

**RÉPONSES DU DR. BOOTH À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE
L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU TAUX DE RENDEMENT
DES CAPITAUX PROPRES ET DU MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT**

Ces questions s'adressent au Dr. Booth

COMPARAISON DU RISQUE D'AFFAIRES

- 1. Références :**
- (i) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 71;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-4, annexe 1;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-3, annexe 1;
 - (iii) Pièce B-0007, page A-2;
 - (iv) Pièce B-0064, fichier Excel.

Préambule :

(i) « *Utilities have invariably reverted to using US witnesses in Canada. I suspect that this is because allowed ROEs are generally higher in the US than in Canada and quite obviously the US and Canada (and the rest of the world for that matter) are more integrated today than even ten years ago.* »

(ii) Parmi l'échantillon de 15 entreprises de service public américaines comparables suggérées par Concentric, 11 d'entre elles généraient leur propre électricité à hauteur de 58 % à 92 % de leurs besoins, selon les rapports 10-K de 2012, alors que seules 4 entreprises n'étaient pas du tout ou très peu impliquées dans le secteur de la génération.

(iii) En examinant les TRCP autorisés selon les données fournies par Concentric, nous remarquons que la moyenne des taux de rendement sur les capitaux propres autorisés était de 9,72 % pour les entreprises sans ou avec très peu de capacité de génération, contre 10,75 % pour celles qui produisaient une large part de leur propre électricité, soit un écart de plus de 100 points de base.

(iv) « [...] *from 2004-2012, integrated electric utilities in the U.S. were awarded an ROE approximately 40 basis points higher than transmission and distribution utilities* ».

Demandes :

- 1.1 À partir de ces observations sur les TRCP autorisés aux États-Unis, tirées de l'échantillon d'entreprises américaines suggérées par Concentric, est-il raisonnable de conclure que le risque supplémentaire lié à la génération d'électricité peut mériter une prime allant jusqu'à 100 points de base au rendement sur capitaux propres? Sinon, à combien évaluez-vous un écart raisonnable entre le TRCP d'une entreprise intégrée par rapport à un distributeur ou un transporteur d'électricité?

1.2 Veuillez commenter la méthodologie et les données présentées à la pièce B-0064, fichier Excel. Êtes-vous d'accord avec la conclusion que M. Coyne tire de ces données, à l'effet que de 2004 à 2012, les entreprises intégrées ont reçu des TRCP d'environ 40 points de base supérieurs aux taux autorisés pour les distributeurs et transporteurs sans capacité de génération d'électricité?

1.1 The standard risk ranking of electric utility functions is lowest risk transmission, then distribution and then generation. So we expect a transmission utility like HQT to have either a lower ROE or less equity than a distribution utility like HQD. It is for this reason that I accept HQT and HQD's requested common equity ratios. In terms of generation the risk ranking is generally Hydro, then coal, gas and nuclear. The rankings reflect both the dispatch risk, commodity price risk and decommissioning or structural risks. Hydro is least risky as it uses stable technology and is either baseload or can easily also meet peak load needs in terms of storing water behind the dam and finally is almost entirely fixed cost production. I would rate coal next riskiest, since it exposes the utility to coal prices, but the technology is stable. Gas cogeneration would then be next risky as it is mostly peak load and nuclear is the most risky since the decommissioning costs are uncertain and in practice they have had more downtime than expected. However, this in turn depends on the technology the nuclear plant uses.

This basic risk ranking is then affected by the use of alternative «green» energy, since increasingly green energy has dispatch priority and tends to come on in periods when it is warm and windy. It is then a question of which power source wind and solar displace, since its marginal cost is essentially zero. In Europe green energy has significantly disrupted traditional generation as on really windy summer days it displaces even baseload generation and has caused significant losses to traditional power generation utilities. A recent Economist article titled « How to lose half a trillion Euros » says it all.¹

However, as in all issues concerning utilities the underlying risk is affected by the degree of regulatory protection. Nova Scotia Power Inc is the only integrated privately owned utility in Canada and was generally regarded as quite risky due to the impact of coal prices. However, the Nova Scotia Utility and Review Board (NSURB) implemented a fuel adjustment mechanism (FAM) so that substantially all the costs of generation are passed on to consumers. Similarly most of the risk attached to nuclear plants is not borne by Ontario Power Generation (OPG) due to the wrap around regulatory protection allowed by the Ontario Energy Board

¹ Economist October 12, 2013

(OEB). Essentially Ontario tax payers and consumers bear the brunt of the risk not OPG.

This is a long answer, but not all generation is equally risky and similarly not all US jurisdictions have encouraged alternative green energy the way they have in Europe or put in the degree of regulatory protection that the OEB and NSURB have. However, generation is riskier than distribution and a premium ROE or more equity is consistent with that. Without any analysis of the above factors 1.0% would appear to be modest for some generation facilities. The major German utilities (EON and RWE) have lost about one third of their net income as green energy has moved to make up 22% of the market and about half their market value and the CFO of RWE is quoted as saying « conventional power generation, quite frankly, as a business unit, is fighting for its economic survival. »

- 1.2 In the time available Dr. Booth was not able to complete a thorough examination of the data provided by Dr. Coyne. However, the median of the T&D ROE is 10.0% and that for the integrated 10.40% which supports his 0.40% differential. However, there are multiple counts for some utilities and the allowed ROEs are different over time periods. For example the last T&D is Western Massachussets with three observations the last one being for an ROE of 9.5% for 2012. Just above for Fitchburg there are two with the last one being an ROE of 9.20%. In contrast under « integrated » the utilities do not seem to be grouped the same, but if they are sorted by name and date, the last one is for Wisconsin Public Service with 6 observations and the last allowed ROE was 10.30% for 2012 or 0.80-1.10% higher. Given time Dr. Booth would try and work out whether this is simply a happenstance or there is a deeper problem. Finally Dr. Booth would note that AUS lists the achieved ROE for its universe of « pure » electricity companies, ie., not including the combination gas and electric companies, as 9.0%.

2. **Références :** (i) C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 45;
(ii) Pièce B-0007, pièce JMC-11 annexes 4 à 6.

Préambule :

(i) « Q. *WHAT ARE YOUR DCF ESTIMATES?*
A. *In appendix D I review the DCF model and apply the model to the market as a whole and highlight the problems in applying it to individual stocks* ».

(ii) L'échantillon de comparables canadiens, fourni par Concentric, ne comprend que trois entreprises actives dans le secteur de l'électricité. À l'intérieur de ce sous-groupe d'entreprises, seules Canadian Utilities (CU) et Fortis inc (FTS) possèdent des filiales opérantes qui ne sont pas ou très peu présentes dans la production d'électricité, alors qu'Emera est une entreprise intégrée, à l'image de 5 des 6 holdings américains suggérés. Les deux premières seraient donc, de ce point de vue, davantage comparables à HQT.D.

Les résultats des modèles d'actualisation des flux monétaires pour l'échantillon canadien, présentés à la pièce JMC-11 annexes 4 à 6, sont sensés refléter les rendements attendus par les investisseurs pour chacune des entreprises de l'échantillon. Selon la théorie financière, ces rendements attendus seraient fonction du risque perçu pour chacune des entreprises.

Nous remarquons, à la pièce JMC-11 annexes 4 à 6, que le rendement attendu pour Emera est significativement plus élevé que ceux pour CU et FTS, avec un écart au-delà de 100 points de base. De plus, les entreprises de distribution de gaz naturel ainsi que les gazoducs et les oléoducs proposés dans cet échantillon canadien, ont également des taux de rendement attendus par les investisseurs plus élevés que ceux de CU et de FTS, d'au moins 75 points de base, et pouvant même atteindre plus de 300 points de base.

Demande :

- 2.1 Est-il raisonnable, selon vous, de considérer qu'une part significative des différences des rendements attendus par les investisseurs que l'on retrouve à la pièce JMC-11 annexes 4 à 6, témoigne de la perception, par ces derniers, du niveau de risque nettement inférieur des distributeurs et transporteurs d'électricité par rapport aux entreprises intégrées, d'une part, et par rapport aux distributeurs gaziers et aux pipelines, d'autre part?

Dr. Booth would agree that the lower returns expected from electric transmission and distribution utilities can be explained by the market perception that their overall level of risk is lower than that of natural gas pipelines and distributors or that of integrated electric utilities operating generation facilities.

The purest Canadian electric utilities in Dr. Coyne's sample are Emera, then Fortis and then Canadian Utilities. Valener is then added as a gas utility. TransCanada is currently subject to significant uncertainty due to the throughput problems on the Mainline. Enbridge has not had a significant rate hearing for sometime and shippers are eager to get more export capacity out of Western Canada. As a result, and given the relatively low toll as compared to the price of the commodity, they are more willing to strike negotiated settlements to get pipe in the ground.

In terms of the reliability of the estimates I would judge Valener as the most reliable, excluding the analyst forecast, which is clearly optimistic. Valener pays out the bulk of its earnings as dividends and currently has a dividend yield of 6.46% with past twelve month earnings of \$1.02 and a current dividend of 1.0. Using the sustainable growth model Valener's dividends cannot possibly be expected to grow at 7.0%. Abstracting from Valener I would judge those for Emera and Fortis, discounted for analyst optimism as being reliable, but note that it is inconsistent that the earnings and dividends of low risk utilities grow at the same rate as GDP since these are mature industries with regulated earnings. If they grow at GDP and we have clear growth industries, which industries can be expected to grow at less than GDP? So even with tapering of growth to GDP these estimates would seem to be high.

ÉVOLUTION DU RISQUE D'AFFAIRES

3. Référence : C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 4.

Préambule :

(i) « Mr. Olivier Charest, who has looked at this in detail in his separate testimony, is of the opinion that the overall risk of both HQT and HQD has declined since 2002/3, which I agree with since regulation for these companies is maturing ».

Demandes :

- 3.1 Est-il pertinent, selon vous, d'examiner l'évolution du risque d'affaires d'HQTD depuis le dernier établissement du taux de rendement et de la structure de capital présumée de l'entreprise, en 2003, ou est-ce que seul l'examen du risque relatif aux entreprises comparables importe?
- 3.2 Étant donné que le nombre de comptes d'écarts a augmenté au fil des années entre 2003 et 2013, peut-on considérer que, de ce point de vue, le risque d'affaires d'HQTD a diminué depuis la fixation initiale des paramètres permettant d'établir les TRCP de HQT et HQD, en 2002-2003?

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

This interpretation of the Board's policy is incorrect. The Board states explicitly in the Cost of Capital Report that the current policy on capital structure continues to be appropriate and that capital structure will only be reviewed if there is a significant change in risk for the specific company. This does not entail a full cost of capital analysis and assessment against the FRS unless there has been a significant change in risk. The Board has structured its policy in a way that applies the FRS while promoting regulatory efficiency and predictability. The Board's policy does not require a full FRS analysis in each rate case. However, it ensures that the Board will perform a full review of capital structure in instances where a significant change in risk indicates that a change may be needed in order to continue to meet the FRS. The Board considers that where there has not been a significant change in risk, the FRS continues to be met. The Board notes that another Enbridge witness, Mr. Lister, expressed this as Enbridge's understanding as well: "It is our position that if the Board found that there was no change in business risk, then by definition the Board would be saying that the fair return standard has been met."

Dr. Booth agrees with the OEB and points out that the Regie considered the business risk of HQD and HQT in 2002-3; so the critical question is how has the business risk of each changed since then? Otherwise it implies that the Regie made an incorrect decision at that time. All else being equal, a reduction in their overall risk since 2002-3 could well justify a lower ROE at this time.

3.2 Dr. Booth can see no reason why the underlying business risk (ignoring the impact of regulation) of HQD and HQT has changed significantly as the underlying dominant position of electricity in the province, relative to other fuels, has not materially changed. In this he judges that Gaz Metro's business risk has moderately decreased as it is more competitive with electricity in the consumer space heating market. However, this is only one segment of the market for electricity and so has had less impact on HQD and HQT. On the other hand, he agrees that the introduction of more deferral accounts has reduced the limited underlying business risk of HQD and HQT in terms of its impact on the shareholder. Further, improvements in forecasting techniques should also reduce the variance of actuals from forecast and the possibility of HQD and HQT under-earning.

L'IMPACT DU RISQUE D'AFFAIRES SUR LES RATIOS ET LE RISQUE FINANCIER

4. **Références :** (i) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 77;
(ii) Pièce B-0026, p. 17, (Moody's rating methodology 2009);
(iii) Pièce B-0076, p. 13 et 14, (Moody's rating methodology 2005);
(iv) Pièce B-0076, p. 48, (Moody's request for comment - rating methodology 2013).

Préambule :

(i) « *What is clear is that despite their poorer financial ratios, Canadian utilities have higher bond ratings, which simply reflects the importance placed by the rating agencies on the differing regulatory approaches in the US and Canada. I understand that Moody's is reviewing this policy and it may be re-rating US utilities that are in jurisdictions that are more like Canada, but the historic record will reflect the historic risk* ».

(ii) « *The relative strength of a company's financial ratios must take into consideration the level of business risk associated with the more qualitative factors in the methodology. Companies with a lower business risk can have weaker credit metrics than those with higher business risk for the same rating category.* » [Nous soulignons]

(iii) « *Moody's uses financial ratio analysis as part of our quantitative analysis of all corporates, including electric utilities. Ratio analysis is a helpful way of comparing one company's performance to that of another and the performance in one year to that in another.*

However, the importance of ratio analysis can be overstated. No two companies look exactly alike from a qualitative assessment standpoint and each company we rate is constantly changing. It is impossible to assign an accurate credit rating on the basis of financial ratio analysis alone, even less so on the basis of any one ratio. Therefore, Moody's does not have any specific "hurdle rate" to explain which ratio will make the difference between any two rating categories ».

« *While other factors considered in this report may outweigh pure quantitative analysis, it is possible to provide broad guidance on the ratio ranges that may generally be seen at different rating levels* ».

« *Financial ratios are more useful for companies operating in a low business risk environment where there is a high degree of regulated activities and a supportive regulatory system. This might include the UK, US transmission and distribution utilities (T&Ds), Canada or many European countries. Medium-business-risk operating environments would include US integrated utilities* ». [Nous soulignons]

Figure 5	Aa	Aa	A	A	Baa	Baa	Ba	Ba
Business risk	Medium	Low	Medium	Low	Medium	Low	Medium	Low
FFO int. cov. (X)	> 6	>5	3.5-6.0	3.0-5.7	2.7-5.0	2-4.0	<2.5	<2
FFO/Debt (%)	>30	>22	22-30	12-22	13-25	5-13	<13	<5
RCF/Debt (%)	>25	>20	13-25	9-20	8-20	3-10	<10	<3
Debt/Capital (%)	<40	<50	40-60	50-75	50-70	60-75	>60	>70

(iv) « The scoring grids, including the ranges for financial ratios, are primarily oriented toward vertically integrated utilities. We are contemplating lowering the financial ratio threshold ranges by approximately one category for certain utilities viewed as having lower business risk, for instance many US natural gaz local distribution companies (LDC's) and certain US electric transmission and distribution companies (T&D's, which lack generation but generally retain some procurement responsibilities for customers). The purpose would be to better align the grid-scoring to our view, reflected in current ratings, that utilities at the same rating category level with inherent lower business risk can have somewhat lower financial metrics ». [Nous soulignons]

Selon Moody's, un transporteur et un distributeur sont moins risqués qu'une entreprise intégrée.

Toujours selon Moody's, à risque total équivalent, c'est-à-dire pour obtenir une même notation de crédit, une entreprise à faible risque d'affaires peut avoir des ratios financiers moins favorables qu'une entreprise qui évolue avec un risque d'affaires moyen. Par exemple, à titre indicatif, dans la présentation de sa méthodologie en 2005, Moody's indiquait que pour obtenir une notation « A », donc à risque équivalent, le ratio Dette/Capitalisation devrait de situer entre 40 et 60 % pour une entreprise à risque moyen telle une entreprise intégrée américaine, alors qu'une entreprise à faible risque d'affaires peut avoir un ratio de Dette/Capitalisation entre 50 % et 75 %, tel qu'indiqué à la Figure 5 ci-dessus.

Demandes :

4.1 Moody's affirme avec constance, tant en 2005, en 2009 qu'en 2013, qu'une entreprise avec un risque d'affaires plus faible peut avoir des ratios financiers plus faibles que ceux avec un plus grand risque d'affaires pour une même notation de crédit. Partant du constat que le levier financier amplifie les variations des résultats découlant du risque d'affaires, d'une part, et que, dans un cas hypothétique, si le risque d'affaires était nul ou très faible, un levier financier plus élevé n'aurait que peu d'impact sur les résultats de l'entreprise, peut-on considérer que le risque d'affaires est plus important que le risque financier? Veuillez justifier.

4.2 Selon Moody's, le risque d'affaires des distributeurs et transporteurs est plus faible que celui des entreprises intégrées, comme c'est le cas de cinq des six compagnies publiques américaines suggérées par Concentric comme étant comparables à HQT. Êtes-vous d'accord pour dire qu'une portion significative des écarts dans les ratios financiers du Distributeur et du Transporteur, par rapport aux entreprises américaines suggérées, peut être justifiée par le risque d'affaires moindre chez HQT? Veuillez commenter.

4.1 Yes. For a utility the fundamental is business risk. The degree of protectiveness in terms of regulation is then a function of a utility's business risk. Very low business risk utilities then have less need of regulatory protection than utilities exposed to more business risk. This is why, for example, the Regie has traditionally had to resort to more regulatory protection for Gaz Metro than the OEB has had to for Union Gas and EGDI. The use of deferral accounts and other mechanisms then further increases the ability of the utility to earn its allowed ROE.

Moody's places the most weight, not on financial ratios, but on the protectiveness of regulation and a utility's ability to earn its allowed ROE. As a result, it is clear that a low risk utility with good regulatory protection can achieve higher bond ratings with lower financial ratios than can a loosely regulated utility with more business risk. The following is the data from AUS' monthly utility reports. It is the complete set of "pure" electric companies, that is, not including the combination of gas and electrics.

COMPANY	% REG ELEC REV	S&P BOND RATING	MOODY'S BOND RATING	COMMON EQUITY RATIO (3)	% RETURN ON BOOK VALUE	
					COMMON EQUITY (4)	TOTAL CAPITAL
ALLETE, Inc. (NYSE-ALE)	91	A-	A2	53.1	8.8	7.1
American Electric Power Co. (NYSE-AEP)	90	BBB/BBB-	Baa2	44.8	7.9	6.4
Cleco Corporation (NYSE-CNL)	95	BBB/BBB-	Baa2/Baa3	53.3	10.4	8.6
Edison International (NYSE-EIX)	97	BBB+	A3	43.3	NM	7.9
El Paso Electric Company (NYSE-EE)	100	BBB+	Baa2	45.3	11.5	8.1
FirstEnergy Corporation (ASE-FE)	51	BBB	Baa2	38.3	2.3	3.8
Great Plains Energy Incorporated (NYSE-GXP)	100	BBB	Baa2	45.6	7.2	6.0
Hawaiian Electric Industries, Inc. (NYSE-HE)	92	BBB-	Baa2	47.8	8.5	6.4
IDACORP, Inc. (NYSE-IDA)	100	A-	A2	50.7	10.7	8.1
Nextera Energy (NYSE-NEE)	71	A-/BBB+	Aa3	37.0	10.7	6.0
OGE Energy Corp. (NYSE-OGE)	61	BBB+	Baa1	49.4	12.5	8.5
Otter Tail Corporation (NDQ-OTTR)	86	BBB-	Baa3	54.5	5.1	9.8
Pinnacle West Capital Corp. (NYSE-PNW)	100	BBB	Baa1	52.9	10.8	8.4
PNM Resources, Inc. (NYSE-PNM)	100	BBB	Baa3	44.7	6.5	6.3
Portland General Electric Company (NYSE-POR)	100	A-	A2	50.3	5.4	5.7
PPL Corporation (NYSE-PPL)	59	A-	A2	34.4	14.0	8.1
Southern Company (NYSE-SO)	95	A	A3/Baa1	45.3	9.2	6.5
Westar Energy, Inc. (NYSE-WR)	100	A-	A3	44.9	10.6	7.6
AVERAGE				46.4	9.0	7.2

Note that the average ROE is 9.0% and the average common equity ratio 46.4%, but the majority of these US utilities have bond ratings less than A. This, in Dr. Booth's view, allows a conclusion that the business risk of these US utilities is necessarily perceived by markets to be higher than that of HQT and HQD.

4.2 Not completely. Any activity can be low risk if the regulator protects the utility and passes on all cost variances to the consumer by way of deferral accounts. In Dr. Booth's judgment Nova Scotia Power Inc with its new FAM is no longer any riskier than a benchmark Canadian utility, since coal prices are no longer a risk borne by the shareholder. Similarly OPG has been protected by the OEB in terms of its nuclear risks. With a generally less protective regulatory environment in the US Dr. Booth doubts that the nuclear plants of Duke Energy, for example, are as low risk as those of OPG. With the same regulatory protection Dr. Booth would agree that the financial ratios are affected by generation, particularly since generation is capital intensive with frequently long lead times before units are placed into the rate base. Areva is about to build two new nuclear power plants in the UK at a cost of 16 billion pounds or about \$26 billion.

LE RISQUE FINANCIER ET LA GARANTIE DE PRÊT DU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

5. **Références :** (i) Rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec, p. 44;
(ii) Rapport annuel HQD 2012, HQD-8, document 1, p. 5;
(iii) Pièce B-0075, p. 35.

Préambule :

- (i) Tableau

CONTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC À L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE

	2012	2011
Dividende (M\$) ^a	645	1 958
Taxe sur les services publics (M\$)	252	244
Redevances hydrauliques (M\$)	617	593
Taxes municipales, scolaires et autres (M\$)	124 ^b	22
Frais de garantie payés à l'actionnaire relativement aux titres d'emprunt (M\$)	197	188
Pourcentage en valeur des acquisitions effectuées auprès d'entreprises établies au Québec	94	92,5
Emplois directs soutenus par les acquisitions, y compris les achats hors Québec (années-personnes)	12 900	12 800
Contributions et engagements au titre du Programme de mise en valeur intégrée (M\$) ^c	2,5	2,3

a) En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, le dividende ne peut excéder le surplus susceptible de distribution, équivalent à 75 % du résultat net.

b) Soit notamment 33 M\$ en taxes municipales, 3 M\$ en taxes scolaires, 49 M\$ en vertu de la *Loi instituant le Fonds du Plan Nord* et 37 M\$ en vertu de la *Loi sur l'efficacité et l'innovation énergétiques*.

c) Dans le cadre du Programme de mise en valeur intégrée, Hydro-Québec verse aux collectivités touchées par ses nouveaux projets de transport d'énergie l'équivalent de 1% de la valeur initialement autorisée pour les installations visées par ce programme.

Hydro-Québec a payé, en 2012, 197 millions \$ en « frais de garantie payés à l'actionnaire relativement aux titres d'emprunts », tels que présentés dans le rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec. Cette somme entre dans le calcul des frais d'intérêt sur la dette assumée par le Distributeur et le Transporteur, et comme tel, une large portion se retrouve dans les tarifs et est payée par la clientèle.

(ii) et (iii) En 2012, les sommes chargées à la clientèle pour couvrir les frais de garantie ont été de 31,1 M\$ pour le Distributeur et de 57,3 M\$ pour le Transporteur. Si ces sommes avaient été ajoutées en bénéfice net additionnel plutôt que passées directement aux dépenses, elles se seraient traduites en hausse du TRCP de 90 points de base pour le Distributeur et de 113 points de base pour le Transporteur.

Demande :

- 5.1 Comment suggérez-vous que soit pris en compte les frais de garantie payés à l'actionnaire relativement aux titres d'emprunts dans l'établissement d'un TRCP qui tient compte à la fois du risque d'affaires et du risque financier d'HQTD?

The shareholder is the Province of Quebec which is also the guarantor of the debt. If the guarantee fee has been correctly calculated then the debt cost plus the fee would be the standalone cost of HQ's debt. So the guarantee fee should be added to the interest cost and not added to the ROE. In terms of the impact on risk, the size of the interest costs relative to the firm's earnings before interest and tax is the times interest earned or pre tax interest coverage ratio. This ratio is used as one measure of financial risk, but it assumes that the debt is *privately* held and failure to make those payments increases the risk to the common shareholder and thus the fair ROE. In the case of HQ this is obviously not the case, as the shareholder is not going to « put HQ into bankruptcy » if they fail to pay the guarantee fee. In this sense it is similar to an income trust where the debt and equity are owned by the same entity and the debt does not impose any significant risk for the same reason. It is also similar to Gaz Metro where the 7.5% preferred share component is deemed and the deemed dividend payments do not impose any financial leverage, which is why Gaz Metro's common equity ratio in economic terms is 46% and not 38.5%. It is the reality of the cash payments to *external* parties that impose risk.

COMPENSATION RAISONNABLE DU TRCP POUR UN RATIO DE CAPITAUX PROPRES PLUS FAIBLE

6. **Références :** (i) Pièce B-0007, p. 52-53 ;
(ii) Pièce B-0076, p. 73 et 78.

Préambule :

(i) « *Using commonly-accepted methodologies, Concentric estimates that an adjustment to ROE of between approximately 1.50 percent and 3.00 percent would be warranted to compensate for a 15 to 20 percent decline in the common equity ratio from the U.S. proxy group average. These estimates are consistent with the range reported by empirical and theoretical studies for public utilities. Those studies show increases in the required ROE from 0.34 to 2.37 percentage points to compensate for a 10 percent increase in the debt ratio.*⁵⁹

⁵⁹ See, *New Regulatory Finance*, Dr. Roger Morin, *Public Utility Reports*, 2006, pp. 456 – 471 ».

(ii) M. Coyne tire son estimation de compensation de 150 à 300 pb supplémentaires sur le TRCP de tableaux présentés par le Dr. Morin (*New Regulatory Finance*, p.469). Les tableaux présentés par le Dr. Morin proviennent de la page 12 (Pièce B-0076, p.78) de la plus récente des études présentées par Dr. Morin, celle de Brigham, Gapenski et Aberwald et intitulée « *Effects of Capital Structure on Utilities' Cost of Capital and Revenue Requirements* ».

Les auteurs de cette dernière étude citent longuement l'adresse présidentielle du professeur Stewart Myer à l'American Finance Association en 1983, lequel affirmait :

« *We know very little about capital structure. We do not know how firms choose the debt, equity, or hybrid securities they issue... There has been little if any research to test whether or not the relationships between financial leverage and investors required returns is what theory would predict. In general, we have inadequate understanding of corporate financing behavior, and of how that behavior affects security returns.* ».

Les auteurs de l'étude continuaient en résumant : « *Myer's statement is absolutely true—finance theory can provide useful insights into the factors that determine an appropriate capital structure, but one cannot use finance theory either to specify the effect of leverage on the costs of debt or equity or to identify the optimal capital structure for a given company. Capital structure decisions must be made on the basis of informed judgment and market data, not by mathematical formulas.* »

Demandes :

- 6.1 Êtes-vous en accord ou en désaccord avec l'affirmation que la théorie financière, notamment celle qui date des années 1950 aux années 1980, bien qu'elle fournisse des pistes, ne peut pas expliquer de façon complète et satisfaisante comment déterminer une structure de capital optimale, ni quel est l'effet précis du levier financier sur le coût de la dette et des capitaux propres? Veuillez commenter.
- 6.2 Êtes vous en accord avec l'affirmation que les études empiriques citées par le Dr. Morin, au nombre de 6 et produites entre 1968 et 1987, ont été essentiellement conduites durant une période où le risque d'affaires des entreprises de service public était en forte hausse en raison de l'inflation croissante des années 70 et du début des années 80, des délais dans la récupération des hausses des coûts causées par l'inflation (Regulatory lag), l'augmentation du coût des combustibles, de l'escalade des coûts de construction des nouveaux projets, et de nombreux problèmes avec le nucléaire, entre autres, et que cela ait pu influencer l'aversion au risque des investisseurs face au secteur? Dans la négative, veuillez élaborer.
- 6.3 Avec l'inflation croissante des années 1970 et du début des années 1980, les taux d'intérêt ont fortement augmenté, atteignant plus de 16 % pour les entreprises de service public cotées « A » en 1981. Or, nous notons que selon les études empiriques auxquelles M. Coyne fait référence, soit celles proposées par le Dr. Morin, la bonification moyenne du coût des capitaux propres pour une hausse du levier financier de 40 % à 50 % de dette, a plus que triplé entre 1968 et 1987 passant de 34 points de base (Étude Brigham and Gordon, 1968) à 117 points de base (Étude Brigham, Gapenski, and Aberwald, 1987). La moyenne suggérée par les trois premières études, produites entre 1968 et 1974, est de 51 points de base, alors que la moyenne des trois dernières études, publiées entre 1980 et 1987 suggère une bonification de 99 points de base. Croyez-vous que l'augmentation de la bonification puisse être liée, en bonne partie, à la hausse générale du coût du capital et des taux d'intérêt? Sinon, veuillez justifier.
- 6.4 De façon générale, est-ce qu'un écart de rendement de 100 points de base lorsque les taux d'intérêt sont de 12 à 16 % (soit une prime de 6 à 8 %), peut être appliqué sans aucun ajustement dans un contexte de taux d'intérêt de 4 ou 5 % (une prime de 20 à 25 %) ? Sinon, comme les coûts de financement ont fortement diminué ces dernières années, quel ajustement suggérez-vous?
- 6.5 Un ajustement à la hausse du TRCP d'HQTD vous paraît-il nécessaire afin de tenir compte du niveau d'endettement plus élevé que ses comparables, et si oui, de quel ordre devrait être cet ajustement? Veuillez justifier.
-

6.1 Yes. Finance has four Nobel prize winning ideas, one of them the Modigliani and Miller capital structure theory deals with capital structure and of the four it has had the least impact on financial practice. To the best of Dr. Booth's understanding survey responses indicate that the factors determining capital structure are essentially the same now as they always have been. This is in contrast to the investments and derivatives industries that have been revolutionised by the Nobel prize winning ideas in those areas.

In 2006 Deutsche Bank published a study Corporate Capital Structure, January 2006 with a review of the basic principles for determining corporate use of debt and the results of their survey of chief financial officers with the following relevant results on page 42.

Figure 21: Factors in Determining Level of Debt

Factors	% 4 or 5	% 4 or 5	N
Credit rating		57%	252
Ability to continue making investments		52%	253
Tax shield		32%	256
Ability to maintain dividends		31%	254
The market's capacity for my debt		29%	248
Transaction costs on debt issues		25%	252
Other companies in industry		20%	250
Credit spread relative to fair spread		18%	246
Competitor actions when debt is high		18%	248
Ability to manage Earnings per Share		17%	246
Other companies in rating category		16%	246
Supplier attitudes		15%	255
Customer attitudes		13%	253
High debt => efficient management		8%	248
Shareholders maintaining control		7%	243
Investor taxes		6%	246
Debt signals high quality		6%	246
Creditors rights in home jurisdiction		5%	244
Signalling to competitors		5%	249
Employees attitude to high debt		4%	255
Debt improves employee bargaining		0%	247

Q3.2: "How important are the following factors in determining the appropriate level of debt for your company?" Scale is Not Important (0) to Very Important (5).

The CFO's all dealt with the standard problems discussed by rating agencies: Dr. Booth teaches the M&M theories on capital structure and how debt affects the cost of equity and the fair ROE but as a benchmark before discussing the reality of the real world. In

this he agrees with the National Energy Board where in connection with the constant weighted average cost of capital (ATWACC) position of some utility witnesses, ie., that capital structure does not matter, stated (RH-003-2011, page 184)

« we did not rely solely on the ATWACC approach to estimate the Mainline's cost of capital due to the continued contestation of its assumptions and the magnitude of the implied leverage adjustment. We believe that the level of ROE resulting from a market-based ATWACC approach would be too high, and not representative of the risks faced by the Mainline.»

6.2 Yes. Empirical estimates are always a reflection of the time period over which the estimates were derived. This was also a period when empirical research into capital structure was « hot » and researchers were more optimistic that they could generate useful results. The absence of more recent research is quite telling. In this respect in 1994 before the NEB, my colleague Dr. Berkowitz and I testified on the value of capital structure models and the NEB noted in its Reasons for Decision (RH-2-94 Decision, page 24)

“Dr. Booth and Berkowitz concluded that these estimates are approximately the increases in ROE required by investors. However, they noted the estimates are subject to error since they are based on valuation formulas, which are as yet unproven. Moreover, they noted that these formulas ignored the non-tax advantages of debt financing and the effects of financial distress.”

I continue with this judgment almost 20 years later.

6.3 In part the answer is yes. Normally we look at absolute spreads, but we *should* look at the ratio rather than the difference. For example a 1.17% spread when corporate long bond yields were at 18.0% is 1.17/18 or 6.5% of the yield whereas in 1968 when yields were 6.0%, 0.34% was 0.34/6 or 5.7% not that much difference. Obviously the ratio of the ROE would be similarly affected. However, Dr. Booth does not accept these as valid estimates. These are US based estimates from a period of very significant regulatory lag so the debt was magnifying more significant risk than would be the case currently in Canada with more favourable regulation and frequent forward test year hearings.

6.4 I don't recommend any leverage adjustments to the ROE, since they are only needed if the equity holder really does bear the business risk. In Dr. Booth's judgement, equity holders in a utility bear market risk, but they do not bear any significant business risk, otherwise we would see more significant downside losses or under earning than we actually see.

6.5 Dr. Booth does not make any upward adjustment for HQT and HQD's higher debt ratio since these were set to **reflect** their lower business risk. As Dr. Booth explains in his Appendix E the practice before many boards in Canada is to offset

differences in business risk with capital structure changes so that they can all receive the **same** allowed ROE. This is what both HQ and Dr. Booth recognise. To allow a higher ROE to reflect an assumed increase in financial risk without recognising that the higher financial risk was deliberately set to offset the lower business risk ends up double counting.

COMPARAISON DES STRUCTURES DE CAPITAL DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC CANADIENNES ET AMÉRICAINES ET IMPLICATIONS SUR LE RISQUE FINANCIER

7. **Références :**
- (i) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 72;
 - (ii) Pièce B-0026, p. 807 à 3057, (Rapports 10-K);
 - (iii) Pièce B-0026, p. 894-895, (10-K, Consolidated Edison Inc);

Préambule :

(i) « *Dr. Coyne then refers to this as being supported by the estimates from other methods and Canadian utilities, but it is clear his recommendation is based on the DCF estimates for US electric utilities.*

I generally regard US estimates as biased high when applied to Canadian utilities for two reasons. First, US financial markets exhibit more risk than Canadian markets and have generated higher risk premia in the past. Second, although the principles of regulation are the same between the US and Canada, as is widely recognised the implementation is different. As a result, estimates from US utilities can only be used in Canada if significant adjustments are made ».

(ii) Les rapports financiers annuels 10-K constituent une source d'information très importante pour les analystes financiers et les investisseurs en général. L'examen des rapports 10-K des entreprises comparables américaines, que ce soient les holdings ou leurs filiales opérantes, au chapitre de leur bilan respectif, permet de constater des différences importantes avec les bilans des entreprises canadiennes de service public proposées comme étant comparables à HQTQ, ou même avec le bilan consolidé présenté au rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec.

(iii) La mesure principale du levier financier, telle que présentée dans le rapport de Concentric, considère le ratio des capitaux propres par rapport à la capitalisation totale, cette dernière étant définie comme étant la somme de la dette à long terme et des capitaux propres.

À titre d'exemple, dans le rapport 10-K de Consolidated Edison Inc, il est possible de consulter aux pages 894-895 le bilan de Consolidated Edison Company of New York inc. On y constate que le niveau de dette à long terme est de 9 145 M\$, le montant des capitaux propres est de 10 552 M\$, ce qui donne une capitalisation totale de 19 697 M\$ et un ratio des capitaux propres de 53,6 %.

En ne considérant que ces deux lignes du bilan, la dette à long terme et le total des capitaux propres, on laisse de côté 17 188 M\$ d'autres passifs et engagements, dont entre autres 4 220 M\$ de passif à titre de pensions et bénéfiques aux retraités et 7 452 M\$ d'impôt différé. Vu autrement, la capitalisation totale de 19 697 M\$ ne représente que 53,4 % de l'actif total (36 885 M\$), et que 79,6 % des immobilisations

corporelles nettes (*net utility plant*) de 24 739 M\$. Ainsi, les capitaux propres représentent 28,6 % de l'actif, l'ensemble des passifs et engagements (*liabilities*) 71,4 %.

Le tableau suivant présente un ensemble de ratios financiers calculés à partir des rapports 10-K:

Lorsque l'on compile, à partir des rapports financiers 10-K de 2012, ces mêmes ratios pour l'ensemble des holdings, soient les 6 entreprises publiques américaines proposées par Concentric comme comparables, nous obtenons les moyennes de ratios suivantes :

Ratio des capitaux propres en pourcentage de la capitalisation :	49,1 %
Capitalisation totale en pourcentage de l'actif :	59,2 %
Capitalisation totale en pourcentage des immobilisations corporelles nettes :	84,0 %
Capitaux propres en pourcentage de l'actif :	29,0 %
Capitaux propres en pourcentage des immobilisations corporelles nettes :	41,5 %

Lorsque l'on compile ces mêmes ratios pour l'échantillon des holdings canadiens suggérés par Concentric, en remplaçant toutefois Valener, qui a un bilan atypique pour le secteur, par Gaz Métro, nous obtenons les résultats suivants :

Ratio des capitaux propres en pourcentage de la capitalisation :	36,4 %
Capitalisation totale en pourcentage de l'actif :	73,7 %
Capitalisation totale en pourcentage des immobilisations corporelles nettes :	108,7 %
Capitaux propres en pourcentage de l'actif :	26,9 %
Capitaux propres en pourcentage des immobilisations corporelles nettes :	39,7 %

L'examen de ces données permet de constater qu'il y a une différence notable dans la constitution des bilans entre les entreprises canadiennes et américaines. Entre autres, la base de capitalisation (dette + capitaux propres) est beaucoup plus faible, chez les entreprises américaines, en proportion des immobilisations corporelles (84,0 % contre 108,7 %) ou en proportion de l'actif total (59,2 % contre 73,7 %) que chez les entreprises canadiennes.

Aussi, même si le ratio des capitaux propres par rapport à la capitalisation est beaucoup plus élevé dans l'échantillon américain que dans le canadien (une différence de 1 270 points de base, soit 49,1 % vs 36,4 %), la différence semble beaucoup plus faible, soit de 210 points de base lorsque l'on considère le pourcentage des capitaux propres par rapport à l'actif total (29,0 % vs 26,9 %). Autrement dit, les entreprises américaines ont beaucoup plus de capitaux propres en proportion de leur capitalisation, mais leur capitalisation totale en proportion de l'actif total est moindre que les entreprises canadiennes, ce qui complique les comparaisons.

Demandes :

7.1 Étant donné qu'afin de trouver 6 entreprises publiques américaines au risque comparable à celui d'HQTD, Concentric a effectué un tri sélectif parmi 48 holdings opérants dans le domaine de l'électricité aux États-Unis, et étant donné que pour déterminer le rendement exigé par les investisseurs pour investir dans des titres de risque comparable à HQTD, Concentric suggère d'utiliser le rendement attendu par les investisseurs dans ces 6 holdings américains du domaine de

l'électricité ainsi que 6 holdings canadiens, peut-on considérer utile et pertinent d'effectuer un examen comparatif des états financiers de ces 6 holdings américains par rapport aux 6 holdings canadiens afin de mieux juger du risque respectif de ces holdings?

- 7.2 Veuillez identifier et expliquer les principales raisons pouvant entraîner ces différences importantes dans la constitution des bilans des entreprises de service public américaines par rapport aux entreprises canadiennes.

7.1 & 7.2 First Dr. Booth considers it inappropriate to sift through a universe of US companies to define a sample of 6 that may currently be comparable to a Canadian utility. The main reason is that this 6 can vary as a result of mergers and acquisitions activity and other changes. US investors are aware of this when they value US utilities.

Dr. Booth would judge the most important difference is that US utilities have more business risk and are less protected than Canadian utilities as can be seen in the higher variability in their earned ROEs. This higher business risk also explains the stronger financial protection they have through significantly higher common equity ratios than their Canadian counterparts.

Further If the 49.1% average common equity ratio for US utilities versus 36.4% for Canadian utilities narrows to 41.5% versus 39.7% on the basis of new plant and equipment then one cause is the existence of intangible assets. If company A buys company B at a premium to book value, then the asset value is written up as much as can be identified and the residual put in as an intangible asset. Some of the difference may then result from more mergers and acquisition activity resulting in more intangible assets on the balance sheet.

Note to repeat the earlier AUS data for the pure US electric companies the average common equity ratio reported by AUS is 46.4% or slightly lower than the 49.1% of this sample. Dr. Booth generally judges it appropriate to show the population data **before** screens are applied to generate a sample, so that the reader is aware of the impact of the screens.

COMPANY	% REG ELEC REV	S&P BOND RATING	MOODY'S BOND RATING	COMMON EQUITY RATIO (3)	% RETURN ON BOOK VALUE	
					COMMON EQUITY (4)	TOTAL CAPITAL
ALLETE, Inc. (NYSE-ALE)	91	A-	A2	53.1	8.8	7.1
American Electric Power Co. (NYSE-AEP)	90	BBB/BBB-	Baa2	44.8	7.9	6.4
Cleco Corporation (NYSE-CNL)	95	BBB/BBB-	Baa2/Baa3	53.3	10.4	8.6
Edison International (NYSE-EIX)	97	BBB+	A3	43.3	NM	7.9
El Paso Electric Company (NYSE-EE)	100	BBB+	Baa2	45.3	11.5	8.1
FirstEnergy Corporation (ASE-FE)	51	BBB	Baa2	38.3	2.3	3.8
Great Plains Energy Incorporated (NYSE-GXP)	100	BBB	Baa2	45.6	7.2	6.0
Hawaiian Electric Industries, Inc. (NYSE-HE)	92	BBB-	Baa2	47.8	8.5	6.4
IDACORP, Inc. (NYSE-IDA)	100	A-	A2	50.7	10.7	8.1
Nextera Energy (NYSE-NEE)	71	A-/BBB+	Aa3	37.0	10.7	6.0
OGE Energy Corp. (NYSE-OGE)	61	BBB+	Baa1	49.4	12.5	8.5
Otter Tail Corporation (NDQ-OTTR)	86	BBB-	Baa3	54.5	5.1	9.8
Pinnacle West Capital Corp. (NYSE-PNW)	100	BBB	Baa1	52.9	10.8	8.4
PNM Resources, Inc. (NYSE-PNM)	100	BBB	Baa3	44.7	6.5	6.3
Portland General Electric Company (NYSE-POR)	100	A-	A2	50.3	5.4	5.7
PPL Corporation (NYSE-PPL)	59	A-	A2	34.4	14.0	8.1
Southern Company (NYSE-SO)	95	A	A3/Baa1	45.3	9.2	6.5
Westar Energy, Inc. (NYSE-WR)	100	A-	A3	44.9	10.6	7.6
AVERAGE				46.4	9.0	7.2

8. **Référence :** Pièce B-0076, p. 326.

Préambule :

« Rate Base Components Income Taxes Accumulated Deferred Income Taxes - represents the deferred federal income taxes resulting from tax normalisation and is considered a source of interest-free funds (i.e., cost-free capital) provided by the U.S. Treasury to the utility*

- Accumulated deferred income taxes balance deducted from rate base, or
- Accumulated deferred income taxes balance included in the capital structure of the utility at zero cost when computing the rate of return

**Referred to as Deferred Tax Liabilities under SFAS No. 109 and ASC 740 and also includes deferred state income taxes ».*

Demande :

8.1 Selon la firme Deloitte Touche, il y a, en réglementation aux États-Unis, deux méthodes pour tenir compte des impôts différés : les déduire de la base de tarification ou les inclure dans la structure de capital, à coût zéro, dans le calcul du taux de rendement de la base de tarification, et ces deux méthodes sont équivalentes. Est-ce également le cas au Canada, ou est-ce qu'une des deux méthodes y est prévalente?

8.1 As far as Dr. Booth is aware the only utility in Canada that still has some deferred income taxes in Canada is Union Gas and that is a legacy issue resulting from its pipeline operations. The deferred income tax balance is then subtracted from the rate base, but the amount is getting smaller all the time. Whether it is subtracted from the rate base or given a zero cost makes no difference in the revenue requirement.

Note the treatment of deferred income taxes is the same as contributions in aid of construction where a utility is paid to extend a line to provide service etc. Again the amounts should be deducted from the rate base since they are a part of the rate base that is not being financed by investors. Dr. Booth would assume that DIT's are deducted when US comparisons are made to Canadian utilities where they are generally not material.

9. **Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 4275, (Décision de la *Florida Public Service Commission*);
 - (ii) Pièce B-0026, p. 4255, (Décision de la *Florida Public Service Commission*);
 - (iii) Pièce B-0026, p. 4275, (Décision de la *Florida Public Service Commission*);
 - (iv) Pièce B-0026, p. 4362, (Décision de la *Florida Public Service Commission*);
 - (v) Pièce B-0026, p. 1183, (10-K, Nextera Energy inc);
 - (vi) Pièce B-0007, pièce JMC-3 annexe 1.

Préambule :

(i) « *Based on our review of the record, we find that an authorized ROE of 10.25 percent with a range of plus or minus 100 basis points, is appropriate. In arriving at this return, we have identified and weighed the strengths and weaknesses associated with the respective witnesses' analyses and also taken into account Gulfs need to continue to access the capital markets under reasonable terms. Moreover, we find that, at an equity ratio of 46 percent, an authorized ROE of 10.25 percent is supported by competent, substantial evidence in the record and satisfies the standards set forth in the Hope and Bluefield decisions of the U.S. Supreme Court regarding a fair and reasonable return for the provision of regulated service* ». [Nous soulignons]

(ii) « *VII. COST OF CAPITAL
Accumulated Deferred Taxes*

In its MFRs [minimum filing requirements], Gulf recorded a balance of jurisdictional Accumulated Deferred Income Taxes (ADITs) to include in the Company's capital structure for the test year of \$257,098,000 ».

« ADITs represent a cost-free source of funds resulting from timing differences associated with depreciation for book purposes versus depreciation allowed for tax purposes. As the deferred taxes are included in the capital structure at zero cost, the increase in the percentage of the capital structure associated with deferred taxes is a benefit to ratepayers as it reduces the overall required rate of return ». [Nous soulignons]

(iii) « *As discussed above, the appropriate balance of ADITs is \$256,674,530. We find that the appropriate amount and cost rate of unamortized ITCs are \$2,924,176 and 7.66 percent, respectively. We further find that the appropriate cost rate rates for long-term debt at 5.26 percent, short-term debt at 0.13 percent, and preferred stock at 6.39 percent. As discussed supra, 10.25 percent as the appropriate mid-point return on common equity.*

The net effect of these adjustments is a decrease in the overall cost of capital from the

7.05 percent return requested by Gulf to a return of 6.39 percent as discussed herein. Schedule 2 shows the test year capital structure. Based upon the proper components, amounts, and cost rates associated with the capital structure for the test year ending December 31, 2012, we find that the appropriate weighted average cost of capital for Gulf for purposes of setting rates in this proceeding is 6.39 percent ».

(iv)

ORDER NO. PSC-12-0179-F0F-EI
DOCKET NO. 110138-EI
PAGE 139

GULF POWER COMPANY DOCKET NO. 110138-EI 13-MONTH AVERAGE CAPITAL STRUCTURE DECEMBER 2012 TEST YEAR										SCHEDULE 2
Company As Filed										
	(\$)									
	Amount	Ratio	Cost Rate	Weighted Cost						
Common Equity	645,222,000	38.50%	11.70%	4.50%						
Long-term Debt	658,459,000	39.29%	5.48%	2.15%						
Short-term Debt	17,955,000	1.07%	2.12%	0.02%						
Preferred Stock	73,077,000	4.36%	6.65%	0.29%						
Customer Deposits	21,264,000	1.27%	6.00%	0.08%						
Deferred Income Taxes	257,098,000	15.34%	0.00%	0.00%						
Tax Credits - Weighted Cost	2,929,000	0.17%	8.45%	0.01%						
Total	1,676,004,000	100.00%		7.05%						
Equity Ratio	46.26%									
Commission Adjusted										
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	
	Amount	Specific Adjustments	Adjusted Total	Ratio	Pro Rata Adjustments	Staff Adjusted	Ratio	Cost Rate	Weighted Cost	
Common Equity	645,222,000	0	645,222,000	38.50%	(1,062,755)	644,159,245	38.50%	10.25%	3.95%	
Long-term Debt	658,459,000	0	658,459,000	39.29%	(1,084,558)	657,374,442	39.29%	5.26%	2.07%	
Short-term Debt	17,955,000	0	17,955,000	1.07%	(28,574)	17,926,426	1.07%	0.13%	0.00%	
Preferred Stock	73,077,000	0	73,077,000	4.36%	(120,386)	72,956,614	4.36%	6.39%	0.28%	
Customer Deposits	21,264,000	0	21,264,000	1.27%	(35,024)	21,228,976	1.27%	6.00%	0.08%	
Deferred Income Taxes	257,098,000	0	257,098,000	15.34%	(423,470)	256,674,530	15.34%	0.00%	0.00%	
Tax Credits - Weighted Cost	2,929,000	0	2,929,000	0.17%	(4,824)	2,924,176	0.17%	7.66%	0.01%	
Total	1,676,004,000	0	1,676,004,000	100.00%	(2,760,572)	1,673,243,428	100.00%		6.36%	
Equity Ratio	46.26%									
Interest Synchronization										
	(\$)		(\$)		(\$)					
	Adjustment		Effect on		Effect on					
	Amount	Cost Rate	Interest Exp.	Tax Rate	Income Tax					
Dollar Amount Change	(1,084,558)	5.26%	(57,048)	38.575%	22,006					
Long-term Debt	(1,084,558)	5.26%	(57,048)	38.575%	22,006					
Short-term Debt	(28,574)	0.13%	(38)	38.575%	15					
Customer Deposits	(35,024)	6.00%	(2,101)	38.575%	811					
Tax Credits - Weighted Cost	(4,824)	7.66%	(369)	38.575%	143					
					22,632					
Cost Rate Change										
Long-term Debt	658,459,000	-0.22%	(1,448,610)	38.575%	558,801					
Short-term Debt	17,955,000	-1.99%	(357,305)	38.575%	137,830					
Tax Credits - Weighted Cost	2,929,000	-0.79%	(23,181)	38.575%	8,942					
					705,574					
TOTAL					728,405					

[Nous surlignons]

Dans sa décision du 3 avril 2012 concernant Gulf Power Company, la Florida Public Service Commission (FPSC), considérant un ratio de capitaux propres de 46 %, autorise un TRCP de 10,25 %. Malgré cela, le TRCP de 10,25 % ne s'applique qu'à 38,50 % de la base tarifaire, tandis qu'une tranche représentant 15,34 % de la base tarifaire, l'impôt différé accumulé, entre dans le calcul du coût moyen pondéré à coût zéro. Ainsi, la Florida Public Service Commission utilise la deuxième méthode décrite par Deloitte.

Demandes :

9.1 Est-ce que la part des impôts différés dans le financement de la base tarifaire, à plus de 15% dans le cas de Gulf Power, est aussi importante au Canada qu'aux États-Unis? Veuillez préciser et quantifier.

9.1 Dr. Booth is not aware of any material deferred income taxes in the rate base for Canadian utilities, since they are generally on flow through taxes. Dr. Booth has

not seen this as an issue in Canada since the telcos ceased to be ROE regulated by the CRTC, where if his memory is correct they collected deferred income taxes in their revenue requirement.

10. **Références** : (i) Pièce B-0026, p. 3598, (Décision du *Department of Public Utility Control* de l'État du Connecticut);
(ii) Pièce B-0026, p. 3679, (Décision du *Department of Public Utility Control* de l'État du Connecticut);
(iii) Pièce B-0007, pièce JMC-3 annexe 1.

Préambule :

(i) Dans sa décision du 30 juin 2010 concernant Connecticut Light & Power (CL&P), le Department of Public Utility Control of Connecticut (DPUC) accepta la structure de capital proposée par l'entreprise, soit 49,2 % de capitaux propres, et fixe le TRCP à 9,40 %, comme présenté ci-dessous

Summary of Department Analysis Cost of Equity Allowed		
Method	Range	ROE
DCF	9.45% - 9.95%	9.7%
CAPM	7.38% - 8.57%	7.4%
Flotation Costs	N/A	0%
Department Allowed	7.4% - 9.7%	9.40%

h. Weighted Cost of Capital

After study and deliberation of all cost of capital issues presented in this proceeding, the Department finds that 7.68% is a fair rate of return, reflecting a return on equity of 9.40%. The approved capital structure and capital costs on the rate-making basis are as followed:

<u>Allowed Weighted Cost of Capital</u>			
<u>Capital</u>	<u>Ratio</u>	<u>Embedded Cost</u>	<u>Weighted Cost</u>
Long-Term Debt	48.35%	6.09%	2.94%
Preferred Stock	2.45%	4.81%	0.12%
Common Equity	<u>49.20%</u>	<u>9.40%</u>	<u>4.62%</u>
Total	100.00%		<u>7.68%</u>

(ii) Le DPUC et l'entreprise utilisent la première méthode présentée par Deloitte dans le traitement des impôts différés accumulés. Ceux-ci sont soustraits de la base de tarification. Ainsi, de la base de tarification de 3 330,230 M\$, on soustrait les impôts différés accumulés de 711 010 \$ (455,419 M\$ + 255,591 M\$), représentant 21 % de la base de tarification, pour obtenir une base nette des impôts différés accumulés de 2 619,220 M\$ (voir tableau ci-dessous).

Comme dans ce cas-ci on a réduit la base tarifaire de 21 % afin de tenir compte des impôts différés accumulés, le coût moyen pondéré du capital appliqué à cette base est calculé en appliquant le plein ratio de capitaux propres au TRCP autorisé.

Si le 49,2 % de capitaux propres affichés à la pièce JMC-3 annexe 1 paraît être celui auquel s'applique le TRCP autorisé, ce ne serait qu'une question de présentation. On applique ainsi un taux de rendement moyen pondéré plus élevé (7,68 %), mais il est appliqué sur une base de tarification réduite de 21 %.

Exhibit – Rate Base - RY1

CONNECTICUT LIGHT AND POWER COMPANY DN 09-12-05			
RATE BASE			
RATE YEAR ENDING 6/30/2011 (RATE YEAR ONE)			
	REVISED PROFORMA	AUTHORITY ADJUSTMENTS	TABLE I
UTILITY PLANT IN SERVICE	\$4,167,837	(\$4,256)	\$4,163,581
PENSION CAPITALIZATION ADJS	0	(2,467)	(2,467)
LESS: CONS. WORK IN PROGRESS	0	0	0
LESS: ACCUM DEP AND AMORT	1,152,355	(326)	1,152,029
NET PLANT	3,015,482	(6,397)	3,009,085
PLUS:			
MATERIALS AND SUPPLIES	\$54,591	0	54,591
REGULATORY ASSET - FAS 109	255,591		255,591
WORKING CAPITAL	29,989	(3,535)	26,454
PREPAYMENTS	3,564	0	3,564
MISCELLANEOUS	0		0
DEFERRED TAXES ON CAC NET OF GROSS	14,206	0	14,206
MBS UNAMORTIZED DEFERRAL, NET OF TAX	0	0	0
DEFERRED ASSETS, NET OF TAXES	11,089	(887)	10,203
LESS:			
ACCUM PROV DEFERRED INCOME TAXES	\$452,472	2,947	455,419
CUSTOMER ADVANCES FOR CONSTRUCTION	0	0	0
CUSTOMER DEPOSITS	14,783	0	14,783
RESERVES, NET OF TAXES	47,394	0	47,394
ACCUM PROV DEF INCOME TAXES - FAS 109	255,591	0	255,591
REGULATORY LIABILITY - FAS 109	0	0	0
SERP 401K	0	0	0
PENSION LIABILITY - DEFERRED TAXES	0	0	0
MISCELLANEOUS DEP RESERVE)	0	(18,714)	(18,714)
RATE BASE	2,614,272	4,948	2,619,220
RETURN ON RATE BASE	8.23%	7.69%	7.69%
OPERATING INCOME	215,113	(13,768)	201,345

Si le DPUC avait opté pour la deuxième méthode de présentation de Deloitte, on aurait obtenu le même bénéfice d'opération comme on peut le voir ci-dessous :

Connecticut Light & Power Company (en milliers de dollars)	CL&P	Base tarifaire	Taux rendement	Bénéfices d'opération
Base tarifaire avant déduction des impôts différés	\$ 3 330 230			
- Réserve pour Impôts reportés accumulés (p. 3679)	\$ 711 010			
= Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 3679)	\$ 2 619 220			
Première méthode :				
Dettes à long terme (p. 3598)	48,35%	\$ 1 266 393	6,09%	\$ 77 123
Actions privilégiées (p. 3598)	2,45%	\$ 64 171	4,81%	\$ 3 087
Capitaux propres (p. 3598)	49,20%	\$ 1 288 656	9,40%	\$ 121 134
Capitalisation / base de tarification	100,00%	\$ 2 619 220		
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			7,69%	\$ 201 344
Deuxième méthode :				
Dettes à long terme	38,0%	\$ 1 266 393	6,09%	\$ 77 123
Actions privilégiées	1,9%	\$ 64 171	4,81%	\$ 3 087
Capitaux propres	38,7%	\$ 1 288 656	9,40%	\$ 121 134
Impôt reportés accumulés	21,4%	\$ 711 010	0,00%	\$ 0
Structure de capital / base de tarification	100,0%	\$ 3 330 230		
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			6,05%	\$ 201 344

Tableau préparé par la Régie de l'énergie du Québec. Sources : Pièce B-0026

Il apparaît donc que le choix de la méthode servant à tenir compte des impôts différés accumulés n'a aucun impact sur les bénéfices totalisant 201,3 M\$ pour CL&P. Soit on applique un pourcentage de capitaux propres de 49,2 % sur une base de tarification réduite de 21 %, soit on applique un pourcentage de capitaux propres de 38,7 % sur la pleine base de tarification.

Demande :

10.1 Dans le cas d'Hydro-Québec Distribution, le ratio présumé de capitaux propres de 35 % est appliqué à sa pleine base de tarification. Ceci ne correspond-il pas à la deuxième méthode qui est appliquée à la base de tarification avant déduction des impôts différés?

How you treat deferred income taxes should not be material. For example suppose you have the following balance sheet, where for simplicity I ignore income taxes :

A.	\$	%	cost
Deferred income taxes :	10	0	0
Debt	40	5	\$2
Equity	50	10	\$5
Total rate base	100		\$7 or utility cost of 7%

B.	\$	%	cost
Debt	40	5	\$2
Equity	50	10	\$5

Total rate base 90 \$7 or utility cost of 7/90
7.78%

The utility cost of capital is just a % created by dividing the rate base into the required earnings. In A the deferred income taxes are included in the utility cost of capital so the overall cost of capital of \$7 with DIT costing zero is 7%. In case B, the deferred taxes are subtracted from the rate base so the same \$7 in required earnings are now divided by the net rate base of \$90 to get 7.78% utility cost of capital.

In the above US case the 7.68% is applied to the net rate base after deducting DIT and the correct equity ratio is 49.20% since this represents the share of net rate base financed by investors. Dr. Booth recommends a 35% common equity ratio for distributors and accepts HQD's request based on the net rate base after subtracting out any « free money » such as contributions in aid of construction and deferred income taxes. As indicated previously generally these are not material for most Canadian utilities.

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 3271, 3273, 3329, 4197, 4198, 4576, 4581, 4737, 4740;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-3 annexe 1;
 - (iii) Pièce B-0026, page 818, (10-K, *Consolidated Edison inc*);
 - (iv) Pièce B-0026, pages 894-895, (10-K, *Consolidated Edison inc*);
 - (v) Pièce B-0026, page 3329, (Décision de la *State of New York Public Service Commission*);
 - (vi) Pièce B-0075, p. 63.

Préambule :

(i) Sur la quinzaine de décisions des régulateurs, fournies à la demande de la Régie, concernant les entreprises américaines suggérées, seulement cinq d'entre elles fournissent suffisamment de détails pour calculer la base de tarification avant et après déductions des impôts différés, tandis qu'une, Gulf Power, incluait déjà les impôts différés à sa structure de capital servant au calcul du rendement sur sa pleine base de tarification. Incidemment, le ratio de capitaux propres à 38,5 % pour Gulf Power contrastait avec celui des autres entreprises américaines suggérées affichant des ratios de capitaux propres de plus de 51 % en moyenne.

Ce ratio moyen s'applique, selon la première méthode exposée par Deloitte, à une base de tarification significativement réduite. Quel serait le pourcentage de capitaux propres si on utilisait plutôt la seconde méthode? Nous l'avons déjà fait pour CL&P. Pour les 4 autres entreprises, nous avons pu calculer et réconcilier l'effet sur la structure de capital de chacune des deux méthodes présentées par Deloitte pour tenir compte des impôts différés. Voir le Tableau suivant le préambule :

Il apparaît, de cet exercice, que les ratios de capitaux propres autorisés par les régulateurs américains ne seraient pas ceux qui sont appliqués à la pleine base de tarification (avant déductions des impôts reportés). De plus, nous remarquons que les impôts reportés cumulés représentent de 20,3 % à 24,4 % de la base de tarification, soit une portion très significative. Pour Wisconsin Electric Power Company, par exemple, bien que la Public Service Commission of Wisconsin autorise un ratio de capitaux propres de 52,09 % et un TRCP de 10,4 %, ce TRCP n'est appliqué qu'à 39,6 % de la pleine base de tarification, une réduction de 12,5 points de pourcentage.

Pour l'ensemble de ces entreprises américaines, le ratio autorisé des capitaux propres de 50,5 %, en moyenne, surestime de 11,3 points de pourcentage le ratio de capitaux propres utilisé pour la rémunération de la pleine base tarifaire, soit de 39,2 %. Cela serait le résultat qui apparaîtrait à la pièce JMC-3 si toutes ces entreprises avaient opté pour la deuxième méthode de Deloitte pour comptabiliser les impôts différés. Ce ratio moyen, qui passe à 39,0 % lorsqu'on inclut Gulf Power, se compare tout à fait au ratio de capitaux propres moyen de l'échantillon d'entreprises canadiennes présentées à la pièce JMC-3, soit 39,3 %.

(ii) Orange and Rockland Utilities (O&R) est, tout comme CECONY, une filiale à part entière de Consolidated Edison inc. Tout comme CECONY, elle est règlementée par la State of New York Public Service Commission et opère dans la région de New York. O&R a environ 300 000 clients, mais n'a pas été incluse dans la pièce JMC-3.

Alors que la décision concernant le TRCP de 10,15 % pour CECONY date d'il y a 3 ans, soit en 2010, celle rendue pour O&R est plus récente, datant de 2012. Pour les années se terminant les 30 juin 2013 à 2015, la Commission a autorisé un TRCP de 9,4 %, 9,5 % et 9,6 % respectivement, sur un ratio de capitaux propres de 48 % de la capitalisation, l'équivalent d'un ratio de 38,3 % sur une pleine base de tarification, tel que nous l'avons calculé ci-dessous.

Nous avons également observé aux états financiers de CECONY, disponibles dans le rapport 10 K de Consolidated Edison, que les impôts différés de CECONY, totalisant 7 452 M\$, représentent 30,1 % des immobilisations nettes de 24 745 M\$ à la fin 2012, et 20,2 % de l'actif total. Comme CECONY est également règlementé par la New York Public Service Commission, le même traitement des impôts différés qu'avec O&R devrait s'appliquer.

Western Massachusetts Electric Company (en milliers de dollars)	WMEC	Base tarifaire	Taux rendement	Bénéfices d'opération
Base tarifaire avant déduction des impôts différés	\$ 481 482			
- Réserve pour Impôts reportés accumulés (p. 4197)	\$ 111 046			
= Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 4197)	\$ 370 437			
<i>Première méthode :</i>				
Dettes à long terme (p.4198)	49,30%	\$ 182 625	5,60%	\$ 10 227
Actions privilégiées	0,00%	\$ 0	2,00%	\$ 0
Capitaux propres	50,70%	\$ 187 811	9,60%	\$ 18 030
Capitalisation / base de tarification (p.4198)	100,00%	\$ 370 437		
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			7,63%	\$ 28 257
<i>Deuxième méthode :</i>				
Dettes à long terme	37,9%	\$ 182 625	5,60%	\$ 10 227
Actions privilégiées	0,0%	\$ 0	0,00%	\$ 0
Capitaux propres	39,0%	\$ 187 811	9,60%	\$ 18 030
Impôt reportés accumulés	23,1%	\$ 111 046	0,00%	\$ 0
Structure de capital / base de tarification			100,0%	\$ 481 482
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			5,87%	\$ 28 257
<hr/>				
Northern States Power Company of Wisconsin (en milliers de dollars)	NSP-WI	Base tarifaire	Taux rendement	Bénéfices d'opération
Base tarifaire avant déduction des impôts différés	\$ 1 016 669			
- Réserve pour Impôts reportés accumulés (p. 4737)	\$ 228 067			
= Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 4737)	\$ 788 602			
<i>Première méthode :</i>				
Dettes à long terme (p. 4740)	44,49%	\$ 350 849	5,71%	\$ 20 033
Dettes à court terme (p. 4740)	3,14%	\$ 24 762	0,53%	\$ 131
Capitaux propres (p. 4740)	52,37%	\$ 412 991	10,40%	\$ 42 951
Capitalisation / base de tarification	100,00%	\$ 788 602		
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			8,00%	\$ 63 116
<i>Deuxième méthode :</i>				
Dettes à long terme	34,5%	\$ 350 849	5,71%	\$ 20 033
Dettes à court terme	2,4%	\$ 24 762	0,53%	\$ 131
Capitaux propres	40,6%	\$ 412 991	10,40%	\$ 42 951
Impôt reportés accumulés	22,4%	\$ 228 067	0,00%	\$ 0
Structure de capital / base de tarification			100,0%	\$ 1 016 669
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			6,21%	\$ 63 116
<hr/>				
Wisconsin Electric Power Company (en milliers de dollars)	WEPCo	Base tarifaire	Taux rendement	Bénéfices d'opération
Base tarifaire avant déduction des impôts différés	\$ 5 188 799			
- Réserve pour Impôts reportés accumulés (p. 4576)	\$ 1 260 384			
= Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 4576)	\$ 3 928 415			
<i>Première méthode :</i>				
Dettes à long terme (p. 4581)	43,10%	\$ 1 693 147	5,21%	\$ 88 213
Dettes à court terme (p. 4581)	4,30%	\$ 168 922	0,53%	\$ 895
Actions privilégiées (p. 4581)	0,51%	\$ 6 428	3,95%	\$ 254
Capitaux propres (p. 4581)	52,09%	\$ 2 046 311	10,40%	\$ 212 816
Capitalisation / base de tarification	100,00%	\$ 3 914 808		
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			7,69%	\$ 301 925
<i>Deuxième méthode :</i>				
Dettes à long terme	32,8%	\$ 1 693 147	5,21%	\$ 88 213
Dettes à court terme	3,3%	\$ 168 922	0,53%	\$ 895
Capitaux propres	39,6%	\$ 2 046 311	10,40%	\$ 212 816
Impôt reportés accumulés	24,4%	\$ 1 260 384	0,00%	\$ 0
Structure de capital / base de tarification			100,0%	\$ 5 188 799
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			5,84%	\$ 301 925
<hr/>				
Orange and Rockland Utilities inc (en milliers de dollars)	O&R	Base tarifaire	Taux rendement	Bénéfices d'opération
Base tarifaire avant déduction des impôts différés	\$ 842 070			
- Réserve pour Impôts reportés accumulés (p. 3273)	\$ 171 021			
= Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 3273)	\$ 671 049			
<i>Première méthode :</i>				
Dettes à long terme (p. 3329)	50,60%	\$ 339 551	6,07%	\$ 20 611
Dépôts de la clientèle (p. 3329)	1,40%	\$ 9 395	1,65%	\$ 155
Capitaux propres (p. 3329)	48,00%	\$ 322 104	9,40%	\$ 30 278
Capitalisation / base de tarification	100,00%	\$ 671 049		
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération (p.3273)			7,61%	\$ 51 043
<i>Deuxième méthode :</i>				
Dettes à long terme	40,3%	\$ 339 551	6,07%	\$ 20 611
Dépôts de la clientèle	1,1%	\$ 9 395	0,53%	\$ 50
Capitaux propres	38,3%	\$ 322 104	9,40%	\$ 30 278
Impôt reportés accumulés	20,3%	\$ 171 021	0,00%	\$ 0
Structure de capital / base de tarification			100,0%	\$ 842 070
Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération			6,05%	\$ 50 938

Demandes :

- 11.1 Veuillez indiquer si vous êtes d'accord avec l'analyse relative aux ratios des capitaux propres présentée ci-dessus. Sinon, veuillez élaborer.
- 11.2 Si le TRCP autorisé ne s'applique pas au pourcentage de capitaux propres dans la capitalisation des entreprises américaines, de 50,5 % selon la Pièce JMC-3, mais plutôt au pourcentage de capitaux propres de la structure de capital incluant les impôts différés, autour de 39,0 % tel que calculé ci-dessus, peut-on conclure que les ratios de capitaux propres assumés par les régulateurs américains ne sont pas tout à fait comparables aux ratios canadiens?
- 11.3 Veuillez, aux fins de comparaison, présenter le même type d'analyse et de données pour un échantillon d'entreprises canadiennes comparables à HQT.D.

11.1, 11.2 & 11.3 Dr. Booth does not judge this to be a significant concern in Canada since most Canadian utilities are on flow through taxes. For US companies he would judge the capital structure on the net rate base to be the most important metric since DIT reflects zero cost capital. As far as the revenue requirement what is important is the \$ amount of equity times the allowed ROE and the same for debt.

MODÈLES D'ÉVALUATION DU COÛT DES CAPITAUX PROPRES

12. Référence : Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 52.

Préambule :

« Q. WHAT IS YOUR FAIR ROE FOR A BENCHMARK UTILITY? »

A. I would judge a fair ROE for 2014 to be in a range of 7.00to 8.05% for 2013 with a recommended rounded mid-point for 2014 of 7.50%. My estimates are based on the following: »

Risk premium

Base LTC forecast:	3.60%
Normal utility risk premium:	2.25%-3.30%
Issue costs:	0.50%
Normal Fair ROE	6.35%-7.40%
Credit Spread Adjustment	0.30%
Operation Twist Adjustment	0.35%
Fair ROE:	7.00-8.05%
Point estimate:	7.50%

Demandes :

- 12.1 Étant donné qu'Hydro-Québec n'a qu'un seul et unique actionnaire, le gouvernement du Québec, et qu'elle n'a pas à encourir de frais d'émission pour ses capitaux propres, pourquoi y a-t-il lieu, selon vous, d'accorder tout de même une compensation pour frais d'émission?
- 12.2 Veuillez préciser les raisons qui justifieraient une rétribution pour frais d'émission, ainsi que celles qui pourraient justifier le rejet d'une telle compensation, en fournissant des exemples d'entreprises publiques canadiennes contrôlées par divers paliers de gouvernement et pour lesquelles les régulateurs ont accepté de compenser pour les frais d'émissions, d'une part, ainsi que des exemples d'entreprises pour lesquelles les régulateurs ne compensent pas pour de tels frais.

-
- 12.1 Dr. Booth accepts that HQ does not incur issue costs. He includes issue costs in his assessment since it was his understanding that HQD and HQT were to be regulated as stand alone utilities. His interpretation of stand alone is that the ratepayers should be charged only the cost of service without any subsidy or

excess charges levied on them by the happenstance of ownership. This definition would mean that HQD and HQT's allowed ROE should be equivalent to what would be allowed if they were not owned by the province of Quebec.

- 12.3 The closest comparable regulatory decision that Dr. Booth is aware of is the decision of the Ontario Energy Board to apply the same ROE from their formula to both the private gas distribution companies (Union Gas and EGDI) as well as Ontario Power Generation (OPG), Hydro One (HON) and the former municipal electric companies. Both OPG and HON are owned by the Province of Ontario and are the main components of the old Ontario Hydro. In its OPG decision the OEB stated (Decision EB 2007-0905, page 158)

8.4.4 Adjustment for financing flexibility

The purpose of adding an adjustment for financing flexibility to the “bare bones” cost of equity is to compensate the utility for potential equity flotation issuance costs and to protect the financial integrity of the utility against any adverse impacts from potential unexpected events in the capital markets and the economy.

Energy Probe submitted that adding 50 basis points for financial flexibility was unwarranted as OPG will not issue shares and therefore requires no compensation for floatation costs. AMPCO agreed with Dr. Schwartz that the reasons given for adding 50 basis points for financial flexibility are unconvincing: all of OPG's borrowing will be from the OEFC and there is no expectation that equity will be raised in the test period. OPG responded that the 50 basis point allowance does not turn on whether the utility is actually forecast to enter the market or not. It is a margin for unanticipated market conditions and “recognizes the basic principle of regulation, that the market return derived from the equity risk premium test needs to be translated into a return that is fair and reasonable when applied to book value.”

OPG maintained that this principle is well established and noted that Drs. Kryzanowski and Roberts, Dr. Booth and Ms. McShane all included the provision and that it has been included in setting the ROE for Hydro One and the electricity LDCs.

Board Findings

The Board will include this adjustment of 50 basis points. The adjustment has been used in the past and forms part of the recommendations made by Drs. Kryzanowski and Roberts, Dr. Booth and Ms. McShane. Adding 50 basis points to the “bare bones” ROE of 8.15% results in an ROE of 8.65%. The Board concludes that this result is also reasonable because it is comparable to the levels of return allowed to other Ontario regulated energy utilities, and

although OPG is of higher risk, that risk has been recognized through the higher equity ratio.”

13. Référence : Pièce C-AQCIE- CIFQ-0025, p. 1.

Préambule :

« In this appendix I estimate the market risk premium by examining realised rates of return on different broad classes of securities over long periods of time ».

Demande :

13.1 En plus d'utiliser des données historiques pour estimer la prime au risque du marché, Concentric utilise une estimation prospective de la prime au risque. Êtes-vous d'accord avec cette approche, et sinon, veuillez expliquer pourquoi?

13.1 Please see Dr. Booth's Appendix B where he uses historic data on the realised equity market risk premium since 1922 and the results from a 2013 survey of 1,000's of professionals in the area that actually use the market risk premium and the cost of equity as part of their job. Dr. Booth judges the historic data to be objective, since it records the actual risk return tradeoff experienced over very long periods of time, where many market experiences have been observed including many booms and busts, as well as the Great Depression. The survey data then simply assesses whether or not current expectations are within that reasonable range. In this respect the Fernandez survey data produces estimates within this historic range and thus **verifies** the relevance of the historic market experience.

While Dr. Coyne uses a prospective estimate of the market risk premium it is important to understand how that forecast fits in with both the historic experience and the views from the Fernandez survey. Dr. Booth has always stated that his judgment is "**judgment constrained by the facts**" which is to say that a prospective forecast of the market risk premium considerably outside of the historic Canadian and US experience of 5.0-6.0% and the median Fernandez survey result of about 5.50%, has to be closely scrutinized since it is not similarly constrained by the facts.