ses lignes et ses équipements de transport vieillissants. Comme l'indique le graphique 6, les prévisions de dépenses en immobilisations annuelles de HQT pour la période 2013-2017 sont beaucoup plus élevées que les niveaux historiques de la période 2002-2011. Plus particulièrement, elles s'établissent à 2 140,7 millions de dollars pour la période 2013-2017, comparativement aux dépenses en immobilisations annuelles historiques de 906,3 millions de dollars pour la période 2002-2011. Il s'agit d'une augmentation de 136 %.

Graphique 6 : Investissements historiques et investissements prévus de HQT



Les besoins en immobilisations de HQT font qu'elle devra pouvoir bénéficier de conditions raisonnables soutenues sur les marchés financiers, de façon à pouvoir maintenir pendant cette période son intégrité financière et sa cote de crédit. Au cours des dix prochaines années, le recouvrement rapide de ces dépenses en immobilisations représentera pour HQT un risque d'affaires et un risque financier importants.

ANNEXE B : ANALYSE DU RISQUE FINANCIER

Q. Veuillez faire une comparaison d'ordre général du risque financier des entreprises de services publics canadiennes et américaines.

R. Règle générale, les organismes de réglementation du Canada ont eu tendance à approuver des ratios des capitaux propres réputés moins élevés qu'aux États-Unis pour les entreprises de services publics réglementées. Concentric est d'avis que cette pratique a évolué pour deux raisons principales : 1) il y a un historique de propriété gouvernementale des entreprises de services publics au Canada, tout particulièrement dans le secteur de l'électricité et, un peu comme les entreprises de services publics américaines détenues par des municipalités et des États, ces entreprises de services publics bénéficient d'un soutien gouvernemental explicite ou implicite qui leur permet d'avoir des ratios d'endettement plus élevés; 2) les organismes de réglementation canadiens évaluent les ratios d'endettement des entreprises de services publics en se concentrant sur les exigences minimales pour les normes de crédit de la catégorie investissement. Habituellement, les organismes de réglementation des États-Unis évaluent davantage le caractère raisonnable de la structure du capital en fonction d'une combinaison de mesures de crédit et en se reportant à la fourchette du groupe de référence pour tester la comparabilité. Les entreprises de services publics réglementées du Canada ont généralement un levier financier plus important que celles des États-Unis et ont, par conséquent, un risque financier plus élevé sur une base individuelle.

Q. Quels sont les ratios des capitaux propres réputés actuels de HQD et de HQT?

R. Les ratios des capitaux propres actuels de HQD et de HQT s'élèvent respectivement à 35,0 %

et à 30,0 %.

- Q. Veuillez comparer le risque financier de HQD et de HQT à celui des entreprises du groupe de référence canadien.**
- R. Comme le montre le tableau 14, le ratio des capitaux propres réputé moyen des entreprises canadiennes en 2012 inclus dans l'analyse de risque de Concentric s'établissait à 39,3 %. Le ratio des capitaux propres réputé le plus bas pour une entreprise de transport d'électricité s'est chiffré à 37 % (ATCO Electric Transmission), soit 7 % de plus que celui de HQT. Similairement, le ratio des capitaux propres réputé le plus bas pour une entreprise de distribution d'électricité s'est chiffré à 39 % (ATCO Electric Distribution), soit 4 % de plus que celui de HQD.

Tableau 14 : Ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé du groupe de référence canadien

Entreprise	Ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires
ATCO Electric Distribution	39,00 %
ATCO Electric Transmission	37,00 %
Nova Scotia Power Inc.	37,50 %
Enbridge Gas Distribution	36,00 %
Fortis Alberta	41,00 %
Fortis BC Power	40,00 %
Newfoundland Power	44,69 %
Gaz Métro	38,50 %
TransCanada Pipelines	40,00 %
Moyenne	39,30 %

- Q. Où se situent les ratios des capitaux propres de HQD et de HQT par rapport au ratio des capitaux propres moyen du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines?**
- R. La différence de risque la plus notable entre HQD et HQT et les sociétés d'exploitation du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines est le pourcentage de la dette dans la structure de capital. Comme le montre le tableau 15, le ratio des capitaux propres attribuables à des actionnaires ordinaires autorisé moyen du groupe de référence d'entreprises de services publics d'électricité américaines s'élève à 50,2 %, soit 15,2 % de plus que le ratio des capitaux propres réputé actuel de HQD de 35,0 % et 20,2 % de plus que le ratio des capitaux propres réputé actuel de HQT de 30,0 %.

Tableau 15 : Ratio des capitaux propres attribuables à des actionnaires ordinaires autorisé moyen du groupe d'entreprises de services publics d'électricité américaines¹⁴³

Entreprise	Ratio des capitaux propres attribuables à des actionnaires ordinaires autorisé
ConEdison of New York	48,00 %
Florida Power and Light	s. o.
Connecticut Light and Power	49,20 %
NSTAR Electric	s. o.
Public Service of New Hampshire	52,40 %
Western Mass Electric	50,70 %
Alabama Power	s. o.
Georgia Power	s. o.
Gulf Power	38,50 %
Mississippi Power	s. o.

¹⁴³ Pour les entreprises de services publics exerçant leurs activités dans plusieurs territoires, les ratios des capitaux propres autorisés présentés sont ceux du territoire où l'entreprise de services publics exerce principalement ses activités. Les entreprises de services publics pour lesquelles nous avons indiqué « s. o. » n'avaient pas de ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé dans leur plus récente décision concernant la tarification. La plupart du temps, ces cas ont été résolus par une entente de règlement qui ne précisait pas le ratio des capitaux propres autorisé.

Wisconsin Electric	52,09 %
NSP – Minnesota	52,56 %
NSP – Wisconsin	52,37 %
Public Service of Colorado	56,00 %
Southwestern Public Service – TX	s. o.
Moyenne	50,20 %

Q. Comment la structure du capital affecte-t-elle le coût des capitaux propres?

R. La structure du capital est liée au risque financier d'une entreprise, soit le risque qu'une entreprise n'ait pas les flux de trésorerie nécessaires pour satisfaire à ses obligations financières, et est fonction du pourcentage de la dette (ou du levier financier) dans la structure du capital. À cet égard, les obligations fixes liées au remboursement d'une dette augmentent au fur et à mesure que le pourcentage de la dette et des capitaux propres attribuables aux actionnaires privilégiés dans la structure du capital s'accroît. Par conséquent, le risque de difficultés financières pour les actionnaires ordinaires (c'est-à-dire le risque financier) s'intensifie au fur et à mesure que le levier financier augmente¹⁴⁴. Puisque la structure du capital peut avoir une incidence sur le niveau de risque global d'une entreprise, il est important d'en tenir compte lors de l'établissement d'un rendement équitable.

Q. Quelle est l'incidence de la structure du capital de HQD et de HQT sur leur capacité à se procurer des capitaux à des conditions raisonnables?

R. Bien que l'approche des organismes de réglementation canadiens vis-à-vis de la structure du capital pourrait être de chercher à réduire le coût moyen pondéré du capital (en raison d'une dette plus élevée dans la structure du capital), elle pourrait aussi exercer une pression à la baisse sur les mesures de crédit. Le coût de la dette pourrait ainsi possiblement augmenter, ce

¹⁴⁴ Roger A. Morin, *New Regulatory Finance*, Public Utility Reports, Inc., 2006, p. 45-46.
[DOCSMTL - 5308515v1](#)

qui, au final, se reflète sur les clients sous forme de tarifs plus élevés et limite la souplesse financière de l'entreprise de services publics. De plus, si la dette est réputée être plus élevée que celle d'entreprises de services publics comparables, le coût des capitaux propres doit augmenter pour indemniser les investisseurs pour le risque additionnel. Nous remarquons que HQD et HQT profitent d'une garantie de la dette par le gouvernement, mais la structure du capital devrait être examinée indépendamment afin de lancer les signaux adéquats relativement au prix et d'éviter l'interfinancement entre les citoyens du Québec et les consommateurs d'électricité.

Q. Mis à part le pourcentage de levier financier dans la structure du capital, de quels autres moyens disposent les investisseurs pour mesurer le risque financier?

R. Le risque financier pourrait aussi être mesuré grâce à d'autres mesures de crédit, comme le ratio flux de trésorerie d'exploitation/dette ainsi que les ratios de couverture des intérêts qui comparent le bénéfice avant intérêts et impôts (« BAI ») et les flux de trésorerie d'exploitation aux paiements d'intérêts sur la dette à long terme.

Q. Comment les mesures de crédit de 2011 de HQD et de HQT se situent-elles par rapport à celles des entreprises des groupes de référence canadien et américain?

R. Comme le montre la pièce JMC-5, les mesures de crédit de 2011 de HQD et de HQT étaient beaucoup plus faibles que celles des entreprises des groupes de référence canadien et américain. Plus précisément, HQD et HQT ont un ratio dette/capitaux propres plus élevé, des ratios de couverture des intérêts plus faibles, un ratio flux de trésorerie/dette plus faible et des ratios dette/BAIIA plus élevés que les moyennes pour les groupes de référence canadien

et américain.

Q. Quels autres facteurs touchent le risque financier et les mesures de crédit de HQD et de HQT?

R. HQD et HQT n'émettent pas leurs propres titres d'emprunt et n'ont donc pas de notation de crédit. Les titres d'emprunt sont plutôt émis par Hydro-Québec et la notation de crédit est la même que celle attribuée à la province de Québec. Les mesures de crédit présentées à la pièce JMC-5 indiquent que les RCP autorisés et les ratios des capitaux propres réputés pour HQD et HQT ne sont respectivement pas suffisants pour soutenir la notation actuelle d'Hydro-Québec d'A+ de S&P ou d'Aa2 de Moody's sans la garantie de la dette par le gouvernement. Il est donc nécessaire que HQD et HQT aient un RCP plus élevé pour maintenir l'intégrité financière de l'entreprise de services publics en tant qu'entité autonome. Sans un RCP plus élevé, les mesures de crédit d'Hydro-Québec ne peuvent soutenir la notation de crédit actuelle, ce qui pourrait finir par causer une hausse du coût de la garantie de la dette par le gouvernement.

Q. Si HQD et HQT commençaient à utiliser un MPÉ, quelle serait l'incidence sur les mesures de crédit?

R. Si HQD et HQT commençaient à utiliser un MPÉ, les mesures de crédit de ces deux entités seraient inférieures à celles des dernières années. Par exemple, si HQD et HQT n'avaient obtenu leur RCP autorisé qu'en 2011, leurs mesures de crédit auraient été plus faibles, comme le montre le tableau 16.

Tableau 16 : Mesures de crédit de HQD et de HQT à l'obtention du RCP

Entreprise de services publics	Ratio dette/capitaux propres	Ratio BAI/ couverture des intérêts	Ratio flux de trésorerie d'exploitation/ couverture des intérêts	Ratio flux de trésorerie d'exploitation/ dette	Ratio dette/ BAI
HQD – Réel	65 %	1,88	3,46	0,24	3,98
HQD – Ajusté	65 %	1,66	3,24	0,23	4,24
HQT – Réel	70 %	1,62	2,66	0,19	5,20
HQT – Ajusté	70 %	1,53	2,58	0,18	5,37

Cela porte à croire qu'afin de maintenir l'intégrité financière de HQD et de HQT dans un MPÉ, il serait nécessaire de permettre un RCP plus élevé ou un ratio des capitaux propres réputé plus élevé, ou les deux, pour que HQD et HQT puissent maintenir des mesures de crédit futures conformes à la notation accordée.

Q. Est-ce que Concentric a calculé quelles seraient les mesures de crédit prévues pour HQD et HQT si la Régie acceptait le RCP recommandé de 9,20 % pour les deux divisions?

R. Oui. Les mesures de crédit prévues pour HQD et HQT si le RCP est de 9,20 % sont montrées au tableau 17.

Tableau 17 : Mesures de crédit prévues pour HQD et HQT si le RCP est de 9,20 %

Entreprise de services publics	Ratio dette/capitaux propres	Ratio BAI/ couverture des intérêts	Ratio flux de trésorerie d'exploitation/ couverture des intérêts	Ratio flux de trésorerie d'exploitation/ dette	Ratio dette/ BAI/IA
HQD – Réel	65 %	1,88	3,46	0,24	3,98
HQD – Prévu	65 %	1,81	3,38	0,24	4,07
HQT – Réel	70 %	1,62	2,66	0,19	5,20
HQT - Prévu	70 %	1,66	2,70	0,19	5,13

Ces mesures prévues démontrent que le fait d'augmenter le RCP autorisé de HQD et de HQT à 9,20 % serait bénéfique dans les grandes lignes, mais n'apaiserait pas les craintes que les mesures de crédit ne soient pas adéquates pour soutenir la notation de crédit accordée si la

dette n'était pas garantie par le gouvernement.