

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HQT-HQD - DEMANDE D'APPROBATION  
DU TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES ET  
DU MÉCANISME DE RENDEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT

DOSSIER : R-3842-2013

RÉGISSEURS : M. GILLES BOULIANNE, président  
Me MARC TURGEON  
M. PIERRE MÉTHÉ

AUDIENCE DU 31 OCTOBRE 2013

VOLUME 4

JEAN LAROSE et CLAUDE MORIN  
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me HÉLÈNE BARRIAULT  
Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE  
procureurs de la Régie;

DEMANDERESSE :

Me ÉRIC DUNBERRY  
Me MARIE-CHRISTINE HIVON  
procureurs d'Hydro-Québec Transport (HQT) et  
HydroQuébec Distribution (HQD);

INTERVENANTS :

Me STÉPHANIE LUSSIER  
procureure de Association coopérative d'économie  
familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Me DENIS FALARDEAU  
procureur de Association coopérative d'économie  
familiale de Québec (ACEFQ);

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

Me ANDRÉ TURMEL  
procureur de Fédération canadienne de l'entreprise  
indépendante (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET :  
procureure de Groupe de recherche appliquée en  
macroécologie (GRAME);

Me ÉRIC DAVID  
procureur d'Option consommateurs (OC);

Me FRANKLIN S. GERTLER  
procureur de Regroupement des organismes  
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Me ANNIE GARIÉPY  
procureure de Regroupement national des conseils  
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

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

Me HÉLÈNE SICARD  
procureure de Union des consommateurs (UC).

TABLE DES MATIERES

	PAGE
LISTE DES PIÈCES	6
PRÉLIMINAIRES	7
PREUVE D'OC	8
JULES BÉLANGER	8
INTERROGÉ PAR Me ÉRIC DAVID	9
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON	15
PREUVE D'UC	38
MARC-OLIVIER MOISAN-PLANTE	39
INTERROGÉ PAR Me HÉLÈNE SICARD	39
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON	48
PREUVE GRAME	62
NICOLE MOREAU	62
INTERROGÉE PAR Me GENEVIÈVE PAQUET	63
CONTRE-INTERROGÉE PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON	80
PREUVE DE RNCREQ	85
PAUL PAQUIN	86
INTERROGÉ PAR Me ANNIE GARIÉPY	86
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON	92

PREUVE SÉ/AQLPA	101
JACQUES FONTAINE	102
INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	102
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON	117
INTERROGÉ PAR Me MARC TURGEON	129
PREUVE DE HQT D - PANEL 2 : TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES	131
JOHN P. TROGONOSKI	133
JAMES M. COYNE	133
GILLES GAUDREAU	133
STÉPHANE VERRET	133
FRANÇOIS G. HÉBERT	133
INTERROGÉS PAR Me ÉRIC DUNBERRY	134

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
C-GRAME-0015 :	Extrait du dossier R-3854-2013 - Demande de renseignements numéro 2 de la Régie au Distributeur 64
C-GRAME-0016 :	Indices de qualité de service et conditions d'accès aux trop- perçus en distribution (dossier R-3837-2013) 64
B-0092 :	(HQT-6, Doc.3) Présentation Power Point 146
B-0093 :	(HQT-6, Document 3.1) Document de présentation intitulé « ROE and Risk Analysis", en date du 31 octobre 2013 205

L'AN DEUX MILLE TREIZE, ce trente et unième (31e) jour  
du mois d'octobre :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Protocole d'ouverture. Audience du trente et un  
(31) octobre deux mille treize (2013), dossier  
R-3842-2013. HQT-HQD - Demande d'approbation du  
taux de rendement des capitaux propres et du  
mécanisme de traitement des écarts de rendement.  
Poursuite de l'audience du trente (30) octobre deux mille  
treize (2013).

Les régisseurs désignés dans ce dossier sont  
monsieur Gilles Boulianne, président de la  
formation, de même que maître Marc Turgeon et  
monsieur Pierre Méthé.

Les procureurs de la Régie sont maître Hélène  
Barriault et maître Jean-François Ouimette.

La demanderesse est Hydro-Québec Transport et  
Hydro-Québec Distribution, représentées par maître  
Éric Dunberry et maître Marie-Christine Hivon.

Je demanderais aux parties de bien vouloir  
s'identifier à chacune de leurs interventions pour  
les fins de l'enregistrement. Aussi auriez-vous

l'obligance de vous assurer que votre cellulaire est fermé durant la tenue de l'audience.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Madame la greffière. Bonjour tout le monde. Maître David, on est rendu à vous pour présentation de la preuve.

Me ÉRIC DAVID :

Oui, Monsieur le Président, messieurs les régisseurs. Alors, on est prêt à présenter la preuve d'Option consommateurs. Madame la greffière, si vous voulez procéder à l'assermentation.

PREUVE D'OC

L'an deux mille treize (2013), ce trente et unième (31e) jour du mois d'octobre, A COMPARU :

JULES BÉLANGER, analyste externe pour Option consommateurs, ayant une place d'affaires au 1030, rue Beaubien Est, Montréal (Québec);

LEQUEL, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit :



INTERROGÉ PAR Me ÉRIC DAVID :

Q. [1] On va débiter avec l'adoption de la preuve écrite. Monsieur Bélanger, je vous demanderais de prendre les pièces, deux pièces cotées OC, donc OC-19 et OC-22. Le premier document étant le mémoire d'Option consommateurs; le deuxième étant la réponse d'Option consommateurs à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie. Avez-vous préparé ces documents?

R. Oui. Je suis le principal auteur des documents. Également, monsieur Roger Higgin m'a accompagné donc pour développer les positions qui sont dans le mémoire et a également révisé les deux documents.

Q. [2] Merci. Avez-vous des corrections à apporter à ces documents?

R. Oui, il y a une correction qui a déjà été mentionnée en réponse à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie. C'est la note de bas de page numéro 36 à la page 13 du mémoire, à la deuxième phrase, après « MTÉR », on devrait lire « ou de l'augmentation du taux de rendement des capitaux propres autorisé ».

Q. [3] Juste donner le temps à tout le monde de trouver le document.

R. Oui.

- Q. [4] Donc, c'est le mémoire C-OC-19 à la page 13.  
Donc, la note de bas de page numéro 36. Pouvez-vous juste répéter la correction?
- R. Donc, c'est la deuxième phrase à la page 13. Il y a une erreur de frappe. Donc après « MTÉR », on devrait lire « ou de l'augmentation du taux de rendement des capitaux propres autorisé ».
- Q. [5] D'accord. Avez-vous d'autres corrections à apporter?
- R. Non.
- Q. [6] Merci. Pouvez-vous nous résumer les points importants de la preuve d'Option consommateurs dans ce dossier?
- R. Donc, je vais être relativement bref ce matin. Comme je disais, Roger Higgin et moi avons développé la position qui est présentée dans le mémoire. L'objectif principal qu'on cherchait en étudiant la proposition d'Hydro-Québec, puis en préparant notre recommandation, c'était la recherche d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement qui soit juste et raisonnable pour Hydro-Québec et la clientèle. Donc, pour ce faire, le mécanisme, selon nous, devait notamment être conçu de façon à partager les écarts positifs de rendement avec les clients, puis que ce partage-là

soit effectué de manière équilibrée.

Des préoccupations secondaires, comme l'impact du mécanisme sur l'efficacité, sont à prendre en compte, ça on est d'accord, mais ne devraient pas être le principal déterminant du mécanisme. Le but d'un mécanisme dans un contexte de coût de service, c'est de partager les écarts de rendement qui peuvent arriver de... qui ont plusieurs origines. Ce n'est pas pour partager des écarts de rendement disons qui sont clairement identifiés, comme de l'efficacité ou de la productivité, comme dans des mécanismes incitatifs, par exemple.

Donc, au final, la structure du mécanisme est basée sur ce qu'on juge être une bonne balance des intérêts des différentes parties, en prenant compte évidemment, bon, du contexte et des différences de structure entre Hydro-Québec Distribution et Transport. Monsieur Yardley l'a dit la semaine passée, il y a une bonne part de subjectivité dans l'exercice évidemment.

Donc, un des éléments qui, selon nous, devrait être pris en compte, est la proposition d'Hydro-Québec d'augmenter son taux de rendement des capitaux propres, en reconnaissance qu'Hydro-

Québec peut obtenir un plus grand rendement sur les capitaux propres pour un risque donné, on estime que les consommateurs qui, en retour, vont devoir payer des tarifs plus élevés devraient pouvoir se partager une plus grande partie de ces écarts de rendement.

(9 h 20)

Je pense qu'à ce niveau-là, la réponse qu'on a donnée, là, à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie, a permis de clarifier un peu la position. Donc, il y a deux manières d'augmenter la part des écarts de rendement au consommateur. Donc, en réduisant les zones sans partage ou en modifiant le facteur de partage, là, cinquante-cinquante (50-50) ou soixante-quinze-vingt-cinq (75-25). On pense que réduire la zone sans partage est une manière simple et efficace, là, de procéder. Donc, on proposait, on propose une réduction de cinquante (50) points des zones sans partage pour les deux divisions si la Régie était pour autoriser une augmentation du taux de rendement des capitaux propres de un pour cent (1 %).

Donc, évidemment, la Régie pourrait décider de ne pas accorder de hausse du tout ou, à

l'extrême, de prendre la proposition d'Hydro-Québec, là, qui est le neuf point deux pour cent (9,2 %). Si la Régie décidait de ne pas augmenter le taux de rendement, on ne propose pas de modification à la proposition d'Hydro-Québec, donc, à la recommandation de monsieur Yardley. Cependant, si la hausse devait être de, devait aller jusqu'à neuf point deux pour cent (9,2 %), bien on estime que la Régie pourrait diriger, se diriger vers le mécanisme qui est proposé par la FCEI par exemple.

On estime que ce mécanisme-là permettrait de conserver suffisamment d'efficience avec notamment la présence de la zone sans partage et le partage cinquante-cinquante (50-50) des écarts de rendement qui sont positifs. Là-dessus, j'ai été un peu surpris d'entendre monsieur Yardley dire que notre proposition réduirait de manière substantielle les efficiences. Je trouvais le mot un peu fort, là et, donc, en tout cas à ma connaissance, dans la preuve qui a été présentée, il n'y a pas d'analyse sur l'efficience, d'analyse de productivité complète.

On estime également que, bon, le mécanisme qu'on propose reconnaît les différences de variations dans les rendements entre Hydro-Québec

Distribution et Transport, ainsi que leur différence dans leur structure de coûts-revenus, là. Ça c'est un point sur lequel on est d'accord avec Hydro-Québec. Bon finalement on pense qu'un mécanisme de ce type serait juste et raisonnable pour Hydro-Québec et ses clients.

Peut-être en terminant, sur deux points plus secondaires, j'aimerais préciser sur les indicateurs de performance. J'ai entendu monsieur Centolella hier dire que Option proposait de relier le mécanisme des indicateurs de performance. Ce n'est pas notre recommandation. On est en accord avec Hydro-Québec que l'exercice peut être complexe et on préfère attendre de vivre l'expérience du mécanisme avant de décider s'il faut le lier ou non à des indicateurs de performance.

Et deuxième point, sur les comptes d'écart, on comprend qu'on ne fera pas l'analyse complète des comptes d'écart dans ce dossier-ci. Cependant, on estime qu'il y a, que c'est important si on introduit un mécanisme de traitement des écarts de rendement, de revoir les différents comptes d'écart existants. Je pense que monsieur Yardley a confirmé aussi qu'il y avait un lien direct entre les deux. Un forum, peut être approprié, pour discuter de ces

enjeux-là serait de la prochaine cause tarifaire par exemple. Donc, voilà.

Q. [7] Merci. Avez-vous autre chose à ajouter?

R. Non.

Q. [8] O.K. Alors, Monsieur le Président, le témoin est disponible pour contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

Merci Maître David. Est-ce qu'il y a des intervenants dans la salle qui veulent procéder au contre-interrogatoire? Je comprends que non. Hydro-Québec?

Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Oui, bon matin Monsieur le Président, bonjour Messieurs les régisseurs.

(9 h 25)

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Q. [9] Bon matin.

M. JULES BÉLANGER :

R. Bonjour.

Q. [10] Monsieur Bélanger. Alors j'aurai quelques questions à vous poser sur votre mémoire déposé au dossier. Alors je vous inviterais à en prendre une copie devant vous. Tout d'abord, j'ai compris de votre témoignage ce matin que vous avez retenu les services de monsieur Roger Higgin, expert-conseil,

et que monsieur Higgin a revu le contenu de ce rapport et que vous avez eu l'occasion d'échanger avec lui sur les positions exprimées par Option consommateur dans ce rapport.

R. Oui, c'est exact.

Q. [11] Et qu'il est en... il était d'accord avec vous sur le contenu.

R. Oui.

Q. [12] O.K. Je vous réfère à la page 3 de votre mémoire. Le troisième paragraphe, vous mentionnez :

Suite à l'étude des documents déposés par le Distributeur et le Transporteur ainsi qu'à l'examen des réponses données aux demandes de renseignements, OC estime que la forme asymétrique et le facteur de partage du MTÉR proposé sont appropriés, et ce à la fois pour le Distributeur et le Transporteur. Cependant, OC propose des modifications aux zones sans partage du MTÉR.

Alors je comprends ici, Monsieur Bélanger, que OC est en faveur de l'asymétrie et du partage cinquante-cinquante (50-50) au-delà de la zone sans partage, tel que proposé par Hydro-Québec.



R. C'est exact.

Q. [13] Et que les modifications principales que vous suggérez concernent la zone sans partage.

R. Exact.

Q. [14] À la page 8 de votre mémoire, au troisième paragraphe qui commence par « OC est en accord ».

Alors :

OC est en accord avec certains des éléments présentés ci-haut, notamment le fait que le mécanisme adopté devrait se présenter sous une forme simple et pouvant être mis en place dans un bref délai. Aussi, le mécanisme et les procédures entourant la disposition des écarts de rendement ne devraient pas venir alourdir le processus réglementaire. Pour atteindre ce dernier objectif, le MTÉR ne doit toutefois pas se substituer aux examens annuels des charges des entreprises réglementées.

Alors si on résume votre position encore une fois, pour bien comprendre, vous êtes en faveur d'un mécanisme qui sera simple dans ses composantes, qui pourra être mis en place rapidement.

R. Hum, hum.

Q. [15] Qui n'alourdira pas le processus réglementaire existant. Et qui ne se substituera pas aux causes tarifaires.

R. Oui.

Q. [16] Finalement, au deuxième paragraphe à la page 9 vous mentionnez :

La proposition des demandeurs doit donc être évaluée en regard à cette évolution et se doit d'intégrer la demande concernant le taux de rendement des capitaux propres.

Alors je comprends, Monsieur Bélanger, que votre MTÉR, vous êtes d'accord avec le fait qu'il doit s'implanter suite à l'établissement d'un taux de rendement raisonnable des capitaux propres.

R. Oui.

Q. [17] À la page 10 de votre mémoire, à la cinquième ligne vous mentionnez :

Il serait intéressant et nécessaire d'identifier l'origine de ces écarts et, plus particulièrement, si ces écarts sont dus à des erreurs de prévision ou à des gains d'efficience. L'exercice est toutefois ardu [...]

comme l'indiquent les demandeurs [...]

Et là vous citez les demandeurs. Donc OC, et nous comprenons par le fait même le docteur Higgin, vous êtes conscients que l'identification de l'origine des écarts est un exercice qui est difficile à faire par la suite.

R. Oui, c'est un exercice qui peut être long et assez difficile à faire, effectivement.

Q. [18] Et que dans la réalité de la gestion globale et dynamique - et c'est la citation - Hydro-Québec prend au quotidien un grand nombre de décisions qui peut mener à des gains d'efficacité susceptibles de faire en sorte qu'il n'est pas possible de les départager à la fin d'une année pour être capable de déterminer quelles sont les variances qui sont attribuables à des gains d'efficacité.

R. Alors je veux dire c'est un... Je confirme, là, que l'exercice est difficile. J'imagine qu'une analyse sur plusieurs années serait complétée avec une analyse sur les conditions. Disons une analyse de productivité qui serait plus complète, là, pourrait permettre d'arriver peut-être à déterminer si effectivement il y a eu un gain d'efficacité ou autre. Mais c'est un exercice qui est très difficile à faire. Et vous ne proposez pas que le

mécanisme de traitement des écarts s'applique suite à un tel exercice?

(9 H 30)

R. Non.

Q. [19] À la page, en fait, aux pages 12, 13 et 14 de votre mémoire, vous proposez un calcul sur l'application d'un MTÉR dans le cas, regardant dans le passé, de l'année deux mille sept (2007) à deux mille douze (2012), avec le taux de rendement actuel et un taux de rendement hypothétique augmenté de un pour cent (1 %). C'est ce que je comprends. Et vous en arrivez à la conclusion, à la page 14, que :

En comparant le partage des écarts de rendement,

et là je suis au premier paragraphe de texte de la page 14,

on observe que le total du rendement réalisé par le Distributeur et le Transporteur serait augmenté suite à l'augmentation du taux de rendement des capitaux propres. Sous ce dernier scénario,

qui est le scénario où vous augmentez de un pour cent (1 %)

on observe également que la somme des écarts de rendement transférés vers les consommateurs diminue, passant de 175 M\$ à 109.5 M\$ pour le Distributeur et de 149.4 M\$ à 52.9 M\$ pour le Transporteur.

Ça c'était votre mémoire en octobre, à la mi-octobre. Je comprends qu'il y a eu des modifications apportées à la demande de renseignements, je vais y arriver, mais pour bien comprendre la position et la logique exprimées dans votre rapport, je continue à la page 14, vous dites :

OC est d'avis que si la Régie devait autoriser une augmentation du taux de rendement des capitaux propres, les zones sans partage du MTÉR proposées par le Distributeur et le Transporteur devraient être réduites de 50 points de base. En effet, OC estime que la balance des intérêts et le traitement équitable des parties évoqués dans la section précédente ne seraient pas pleinement atteints autrement.

Je comprends, Monsieur Bélanger, que cette

conclusion-là à laquelle vous en êtes arrivé le quinze (15) octobre, découle des résultats de vos calculs quant à la baisse des montants à partager avec la clientèle que vous aviez calculée à ce moment-là, et c'est ce qui justifiait votre position, en partie ou en totalité, là, vous pourrez me le dire, mais qui justifiait votre position de suggérer une baisse de la zone sans partage.

R. Non, lorsqu'on tente de faire des simulations, là, on fait plusieurs tests selon plusieurs hypothèses. Je pense qu'à la relecture du mémoire, puis à la question que la Régie nous a posée, il est devenu clair qu'il y avait peut-être un problème au niveau de la... ce n'était pas peut-être assez clair, là, donc où +on s'en allait. C'est vraiment suite à l'augmentation du taux de rendement autorisé, et donc on a... donc, ce qui augmenterait donc le rendement, bon, ensuite le revenu requis, les tarifs tout ça, qu'on propose ces... selon cette principale raison-là, qu'on propose une réduction des zones sans partage.

Q. [20] O.K. Mais juste pour bien comprendre parce qu'on, j'ai cru comprendre, puis dites-moi si je me trompe, que le calcul qui a été fourni aux pages 13

et 14 de votre mémoire le quinze (15) octobre, ne tenait pas compte d'une modification de la ligne qu'on appelle rendement réalisé.

R. C'est exact.

Q. [21] C'est exact. Et que ce calcul aurait dû tenir compte d'une modification dans le rendement réalisé si on voulait appliquer véritablement l'hypothèse que vous mettiez de l'avant.

R. C'est un calcul qui aurait pu se retrouver ou non. Je pense que l'hypothèse elle était explicite dans la note de bas de page qu'on a dû corriger. Donc, je pense effectivement que c'est plus clair de présenter, selon, comme on l'a fait, dans la réponse qu'on a donnée à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie. Je pense que ça exprime d'une manière un peu plus claire notre point de vue.

Q. [22] Je comprends que le calcul a été refait dans la réponse à la demande de renseignements et qu'effectivement, la ligne rendement réalisé a été modifiée - on pourra y aller si nécessaire mais je pense qu'on peut facilement s'entendre là-dessus - et qu'en fait la conclusion, en ce qui concerne les montants à partager, a, elle, complètement changé. J'ai raison de croire ça?

R. La conclusion ne change pas là-dessus, c'est-à-dire que, évidemment, selon l'hypothèse que vous utilisez pour modifier le rendement réalisé, ce qu'on a fait c'est un rendement réalisé qui augmenterait de la même manière que le rendement autorisé, là. Ça c'est dans notre réponse à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie. Évidemment, la manière de calculer ce rendement réalisé-là a un impact sur la part qui va au consommateur. Donc, selon les deux hypothèses, ça modifie effectivement le partage des écarts qui est transféré au consommateur.

(9 h 35)

Q. [23] Quand vous dites « Ça modifie le partage même dans le deuxième calcul », j'essaie juste de bien comprendre. Est-ce que vous pouvez... Je vous réfère à la réponse donnée à la question 1.1, ce que je vois, là, part des consommateurs cent soixante-quinze millions (175 M) par rapport à la situation actuelle cent soixante-quinze millions (175 M), ça m'apparaît être le même montant qui est partagé. Est-ce que j'ai raison de comprendre ça?

R. Oui, c'est exact, parce que c'est, évidemment, c'est construit selon l'hypothèse que le rendement réalisé augmenterait du même degré, du même niveau,



que le rendement autorisé.

Q. [24] Et c'est cette variable-là qui n'avait pas été modifiée dans le premier calcul que vous avez fait?

R. C'est ça, exact.

Q. [25] O.K. Alors je reviens à ma question, Monsieur Bélanger, à la page 14, le premier paragraphe, lorsque vous dites « Sous ce dernier scénario on observe également que la somme des écarts de rendement transférée vers les consommateurs diminue. ». Cette conclusion-là ne...

R. Ne tient pas compte d'une...

Q. [26] Ne tient pas compte, donc est-ce qu'on peut appeler ça une erreur de calcul dans votre premier rapport?

R. Non, ce n'est pas une erreur de calcul. C'est...

Q. [27] O.K.

R. Je pense que, comme je l'ai dit, la réponse qu'on a donnée à la Régie permettait d'éclairer, je pense, la position et je pense que, même à la relecture du mémoire, j'ai vu qu'effectivement peut-être que ça... La question était très légitime, là, mais ce n'est pas une erreur de calcul, c'est...

Q. [28] Donc c'était... Vous aviez fait un choix de la façon de le présenter ou... J'essaie de comprendre parce que...

R. Bien on...

Q. [29] ... si on essaie de simuler une augmentation du taux de rendement de un pour cent (1 %) comme vous avez fait, on arrive à la conclusion, lorsqu'on en tient compte véritablement sur comment ça serait intégré, on arrive, vous êtes d'accord avec moi qu'on arrive à la conclusion qu'il n'y a pas de modification dans la somme à partager.

R. C'est selon, évidemment, l'hypothèse qui est retenue. Donc...

Q. [30] O.K. Alors pourquoi vous n'aviez pas tenu compte de ça dans la première hypothèse si ce n'est pas une erreur de calcul?

R. On fait plusieurs tests lorsqu'on développe, plusieurs simulations qu'on essaie de produire puis c'est celle qu'on avait choisie dans le mémoire et je pense que, comme je viens de le dire, je pense que si la Régie n'avait pas posé la question, je serais moi-même arrivé ici ce matin en présentant le scénario avec une augmentation du rendement qui est réalisée parce que je pense que ça permet d'éclairer la position puis, moi-même, je pense qu'à la lecture du mémoire, j'ai vu que peut-être que ça manquait.

Q. [31] Alors la raison invoquée dans votre mémoire à

la page 14, ou l'une des raisons pour justifier une modification de la zone sans partage en référant au fait que en augmentant le taux de rendement on diminuait la part dans le partage pour les consommateurs, cette justification-là est disparue, si on essaie de la mettre en application, elle n'existe plus, là, avec le nouveau calcul que vous avez fait.

R. Elle n'existe plus... Comme je vous dis, je pense que c'est effectivement plus clair de regarder la réponse qu'on a donnée à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie. Je pense que ça exprime plus clairement notre position là-dessus.

Q. [32] Je comprends.

R. Oui.

Q. [33] C'est plus clair, effectivement. La question que je vous pose, parce que quand on lit votre mémoire du quinze (15) octobre...

R. Hum, hum.

Q. [34] ... on comprend que cet effet-là que vous aviez indiqué de l'augmentation du taux de rendement sur le montant effectivement partagé était l'une des raisons pour laquelle vous modifiez la zone sans partage proposée par Hydro-Québec.

Avec les nouveaux calculs que vous avez effectués, qui tiennent compte dans le revenu évalué, dans le revenu réalisé, pardon, d'une augmentation du taux de rendement, et qui confirme qu'il n'y a pas de modification du montant à partager, ma question pour vous est : cette justification-là du quinze (15) octobre, vous ne l'utilisez plus aujourd'hui pour justifier votre proposition?

R. Ce n'est pas la principale justification. Je pense que ça peut être intéressant de regarder, bon, si on fixe le rendement réalisé qu'est-ce qui se passe? C'est des tests qu'on peut observer puis, effectivement, on peut voir que, bon, le partage va diminuer. Maintenant, il est plus clair, puis je pense que je l'ai dit, c'est préférable de regarder notre recommandation sous la lumière des calculs qui ont été effectués dans la réponse à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie.

Q. [35] Monsieur Bélanger, je comprends que votre réponse maintenant c'est celle qui est dans la demande de renseignements de la Régie. La question que je vous pose c'est : est-ce que vous maintenez encore aujourd'hui que l'augmentation du taux de rendement va avoir un effet sur le montant à partager lorsqu'on fait le calcul comme vous l'avez

fait le quinze (15) octobre?

R. Si on fait le calcul comme on je l'ai fait le quinze (15) octobre, donc en modifiant le rendement réalisé, et selon l'hypothèse que ces rendements-là augmenteraient du même niveau, non, il n'y aura pas de modification dans le partage.

Q. [36] O.K. Alors ce que vous exprimez ici comme étant l'une des justifications, elle n'est plus disponible, elle n'existe plus cette justification. J'essaie juste de... C'est assez simple, là. Autrement dit, le calcul qui a été fait, il manquait une variable qu'il fallait tenir compte puis...

R. Bien si...

Q. [37] ... maintenant que vous en avez tenu compte, vous pouvez confirmer aujourd'hui que ce n'est plus, l'augmentation du taux de rendement n'a plus d'effet sur le montant en partage quand vous faites le calcul en tenant compte réellement d'une simulation...

R. Oui. O.K.

Q. [38] ... où il y aurait une augmentation du taux de rendement.

(9 h 40)

R. Il n'y a plus de... évidemment c'est selon... selon

les hypothèses qui sont utilisées. Dans la réponse qu'on a donnée, il n'y a plus d'effet sur le partage. Effectivement.

Q. [39] O.K. Et là on... en mettant de côté cette différence-là que vous pensiez qui existait ou qui a été présenté le quinze (15) octobre, mais qui n'est plus... qui est modifiée par votre réponse du vingt-quatre (24) octobre, malgré ça votre recommandation ne change pas.

R. Non. La recommandation, là, était basée entre autres, là, évidemment il y a d'autres critères. Mais entre autres sur l'augmentation potentielle du taux de rendement des capitaux propres. Je pense que c'était l'élément essentiel à retenir dans les deux cas. C'est... que ce soit, bon, en fait, selon des simulations où ça tient le niveau de rendement réalisé fixe ou non, la recommandation tient, là, quand même.

Q. [40] O.K.

R. La recommandation n'a pas été modifiée finalement suite aux... suite aux simulations qu'on a offertes dans la réponse à la demande de renseignement de la Régie.

Q. [41] Alors autrement dit, selon l'hypothèse du quinze (15) octobre, une diminution de soixante

millions (60 M) dans les montants à partager pour le Transporteur et de pratiquement cent millions (100 M) pour le Distributeur, là, selon les calculs que vous aviez faits à l'époque. Ça, ça ne vient pas modifier votre recommandation quant à la zone de partage.

R. Non.

Q. [42] O.K. Et si je comprends bien ce que vous dites, la justification qui demeure -celle qui demeure, là - c'est que parce qu'on augmente le taux de rendement, jugé raisonnable par la Régie dans votre hypothèse, il faudrait compenser ce taux de rendement raisonnable-là fixé par la Régie par une conception différente du MTÉR.

R. Exact. Le rendement raisonnable, là, c'est un principe qui s'applique pour l'entreprise. Dans le fond, ce qu'on appelle le « fair return standard » en anglais. C'est, dans le fond, bon, permettre aux divisions d'obtenir un rendement qui serait comparable à si les... on investissait dans des actifs qui seraient de même nature. Bon.

Ça ne regarde pas l'impact. C'est pas raisonnable nécessairement. Ça ne découle pas d'un... disons... je vais revenir. Le caractère raisonnable ne s'applique pas nécessairement au

tarif aux consommateurs. Donc c'est raisonnable pour les divisions. Et nous ce qu'on dit c'est qu'en tenant compte de l'impact que ce rendement-là va avoir sur les tarifs, bien il serait... on juge qu'il serait approprié de compenser en diminuant les zones sans partage.

Q. [43] O.K. Alors votre compréhension de l'application du « fair return standard » et de la détermination par la Régie d'un taux de rendement juste et raisonnable, selon vous, ne tient pas compte de l'aspect juste et raisonnable pour toutes les parties prenantes, incluant les clients.

R. Exact, si on... Il y a une décision que monsieur Coyne et Trogonoski font mention dans leur... Parce qu'il y a une section, là, sur le rendement raisonnable dans leur preuve. Et je pense que la... je pense que j'ai la décision ici. Mais la Régie dit bien que le critère de rendement raisonnable évidemment fait consensus. On peut s'en servir comme guide pour évaluer... pour fixer le taux de rendement. Mais je vais... je vais... alors c'est la décision D-2009-156, là, pour être plus précis. Paragraphe 193, puis je vais lire, si vous me permettez, le passage. Ça dit que :

La Régie en conclut que la capacité de



payer des usagers n'intervient pas dans sa décision sur le quantum de ce que constitue un rendement raisonnable pour l'actionnaire.

Donc on fixe d'abord le rendement raisonnable pour les entreprises, mais on ne considère pas l'impact que ça peut avoir sur les tarifs, par exemple.

Q. [44] Et la fixation de tarifs justes et raisonnables, Monsieur Bélanger, c'est une détermination qui se fait dans le cadre d'une cause tarifaire. On est d'accord là-dessus?

R. Oui. Mais je pense que la Régie, lorsqu'elle débat de mécanismes qui sont reliés à la détermination des tarifs, elle peut évaluer selon ce caractère juste et raisonnable-là.

Q. [45] Donc le caractère juste et raisonnable de la fixation des tarifs en début d'année. Et là vous, vous faites un lien entre ça et la conception d'un MTÉR.

R. Exact.

Q. [46] Est-ce que vous avez une... des précédents que vous avez faits de votre propre analyse, consulté de votre propre analyse, qui confirment que le MTÉR peut servir à compenser un rendement, une hausse de rendement jugée raisonnable?

R. Il y a... si je regarde, là, donc pour Hydro-Québec il n'y avait jamais eu de mécanisme de traitement des écarts à ma connaissance. Peut-être parlez-vous des... voulez-vous parler des autres juridictions, par exemple?

Q. [47] Oui, je ne limite pas les précédents à la Régie de l'énergie. Je demande dans l'industrie. Je sais... je comprends, je vous n'êtes pas expert. Mais vous proposez quelque chose, une théorie qui... que j'aimerais savoir vous la prenez où cette... vous le faites où ce lien-là? Est-ce que vous avez des autorités, des précédents, de la littérature qui confirment qu'un tel lien peut être fait ou a déjà été fait?

R. La recommandation est basée sur le contexte, là, des deux divisions puis sur notre analyse du dossier. Je ne pourrais pas vous pointer directement, que ce soit une décision donnée par la Régie ou dans d'autres juridictions, là, sur... disons la prise en compte de cet argument-là pour déterminer le mécanisme.

9 h 45

Q. [48] Ai-je raison de croire, Monsieur Bélanger, que vous ne seriez pas non plus en mesure d'identifier quelque précédent que ce soit qui justifierait de

modifier l'élément de la bande morte d'un MTER pour tenir compte de la fixation d'un taux de rendement raisonnable qui aurait pour effet d'augmenter le rendement par rapport au rendement actuel.

R. C'est bien la même question que la précédente, là, si j'ai bien compris?

Q. [49] Elle est plus précise...

R. Donc les précédents, non.

Q. [50] ... à la bande morte.

R. Par rapport à la bande morte, non.

Q. [51] Oui. Bon, maintenant en ce qui concerne votre proposition de la bande morte, je comprends que vous êtes d'accord à ce que cette bande morte, quelle qu'elle soit, soit différente pour le Distributeur et le Transporteur.

R. C'est exact.

Q. [52] Et que votre suggestion contient une différence de cinquante (50) points entre la bande morte qui serait applicable au Distributeur et celle au Transporteur.

R. Exact.

Q. [53] Et c'est à la page 15 de votre mémoire qu'on comprend

La présence d'une zone sans partage de 50 points pour le Distributeur

respecterait les aléas d'exploitation de ce dernier et la présence d'une variation plus grande dans les écarts de rendement du Transporteur.

C'est bien ça?

R. Oui, donc on a reproduit ce que les analyses effectuées par monsieur Yardley puis on en est arrivés à la même conclusion là-dessus.

Q. [54] D'accord. Maintenant, en ce qui concerne le fait d'encourager ou maintenir un incitatif à l'efficacité, vous mentionnez à votre mémoire que

La présence d'un facteur...

Je n'ai pas noté la page. Page 15? Oui, merci. Premier paragraphe de la page 15, au milieu du paragraphe.

La présence d'un facteur de partage 50-50 ne serait pas modifié et devrait permettre, tout comme la zone sans partage du Distributeur, de conserver des incitatifs adéquats pour encourager l'efficacité.

Alors je comprends que vous reconnaissez l'importance du principe de maintenir les incitatifs à l'efficacité dans la gestion d'HydroQuébec?

R. Oui.

Q. [55] Et que la zone sans partage contribue à conserver ces incitatifs.

R. La zone sans partage et le facteur de partage de cinquante-cinquante (50-50) des...

Q. [56] Le facteur de partage.

R. ... rendements.

Q. [57] Voilà. Je n'aurai pas d'autres questions.  
Merci, Monsieur Bélanger.

R. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Hivon. La Régie, vous n'avez pas de questions pour maître... Maître David, la Régie n'aura pas d'autres questions pour votre témoin. Est-ce que vous voulez y aller en ré-interrogatoire?

Me ÉRIC DAVID :

Non, je ne crois pas que c'est nécessaire. LE PRÉSIDENT :

D'accord. Merci, Maître David. Me

ÉRIC DAVID :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Il nous reste...

M. JULES BÉLANGER :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

... Monsieur Bélanger à vous remercier et à vous libérer. Merci. Maître Sicard, pour Union des consommateurs.

9 h 50

PREUVE D'UC

Me HÉLÈNE SICARD :

Hélène Sicard pour l'Union des consommateurs.

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

Me HÉLÈNE SICARD :

Alors, l'Union des consommateurs va offrir le témoignage de monsieur Marc-Olivier Moisan-Plante, qui a préparé le mémoire, la preuve qui a été déposée et les réponses également. Alors si vous voulez assermenter monsieur Plante.

L'an deux mille treize (2013), ce trente et unième (31e) jour du mois d'octobre, A COMPARU :

MARC-OLIVIER MOISAN-PLANTE, analyste en énergie pour l'Union des consommateurs, ayant une place d'affaires au 6226, rue Saint-Hubert, Montréal (Québec);

LEQUEL, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit :

INTERROGÉ PAR Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [58] Bonjour, Monsieur Plante.

R. Bonjour.

Q. [59] Avez-vous préparé ou fait préparer sous votre contrôle la pièce C-UC-13, qui est la preuve d'Union des consommateurs, le mémoire, de même que la réponse, les réponses à la demande de renseignements de la Régie, qui est cotée C-UC-16?

R. Oui, je l'ai fait.

Q. [60] Est-ce que vous adoptez ces documents comme votre preuve?

R. Je les adopte. Il y a des petites modifications.

Q. [61] Oui. Est-ce qu'il y a des corrections à y apporter?

R. Dans la preuve C-UC-0013 page 19, la note de bas de page 28, il faut changer le montant deux cent soixante-dix millions (270 M\$) par cent vingt-huit

millions (128 M\$). C'est simplement une erreur de retranscription.

Q. [62] Est-ce que cette modification change quelque chose d'autre à votre preuve?

R. Non. Le montant de cent vingt-huit millions (128 M\$) est là partout. Deux cent soixante-dix (270 M\$), c'est vraiment une erreur de transcription.

Q. [63] Je vous remercie. Est-ce qu'il y a d'autres modifications?

R. J'ai corrigé deux autres chiffres dans ma réponse aux demandes de renseignements de la Régie. C'était des chiffres qui se rapportaient à la page 24 du mémoire. Au premier paragraphe, on a, vers la sixième ligne « empochant en moyenne 38 points de base annuels (sic) », j'ai refait les calculs dans ma réponse aux demandes de renseignements de la Régie. Ils sont explicités. Je pense que, maintenant, on a trente-cinq point cinq (35.5).

Q. [64] Alors, ces informations-là sont rectifiées dans la réponse à la Régie...

R. Oui.

Q. [65] ... qui est la pièce 16?

R. Oui.

Q. [66] Je vous remercie. Alors, je vous inviterais à



procéder avec votre présentation.

R. Bonjour, Monsieur le Président, bonjour, messieurs les régisseurs. Union des consommateurs va vous présenter sa proposition sur le mécanisme de traitement des écarts. Le point central de la proposition d'UC consiste en la présence d'un « deadband client » dans le mécanisme de partage, c'est-à-dire une zone sans partage qui appert dès les premiers points de base où les consommateurs récupèrent cent pour cent (100 %) des trop-perçus. Dans la proposition des demanderesses, il y a un « deadband » Distributeur ou un « deadband » Transporteur, en tout cas pour l'entreprise, là, dans les... et la division concernée d'Hydro-Québec conserve cent pour cent (100 %) des trop-perçus dans une zone de cinquante (50) ou cent (100) points de base selon le cas. Selon nous, ce n'est pas une bonne idée de donner un « deadband » aux divisions. Il est plus judicieux d'en mettre un en place pour les clients, un « deadband client ». Je vais vous expliquer pourquoi.

Dans ma présentation, je vais souvent prendre le Transporteur en exemple pour expliquer la logique et donner des chiffres, là. Mais la même logique s'applique également au Transporteur. Pour

le détail des chiffres, c'est dans notre preuve et dans nos réponses aux demandes de renseignements de la Régie.

Dans un premier temps, on nous dit que le « deadband » est nécessaire pour donner des incitatifs à l'efficience, le « deadband » pour l'entreprise. Évidemment, il faut y croire, c'est-à-dire qu'il faut croire que les trop-perçus sont vraiment synonymes d'efficience et ne sont pas issus de prévisions conservatrices, de dépenses reportées ou de projets abandonnés.

La FCEI a détaillé dans sa preuve que les trop-perçus seraient constitués à quatre-vingt-dix pour cent (90 %) et même plus de prévisions conservatrices, report de dépenses ou abandon de projets. La vraie efficience, si j'ai bien compris, serait inférieure à dix pour cent (10 %) dans les trop-perçus.

(9 h 55)

Ainsi, selon nous, on devrait pratiquement parler d'incitatif à générer des trop-perçus qu'à générer de l'efficience dans la proposition des demanderesses.

Donner un deadband au Distributeur, par exemple retourner cent pour cent (100 %) des cent

(100) premiers points de base en trop-perçus, d'après nous, ce n'est pas une bonne idée pour générer de l'efficience. On peut comparer ça, par exemple, avec un concours de sauts en longueur, où on va donner un bonus au sauteur en fonction de la longueur de son saut. Si on veut que notre sauteur fasse une performance exceptionnelle, une performance vraiment efficiente, on va lui donner un bonus quand il va avoir fait un saut qui est vraiment exceptionnel, qui sort de l'ordinaire, on ne va pas lui donner un bonus pour un saut de dix (10 cm) ou vingt centimètres (20 cm) dès qu'il franchit la ligne de départ.

Pourtant, d'après nous, c'est exactement ce que fait la proposition des demanderesses. C'est beaucoup trop facile, à notre avis, pour le Distributeur ou le Transporteur d'avoir un bonus dès qu'ils commencent à générer un trop-perçu. Pour générer un rendement exceptionnel, il faut donner un bonus pour ce qui est exceptionnel, pas pour ce qui est facile à atteindre. Je pense que ça ne sera une surprise pour personne si je dis que cent (100) points de base dans le cas du Distributeur, ça paraît facile à atteindre.

Les dernières années, c'est à répétition

que le Distributeur a fait des trop-perçus plus élevés que cent (100) points de base; là, depuis deux mille neuf (2009), on parle de trois cent seize (316), quatre cent quatre-vingt-quatorze (494), deux cent quatre-vingt-dix (290), trois cent trente-deux (332) points de base. Même pour deux mille treize (2013), d'après la demande tarifaire du Distributeur, selon l'année de base, le trop-perçu projeté tournerait autour de quatre cent cinquante-sept (457) points de base.

On peut comparer ça également au bonus à la performance des employés d'une entreprise. Si tous les employés obtiennent quasi automatiquement le bonus, là, finalement, tout ce que ça fait, c'est augmenter le salaire de base, ça ne nous garantit plus qu'il y a de l'efficience là-dedans. Puis, à notre avis, c'est un peu ce que les demanderesses tentent de faire, c'est d'augmenter leur taux de rendement de base, si on veut, celui qui serait déterminé de façon juste et équitable par la Régie.

Au contraire, quand on donne un deadband client, une zone sans partage pour les clients, et puis dans ce cas-là, c'est seulement après avoir dépassé ce deadband client qu'on commence à rétribuer le Transporteur ou le Distributeur; ça,

ça donne véritablement une cible à atteindre ou quelque chose d'exceptionnel. Le problème aussi, c'est que, en ce moment, on n'a pas de garantie que les trop-perçus proviennent de mesures réelles d'efficience alors dans ce temps-là, nous, à UC, on croit que c'est seulement de façon marginale qu'on devrait bonifier un rendement qui sera déjà établi comme étant juste et raisonnable.

Ça m'amène à mon deuxième point, qui se rapporte à l'équité. On ne peut pas, à notre avis, rétribuer le Distributeur ou le Transporteur pour des prévisions conservatrices, des reports de dépenses ou des choses comme ça. Pour prendre un exemple simple, si le trop-perçu est de cent (100) points de base, par exemple, selon la proposition pour le Distributeur, selon leur proposition, ils le conserveraient entièrement.

Mais d'après les analyses de la FCEI, qu'on considère justes, finalement, ils auraient seulement, je crois, tout au plus dix pour cent (10 %) d'efficience; même s'ils en avaient vingt-cinq (25), soyons généreux, ça voudrait dire que pour vingt-cinq (25) points de base d'efficience, nous, les clients, on leur donnerait un trop-perçu de cent (100) points de base, on les paierait, ce

n'est pas de l'efficience qui est payante pour les clients, ça, s'ils me font sauver vingt-cinq sous (25 ¢) puis je dois leur payer un dollar (1 \$) pour ça, ce n'est pas, ce n'est pas quelque chose qui apparaît équitable aux clients.

Aussi, notre proposition de, il y a des, par exemple, pour le Distributeur, il y a deux cent cinquante (250) points de base qu'on demande à ce qu'ils soient remis aux clients en termes de deadband client, là, quand il y a un trop-perçu, les deux cent cinquante (250) premiers points de base en trop-perçu. Ça peut paraître étonnant mais quand on regarde de plus près, comme je vous ai dit tantôt, c'est quelque chose de tout à fait habituel pour le Distributeur de dépasser ça. Par exemple, depuis deux mille neuf (2009), ses trop-perçus, trois cent seize (216), quatre cent quatre-vingt-quatorze (393), deux cent quatre-vingt-dix (290), trois cent trente-deux (332), ça dépasse tout le temps deux cent cinquante (250) points de base.

Puis je voudrais rajouter qu'on considère qu'on ne peut pas comparer Hydro-Québec Distribution à Gaz Métro, Hydro-Québec Distribution a un historique de trop-perçus colossaux. Donc on ne peut pas donner le tout ou en partie des

premiers points de base en trop-perçu au Distributeur, ça serait beaucoup trop facile.

Tant qu'il ne sera pas possible de différencier entre l'efficience véritablement réalisée de celle d'un trop-perçu dû à des prévisions conservatrices, là, on voit mal comment on pourrait bonifier un rendement qui serait déjà qualifié de juste et raisonnable.

En terminant, je voudrais vous rappeler que, de l'avis des consommateurs, il ne faut pas oublier que la bonification du rendement n'est pas un droit acquis, ni pour le Distributeur ni pour le Transporteur. Les trop-perçus seront payés par le client par le biais de leurs tarifs et devraient revenir aux clients afin que ceux-ci paient selon, de façon juste et raisonnable.

Dans un certain sens, comme clients, on se sent pris en otage, on dirait qu'il faut payer à chaque fois pour que le Distributeur ou le Transporteur réalise des mesures d'efficience. Pourtant, moi, quand je vois des projets d'efficience, comme le projet SIC, d'information, Système d'information à la clientèle, le projet est déposé, les clients vont payer pour; s'il y a des dépassements de coûts, on va probablement payer

pour aussi.

Puis là, on nous dit qu'il faudrait encore donner un bonus là-dessus pour qu'ils réalisent des projets d'efficience. Nous, comme clients, on s'attend plutôt à ce que le Distributeur ou le Transporteur déploient tous les efforts nécessaires pour effectuer de l'efficience au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle, sans demander nécessairement à recevoir un bonus en échange. Satisfaire la clientèle au moindre coût, ça devrait être la mission de base du Distributeur et du Transporteur.

Je vous remercie. Me

HÉLÈNE SICARD :

Je vous remercie, Monsieur Plante. Monsieur Plante est disponible pour le contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Sicard. Est-ce qu'il y a des intervenants qui veulent contre-interroger monsieur Plante... je vois que non. Maître Hivon, pour Hydro-Québec?

(10 h 00)

CONTRE-INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Q. [67] Bonjour, Monsieur Plante.

R. Bonjour, Maître Hivon.



Q. [68] Alors j'aurai quelques questions pour vous ce matin sur votre mémoire et la réponse à la demande de renseignements qui a été fournie. Comme première question, Monsieur Plante, je n'ai pas remarqué, est-ce que vous étiez présent hier lors des audiences et des témoignages qui ont été rendus?

R. J'étais présent à partir de neuf heures (9 h).

Q. [69] Pour la journée?

R. Oui.

Q. [70] Très bien. Vous avez entendu monsieur Centolella témoigner, ainsi que monsieur Gosselin?

R. Oui.

Q. [71] O.K. Alors je vous invite donc à prendre votre mémoire à la page 3. Pour bien comprendre le contenu et l'objet du mémoire, je comprends, au deuxième paragraphe, vous mentionnez que :

UC analysera [...] la pertinence du redressement proposé du taux de rendement des divisions réglementées d'Hydro-Québec et émettra ses observations sur le mécanisme de traitement des écarts de rendement.

Alors je comprends, Monsieur Plante, que votre... le contenu de votre mémoire traitant du MTER sont des observations d'Union des consommateurs?

R. Ça fait partie de notre preuve.

Q. [72] Ce n'est pas une opinion d'expert, c'est véritablement votre évaluation et vos observations?

R. C'est mon analyse en tant qu'analyste interne à l'Union des consommateurs.

Q. [73] De façon plus conceptuelle, Monsieur Plante, êtes-vous d'accord que, à partir du moment où Hydro-Québec Transport et Hydro-Québec Distribution absorbent la totalité des risques négatifs, ils doivent être en mesure de participer au partage de l'écart global positif?

R. Pas nécessairement. Selon moi, le taux de rendement juste et raisonnable, ce n'est pas quelque chose qui est garanti pour le Distributeur ni pour le Transporteur. Normalement, d'après ma compréhension, la Régie l'établit, là, pour que le Distributeur et le Transporteur, ça soit « fair », qu'ils aient une bonne chance de l'avoir, mais il n'y a pas de garantie en tant que telle à ce qu'ils atteignent ce taux de rendement là d'année en année.

Donc, pour répondre à votre question, je ne pense pas, par exemple, qu'il faille compenser pour un éventuel manque à gagner en donnant un accès quasi automatique quand il y a des trop-perçus.

- Q. [74] Alors prenons l'hypothèse des dix, regardons les dix dernières années, Monsieur Plante. Si je comprends bien ce que vous nous dites, c'est qu'il serait normal que Hydro-Québec absorbe seule les années où il y a eu des écarts négatifs, sans impacts sur la clientèle, aucun, ils ont absorbé l'écart, mais que pour les années où il y a un écart positif, il n'y aurait pas en soi nécessité de balancer ça, ce risque-là négatif, par un partage des écarts positifs?
- R. Selon moi, on n'a pas à balancer ou à assurer, on n'a pas à balancer ou fournir une espèce d'assurance au cas où il y ait un manque à gagner, là, qui serait finalement à récupérer dans les années à venir en donnant, en retournant au Distributeur ou au Transporteur quasi automatiquement les trop-perçus. Selon moi, non.
- Q. [75] O.K. Mais là, est-ce que vous faites référence à la proposition de MTER d'Hydro-Québec ou vous faites référence à tout partage pour balancer les écarts négatifs, le risque d'écarts négatifs?
- R. Moi, je réponds à votre question.
- Q. [76] C'est parce que quand vous dites « retourner de façon quasi automatique », j'ai l'impression que vous référez à la proposition d'Hydro-Québec; moi,

je ne réfèrais pas spécifiquement à la proposition d'Hydro-Québec, j'étais au niveau plus conceptuel de balancer le fait de supporter seule l'écart, le risque d'écarts négatifs par un partage des écarts positifs.

R. Je vous dirais que c'est vrai dans le cas général plus conceptuel, mais encore plus dans le cas d'Hydro-Québec par leurs résultats qui sont de façon systématiquement, qui ont... qui sont, ces dernières années, qui sont systématiquement en trop, en situation de trop-perçu, de trop-perçus importants, et puis par la proposition d'Hydro-Québec de conserver un deadband d'entreprise, là, où elle récupérerait cent pour cent (100 %) de ces trop-perçus-là dans une certaine zone, donc de façon quasi automatique, là, si on regarde l'historique récent.

(10 h 10)

Q. [77] Je vous réfère à la page 23 de votre mémoire et on... où on peut lire la proposition que vous faites, votre proposition pour Union consommateurs. Pour le Distributeur, là, on parle d'une zone sans partage au bénéfice des consommateurs de deux cent cinquante (250) points de base. Suivi d'une zone avec partage pour les cent (100) points de base

subséquents partagés à cinquante-cinquante (50/50).

Suivi d'une zone sans partage au bénéfice des consommateurs, pour tout écart additionnel au-delà de trois cent cinquante (350) points de base. C'est bien ce qu'on en comprend?

R. Vous dites au bénéfice des consommateurs, mais selon moi c'est pas un bénéfice particulier. Les consommateurs ont payé pour ça, on leur donne... on leur redonne simplement pour quoi ils ont payé.

Q. [78] Alors vous dites ça comment? Comment vous suggérez, là, c'est une façon de le dire? Vous suggérez comment?

R. Je vous suggère de dire, tel que je l'ai écrit : les deux cent cinquante (250) premiers points de base seraient alloués aux clients, retournés aux clients.

Q. [79] Alors êtes-vous d'accord... remplaçons le mot « au bénéfice » par « alloués aux clients ». On est d'accord que c'est ça?

R. Oui.

Q. [80] O.K.

R. Oui, d'accord.

Q. [81] Avec les chiffres on s'entend.

R. Tout à fait.

Q. [82] Et l'absorption de tout manque à gagner par le

Distributeur uniquement.

R. Oui.

Q. [83] Quelle est l'analyse que vous avez effectuée pour arriver à cette proposition-là?

R. J'ai regardé l'historique des trop-perçus du Distributeur depuis deux mille sept (2007). J'ai choisi - et du Transporteur - j'ai choisi l'année deux mille sept (2007) parce que dans la preuve de monsieur Yardley il y a un tableau, là, à la page 12. Et puis il parle de l'aspect... de l'expérience récente en termes de trop-perçus, puis on part à partir de deux mille sept (2007).

Dans ma compréhension aussi, les années avant deux mille sept (2007) c'était les premières années de la réglementation. Il y a eu plusieurs changements qui sont arrivés, des comptes d'écart qui se sont rajoutés. De ma compréhension, là, c'était des années d'ajustement, si on veut.

Si on veut regarder, là, depuis que la réglementation est bien établie, j'ai cru que c'était pour les raisons que vous aviez choisies... ou monsieur Yardley avait choisi les années deux mille sept (2007) et suivantes. C'est parce que c'était les plus pertinentes, là, dans le cas présent.

Q. [84] O.K. Alors vous avez limité votre évaluation à l'historique depuis deux mille sept (2007). Est-ce que vous avez fait quelque autre analyse pour justifier cette première zone sans partage de deux cent cinquante (250) points alloués aux clients?

R. Oui. J'ai regardé, bon, comme je vous ai dit les trop-perçus depuis deux mille sept (2007). J'ai regardé aussi si on avait des signes tangibles, que ce soit les trop-perçus soient vraiment dus à de l'efficience réalisé plus que de prévisions conservatrices, de report de projets, et caetera. D'après ce que j'ai constaté, c'est que les demandeurs ne sont pas en mesure d'identifier qu'il y a de la réelle efficience. Ils ne sont pas en mesure de nous le prouver. Ils sont juste en mesure de le prétendre.

Alors ça a fait partie de mon analyse de dire : bien, ces premiers points de base là en trop-perçus, qu'ils atteignent de façon quasi automatique, pour lesquels ils ne sont absolument pas capables de nous fournir quelque évidence que ce soit à l'effet que ce soit de l'efficience, bien je ne vois pas pourquoi on leur retournerait, on leur donnerait. Dans le fond, les clients, comme je vous ai dit, ils ont payé pour ça.

Puis maintenant qu'on en sait plus, qu'on a eu les présentations des autres parties, on voit que la FCEI, elle, c'est la seule qui a effectué une analyse, à savoir quelle est cette efficience... de quoi sont constitués ces trop-perçus. Donc nous ça confirme, là, ce qu'on pensait. C'est qu'a priori, on ne croit pas que ce soit composé, les trop-perçus, en grande partie d'efficience.

Q. [85] Est-ce que, Monsieur Plante, vous avez revu ou été informé de quelque précédent que ce soit ou d'un autre régulateur qui n'aurait jamais accepté l'existence d'une zone sans partage allouée à la clientèle dans le cadre de la conception d'un MTÉR? Est-ce que vous avez vu d'autres exemples de ça dans l'industrie?

R. Moi je n'ai pas fait de balisage. J'ai adapté mes recommandations au cas présent. Au cas d'Hydro-Québec Distribution et Transport. À l'historique de trop-perçus, à l'absence de preuve quant à la présence de véritable efficience.

Q. [86] Donc c'est votre... c'est votre idée.

R. Oui.

Q. [87] Mais vous n'êtes pas au courant s'il y a jamais un expert, un régulateur, une autorité, de



la littérature qui confirme que ce genre d'élément-  
là dans un MTÉR existe ou aurait déjà été reconnu?

R. Moi j'ai pas fait de recherches à ce effet-là.

Alors je ne peux pas ni confirmer ni infirmer s'il existe  
ou pas des décisions similaires ou que ça a été mis en  
application.

(10 h 15)

Q. [88] Est-ce que vous avez fait une analyse des  
impacts que pourrait avoir l'implantation du  
mécanisme que vous proposez?

R. Oui, j'ai regardé combien, quels seraient les trop-  
perçus gardés par le Distributeur ou le  
Transporteur, le cas échéant. Alors, on a ça dans  
ma réponse 1.1 aux demandes de renseignements de la  
Régie. En moyenne, si on avait pour le Distributeur par  
exemple, ça serait sur six ans, les six  
dernières années, ça serait vingt-quatre (24)  
points de base qui seraient conservés par le  
Distributeur en moyenne, là. Des années, ça  
pourrait aller jusqu'à cinquante (50), donc la  
moyenne serait de, environ vingt-quatre (24) points  
de base. Sur les quatre dernières années, c'est  
trente-cinq point cinq (35,5) points de base. Puis  
il y a des chiffres, là, pour le Transporteur.

Q. [89] Alors votre analyse, l'analyse que vous avez

faite c'est en dollars? En regardant dans le passé, qu'est-ce que ça vous donnerait, c'est ça?

R. En points de base.

Q. [90] En points de base. Est-ce que vous avez fait une analyse de l'impact potentiel sur les incitatifs à l'efficience dans la gestion d'Hydro-Québec ou n'importe quel autre impact que les points de base que ça donne quand on fait le calcul mathématique?

R. Bien l'analyse que je fais moi c'est, je l'ai expliqué dans ma présentation. Quand on donne une cible à atteindre, une cible à dépasser, d'après moi, on a encore des objectifs. Écoutez, on va essayer de battre cette cible-là. Moi je trouve que ça donne des incitatifs à une performance excellente ma suggestion contrairement à ce qui est proposé où on rétribue, dès les premiers points de base, là, dans mon exemple avec le sauteur, dès qu'on franchit la ligne de départ, c'est qu'on donne un bonus. Alors moi, selon moi, ma proposition a l'avantage de faire ressortir, donne plus d'incitatifs à une performance exceptionnelle à ce qui est proposé par Distribution et Transport.

Q. [91] Mais votre exemple du saut en longueur, Monsieur Plante, si la Régie devait accueillir le

mécanisme que vous proposez, elle serait la première à faire, à inclure un tel élément dans un MTÉR, là, c'est ce que je comprends.

R. Moi je n'ai pas effectué de balisage. Je ne sais pas si vous vous en avez effectué mais moi, je n'en ai pas effectué. Je ne peux pas vous dire oui ou non.

Q. [92] Si je vous suggère que, selon les informations que j'ai, ça n'existe pas?

R. Bien, je dirais tant mieux pour la Régie qui prend une bonne décision et après, elle va être prise en exemple puis on va voir de plus en plus de mécanismes basés comme ça avec un deadband client. Autrement, il y a un problème aussi, quand on se réfère seulement à des entreprises réglementées, on... il y a une certaine circularité, là. On établit notre mécanisme tel que l'autre régie l'a établi, qui se compare à un autre, on se compare en soi. Mais à un moment donné, je crois que la Régie peut déterminer de façon indépendante qu'est-ce qui est bon pour Hydro-Québec sans nécessairement reproduire ce qui se fait ailleurs, si la réalité ne colle pas à la réalité d'Hydro-Québec.

Q. [93] Est-ce que vous considérez que le mécanisme qui va être mis en place doit maintenir un

incitatif à générer les gains d'efficience ou de productivité du Distributeur et du Transporteur?

R. À mon avis, seulement de façon marginale. Comme je vous ai dit, en ce moment, à l'heure où on se parle, tout ce qu'on peut dire, c'est que les mécanismes vont donner des incitatifs à générer des trop-perçus. Dans la mesure où on est pas capable de déterminer s'il y a de la vraie efficience, de l'identifier, bien, dans cette mesure-là, pour moi c'est difficile de donner des gros bonus au-delà d'un rendement juste et raisonnable, pour atteindre, pour générer de l'efficience, quand on est même pas certain qu'il y en a effectivement qui est généré ou très peu. Donc, selon moi, la bonification devrait être marginale, là, par rapport au taux de rendement juste et raisonnable qu'aura établi la Régie.

Q. [94] Et enfin Monsieur Plante, j'ai compris que votre proposition repose sur votre évaluation des écarts des dernières années, donc de deux mille sept (2007) à deux mille douze (2012) et votre proposition, dois-je comprendre qu'elle présume, par la force des choses, que des écarts similaires vont demeurer dans le futur? Elle repose sur cette hypothèse-là?

R. Ma proposition repose sur l'information la plus récente qu'on a. Écoutez, l'avenir va... je ne peux pas prédire l'avenir, je ne suis pas devin mais je prends l'information la plus récente. J'ai même pris l'information de l'année de base de l'année deux mille treize (2013) présente dans la requête du Distributeur, qu'il a déposée au mois d'août. Là on parle d'un trop-perçu projeté de quatre cent cinquante-sept (457) points de base.

Q. [95] Je n'ai pas d'autres questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci Maître Hivon. Donc la Régie n'aura pas d'autres questions pour votre témoin. Est-ce que vous voulez procéder à...?

Me HÉLÈNE SICARD :

Non, je vous remercie. Ça termine la preuve de UC. LE PRÉSIDENT :

Merci Maître Sicard. Et merci Monsieur MoisanPlante.

Me HÉLÈNE SICARD :

Vous libérez monsieur Plante? LE

PRÉSIDENT :

Et je vous libère, effectivement.

R-3842-2013  
31 octobre 2013

M.-O. MOISAN-PLANTE - UC  
Contre-interrogatoire  
-62- Me M.-C. Hivon

Me HÉLÈNE SICARD :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Donc la Régie va prendre une pause de... et de retour  
à et demie.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

(10 h 40)

PREUVE GRAME

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Maître Paquet.

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Bonjour, Monsieur le Président et messieurs les  
régisseurs. Donc, pour la preuve du GRAME, madame Nicole  
Moreau est présente sur le banc. Donc, je demanderais  
avant de débiter à madame la greffière de bien vouloir  
l'assermenter.

L'an deux mille treize (2013), ce trente et unième (31e)  
jour du mois d'octobre, A COMPARU :

NICOLE MOREAU, consultante externe en  
environnement, GRAME, ayant une place d'affaires au  
431, rue Jean-Baptiste-Lepage, Saint-Côme (Québec);

LAQUELLE, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit :

INTERROGÉE PAR Me GENEVIÈVE PAQUET :

Q. [96] Donc, en ce qui concerne l'adoption de la preuve, Madame Moreau, c'est vous qui avez rédigé le rapport qui a été déposé sous la cote C-GRAME-0011?

R. C'est exact.

Q. [97] Avez-vous des modifications à y apporter?

R. Non.

Q. [98] C'est vous également qui avez rédigé la réponse à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie qui est déposée sous la cote C-GRAME-0014, c'est exact?

R. Exact.

Q. [99] Avez-vous des modifications à y apporter?

R. Non.

Q. [100] Donc, vous acceptez ces deux pièces pour valoir comme votre témoignage pour la présente audience?

R. Oui.

Q. [101] Également, j'ai distribué deux copies de pièces qu'on voudrait déposer auxquelles madame Moreau va faire référence dans son témoignage.

Donc, la première pièce qui émane du dossier R-3854-2013 serait déposée sous la cote C-GRAME-0015. Tandis que la pièce qui émane du dossier R-3837-2013 serait déposée sous la cote C-GRAME-0016.

C-GRAME-0015 : Extrait du dossier R-3854-2013 -  
Demande de renseignements numéro 2  
de la Régie au Distributeur

C-GRAME-0016 : Indices de qualité de service et  
conditions d'accès aux trop-  
perçus en distribution (dossier  
R-3837-2013)

Donc, je vous laisse débiter votre témoignage,  
Madame Moreau.

R. Merci. Bonjour, Monsieur le Président, messieurs les régisseurs. Alors, je vais me permettre de faire une petite mise en contexte concernant, parce qu'il y a une évidence qu'il y a des visions différentes qui doivent être abordées, c'est-à-dire des conclusions et des recommandations qui seraient différentes en fonction du but recherché par le mécanisme de traitement des écarts de rendement.



Alors, je ne vais pas reprendre le débat sur la question préliminaire qui est en délibéré. Mais le GRAME doit de considérer dans sa présentation la possibilité que le mécanisme soit de nature incitative selon la loi, puisque, comme je disais précédemment, cela est de nature à modifier certaines de nos recommandations et conclusions.

Maintenant, j'aborde la question des comptes d'écarts en mise en contexte. Alors, on se réfère à la décision de la Régie paragraphe 51 de D-2013-177 qui nous indique que, créer des comptes d'écarts, les décisions de créer des comptes d'écarts ont été prises dans un contexte des dossiers tarifaires après un examen exhaustif. Il est donc prématuré de statuer sur de nouveaux comptes d'écarts, sauf pour le cas impliquant les risques liés au MTÉR.

Sauf que le GRAME, on a pris une orientation dans le sens qu'on pense qu'il n'est pas prématuré de déterminer ici quels comptes devraient faire l'objet d'un examen par la suite, qu'on peut mettre les bases ici ensemble pour déterminer, est-ce qu'il y a certains problèmes qui sont envisagés et est-ce qu'on pourrait les

adresser dans un futur pour justement faire cet examen-là. Donc, les propositions du GRAME vont viser cet objectif notamment à l'égard du PGEÉ.

Maintenant, j'aborde... Pour le cas du Distributeur, je ne vais pas reprendre l'ensemble de la preuve du GRAME, je vais simplement résumer les points les plus importants. Donc, le premier écart qui est constaté par le GRAME concerne les revenus des ventes d'électricité. Donc, on pense que cet écart-là devrait être regardé par la Régie de façon vraiment précise. Parce que c'est vraiment un exemple qui, selon le GRAME, réduit le risque du Distributeur d'avoir un écart négatif.

Le GRAME, dans son rapport, fait un constat surprenant. Il est certain qu'on a pris juste deux années, on a juste deux mille douze (2012) et deux mille dix (2010) dans l'exemple, mais ça nous donne quand même un indice qu'il y aurait peut-être quelque chose d'important à regarder de ce côté-là. On constate que, en deux mille dix (2010) puis en deux mille douze (2012), qu'importe que les écarts soient inférieurs aux prévisions ou supérieurs aux prévisions, ça crée des écarts de rendement en faveur du Distributeur.

(10 H 45)

On n'a évidemment pas fait une analyse exhaustive des raisons de ces constats. Puis on n'a pas identifié l'ampleur de la problématique sur une base historique. Mais le fait existe qu'il y a un problème à examiner de ce côté-là.

(10 h 45)

J'entendais le témoignage de monsieur Plante, juste avant moi. Il me disait justement qu'il y a eu un contexte réglementaire qui a modifié des conditions qui existaient avant. Ce qu'on constate, moi, je suis allée voir, par exemple, dans le dossier 3579, qui était d'ailleurs le premier dossier auquel j'assistais avec le GRAME ici, en deux mille cinq (2005), et le Distributeur faisait valoir, justement, pour le compte de « pass-on » que les écarts sur les volumes et les prix d'achat étaient jugés potentiellement très élevés puis ils dépassaient le cadre normal du risque d'affaire. Donc ça, on trouvait ça à la pièce HQD-4, Document 3. Ce qu'on en comprend, le GRAME, c'est qu'au fil des années il s'est établi des comptes d'écarts pourquoi? Pour réduire quoi? Le risque. Évidemment, c'est des demandes qui ont été faites par le Distributeur pour réduire ces risques d'écarts négatifs. Ça a été fait de bonne

foi mais peut-être que, là, il faudrait regarder quels sont les éléments du Distributeur qui créent des, qui réduisent mais vraiment considérablement, probablement à zéro, le risque réel du Distributeur face à des écarts négatifs.

C'est pour ça qu'on est un peu dérangés par l'idée d'avoir un cent (100) points de base sans partage qui a été raisonné puis mis sur la table sur la base qu'il faut compenser les risques. Donc nous on a de la difficulté avec ça. On pense que la Régie doit se positionner sur cette question-là. On regardait aussi la proposition du RNCREQ qui proposait que ça soit juste les charges qui soient tenues en compte. On va dans le même sens.

Je veux dire, si on regarde le tableau, le fameux tableau que la Régie a présenté, a préparé, le tableau 13.2 à la pièce A-006, page 28, si on enlève la case « revenus » en haut, mais il reste juste les charges en bas. Donc on va dans le même sens. Si on enlève les charges, les revenus, nécessairement il faut créer un compte d'écarts pour ça. Sinon, bien le Distributeur continue à empocher la différence donc on n'est pas plus avancés.

Il faut que ça... soit que ça fasse partie

du mécanisme, soit que ça soit enlevé mais on ne peut pas le laisser dans les airs comme ça. Il faut encadrer cette problématique-là.

Donc ça, c'était le premier point que j'abordais. Donc le GRAME, dans son mémoire, on disait, on recommande de réduire la zone sans partage. Qu'importe qu'on crée un compte d'écarts pour la catégorie revenus, pour les ventes d'électricité, ou pas, parce que le risque serait définitivement inférieur au risque prétendu pour le Distributeur. Ça, c'est le premier sujet.

Le deuxième sujet, concernant les réseaux autonomes, dans notre rapport on a proposé que soient exclus les réseaux autonomes. On pourrait modifier notre proposition mais tout d'abord on voudrait dire que le contexte dans lequel les réseaux autonomes opèrent constitue un risque spécifique.

On pense que ça devrait, à terme, dans un mécanisme incitatif optimal éventuel être traité de façon séparée parce que la réalité des réseaux autonomes est très différentes que la réalité du réseau intégré. On parle de production énergétique locale, près des centres de consommation donc non reliés. On ne peut pas se relier ailleurs quand on

a un manque. On est obligés d'augmenter nos investissements directement là ou d'investir, c'est-à-dire d'investir, de faire des dépenses, pour réduire la consommation. On n'a pas le choix, il faut agir soit dans un sens ou soit dans l'autre. On a des investissements à faire donc je pense que la prudence s'impose pour le cas des réseaux autonomes.

C'est sûr que dans un premier temps si on veut faire, tu sais, on est là dans un, à essayer de régler le problème des comptes d'écarts, de rendement je veux dire, excusez-moi, des écarts de rendement, on essaie de régler ce problème-là puis il faut le faire. Est-ce qu'on peut dans une première étape s'assurer que ces dépenses-là, que les réseaux autonomes ça soit vraiment ventilé séparément. La Régie pourra considérer dans un premier temps de les conserver dans le cadre du calcul global pour la remise mais il faudrait commencer à penser qu'on va avoir un mécanisme incitatif éventuellement, même si celui-ci n'est pas déclaré incitatif selon la loi, ça s'en vient. Donc c'est une première étape. Dans un sens ou dans l'autre, il faut régler le problème des écarts de rendement.

On pourrait présenter les réseaux autonomes de manière séparée, à part, pour être en mesure de vraiment voir où est-ce qu'on s'en va et d'être en mesure aussi de mettre en place des cibles précises d'efficience, notamment en efficacité énergétique puis dans le but de réduire les déficits en réseaux autonomes.

C'est sûr que le GRAME, on a un autre objectif, réduire les émissions de gaz à effet de serre en réseaux autonomes aussi, l'équité aussi entre la clientèle nord-sud. Il y a beaucoup de choses à regarder : le développement durable en région, il faut avoir de l'énergie pour faire le développement durable.

10 h 50

Moi, j'ai voyagé beaucoup. Et quand on va dans des pays qui n'ont pas d'énergie, bien, les gens, c'est au pic et à la pelle, donc il n'y a pas grand-chose qui se passe. Ça ne se développe pas. Ça prend de l'énergie. Ça prend de l'énergie en réseau autonome, pas n'importe quelle sorte d'énergie, mais il faut investir, il faut mettre des efforts là-dedans pour arriver à quelque chose. Ça, c'était le deuxième point.

Le troisième point, je vous amène à la

pièce que mon procureur a déposée concernant, c'est une demande de renseignements de la Régie dans le dossier 3854-2013, et concernant le PGEÉ. Je ne vais pas reprendre les éléments qu'on a évoqués dans notre mémoire, mais on note que la Régie, on note... on est agréablement surpris que la Régie se penche sur cet enjeu dans sa demande de renseignements. Et je vous lis la question 17.3 :

Considérant les surévaluations  
systématiques des charges reliées au  
PGEÉ sur la période 2006-2012,  
veuillez élaborer sur la possibilité de  
créer un compte d'écarts.

Si on regarde aussi... Ça, c'est à la page 15. Mais si je vous amène au tableau qui est là en préambule, la Régie démontre... vous démontre les écarts, les écarts de rendement, c'est en millions. Et à la fin, on a les pourcentages. On est vraiment... On trouve ça vraiment préoccupant au GRAME qu'il y a des écarts de cette ampleur-là depuis les huit dernières années, considérant la zone de partage de cent (100) points pour le Distributeur qui correspondraient à trente-cinq millions (35 M\$). Ça, on trouve ça à la réponse... à la pièce B-20, à la question 18.1. Donc, pour le



Distributeur, cent (100) points de base représenteraient trente-cinq millions (35 M\$). Juste avec les écarts du PGEÉ, on arrive pratiquement aux cent (100) points de base.

Le GRAME, on a un problème avec ça. Donc, on pense, on recommande à la Régie d'indiquer que le PGEÉ devrait faire l'objet d'un examen futur exhaustif des avantages et inconvénients puis, après ça, on statuera plus tard. Mais je pense que la première étape à faire, c'est d'envoyer le message qu'il faut que ce soit fait. Donc, le GRAME, on serait satisfait d'un tel message.

Concernant le dernier sujet, les indicateurs d'efficience. Je vais aborder ça en deux temps. Si on a juste un mécanisme de traitement des écarts de rendement simple, j'appelle ça simple par rapport à incitatif, donc on se retrouve dans un mécanisme simple, c'est sûr qu'il y a toujours la possibilité que le gouvernement statue sur les... si on est dans un cadre d'un mécanisme simple, le gouvernement pourrait arriver par derrière, bien, là, ce n'est pas grave, si vous n'êtes pas un mécanisme incitatif, bien, nous autres, on décide de fixer les charges pour vous.

Ça peut toujours arriver. Mais, là, on est un peu dans l'incertitude par rapport à ça. Mais quoi qu'il en soit, ce n'est pas sûr que ça va arriver. Peut-être que le gouvernement va être satisfait de ce qui va être ici puis il ne va pas s'en mêler par la suite. Donc, on ne sait pas ce qui va arriver. Si c'est un mécanisme simple, au GRAME, on pense que c'est suffisant de l'attacher dans une première étape, parce que, là, on cherche un mécanisme optimal qui va se passer dans le futur. Mais, là, présentement, on règle le cas des écarts de rendement. Il faut les régler.

Donc, c'est suffisant, par contre, d'attacher un mécanisme, un tel mécanisme simple à des indicateurs d'efficience qui existe déjà. Je vais revenir après ça si on a d'autres suggestions, si on avait vraiment un mécanisme incitatif dans quelle direction on... quels sont les points vraiment importants pour le GRAME dans un mécanisme incitatif. Si c'est simple, il y a des indicateurs d'efficience qui existent. On ne pense pas que c'est quelque chose de considérable à faire de préparer une grille avec les indicateurs pour le Distributeur et le Transporteur de préparer une proposition puis de la déposer à la Régie avec un

barème.

Je veux dire, la démarche peut être faite par les demandeurs. Et après ça, on peut avoir une discussion dans un dossier générique là-dessus. On n'a peut-être pas besoin d'aller dans un groupe de travail tous ensemble pendant des jours et des jours pour essayer de mettre ça en place. Si on a juste un mécanisme simple, on pourrait déposer... Parce qu'un mécanisme incitatif, on l'a vu avec Gaz Métro, ça peut prendre plusieurs années avant d'y arriver. Entre-temps, on peut attacher ça si on est convaincu que c'est possible. Et là-dessus, on vous déposait la pièce...

Q. [102] C'était C-GRAME-0016, la pièce qu'on vient juste de déposer.

R. D'accord.

Q. [103] En lien avec le dossier 3837.

R. Oui. Et dans le dossier 3837, c'est la pièce Gaz Métro-13, Document 1. Je vais juste vous lire le titre, parce que c'est très intéressant « Indices de qualité de service et conditions d'accès aux trop-perçus en distribution ». Donc ça dit tout. C'est des conditions d'accès aux trop-perçus. Puis, ça, ça vient d'une ordonnance de la Régie dans sa décision 2013-106. C'est certain qu'à ce moment-là,

il y a tout un « background ». On avait déjà établi dans un mécanisme antérieur, dont le GRAME était présent, quelle serait la grille qu'on mettrait en place pour les trop-perçus. C'était déjà fait. Donc, il y avait juste à déposer le document avec la grille dedans et expliquer ce qu'il y avait dedans.

Mais, par contre, c'est certain que, là, les demandeurs auraient une étape additionnelle à faire. Par contre, je vous fais remarquer que lorsque ces indicateurs-là ont été mis en place, ils n'existaient pas avant. Donc, ça a été mis en place par le groupe de travail. Là, les indicateurs existent déjà. Il s'agit de les mettre dans un tableau avec un... suggérer des pondérations. Je suis sûre qu'on est capable de s'entendre sur des pondérations.

(10 h 55)

Donc ça c'était le quatrième sujet. Si... maintenant je termine en disant que si on a une... on a un mécanisme incitatif selon la loi, ça ne nous empêche pas de commencer aussi, là... La Régie verra dans sa vision, là, qu'est-ce que... dans quelle direction on doit aller. Est-ce qu'on doit, même si on a un mécanisme incitatif, commencer avec

les indicateurs existants? Ou si on ne devrait pas aussi se mettre à table tout le monde ensemble et dire : bon, bien qu'est-ce qu'on devrait faire comme mécanisme incitatif? Qu'est-ce qu'on devrait mettre sur la table pour, justement, aller de l'avant?

C'est pas suffisant des indicateurs d'efficience. C'est une partie, mais il y a tout ce qui à l'égard, par exemple, est-ce qu'on attache des cibles avec des récompenses? Moi je pense au réseau autonome.

Écoutez, moi ça fait depuis deux mille cinq (2005) que je travaille pour le GRAME. Chaque année on vient ici marteler qu'il n'y a rien qui se passe en réseau autonome. Nous, on aimerait ça attacher une cible ou une pénalité, quelque chose pour que ça bouge. Il faut faire quelque chose. C'est tout le temps : on remet ça à l'année prochaine, on refait un potentiel... une analyse du potentiel technico-économique. On revient trois ans plus tard avec l'ajustement du potentiel techno-économique. Puis deux ans plus tard on en redépose un autre. Puis après ça on va revenir en deux mille quatorze (2014) avec ça. On a ça sous la main, on va... on a une... Le Distributeur nous dit qu'il va revenir

encore en deux mille quatorze (2014) dans le plan d'approvisionnement. Mais moi j'ai toujours rien vu encore de concret, de vraiment très, très concret.

C'est sûr qu'il y a des choses qui se font, je ne veux pas dire qu'il n'y a rien qui se fait. Mais dans un tel mécanisme incitatif, le GRAME serait prêt à vous faire des recommandations ciblées, précises à cet effet-là. Mais c'est pas l'objet de ce présent dossier.

Je pourrais vous résumer rapidement, en deux trois mouvements, ce qu'on recommande. On recommanderait d'évacuer la question revenus pour le Distributeur dans le présent mécanisme de traitement des écarts. Si ce n'était pas fait, on recommande tout de même de statuer sur la nécessité de produire une analyse, puis de voir si on devrait... on devrait écarter cette partie-là du partage.

On recommande de réduire la zone de partage de cinquante (50) à soixante (60) points. Parce qu'il n'y a pas... les risques qui étaient là antérieurement, il y a dix ans, avant que tout les comptes d'écarts se mettent en place, n'est pas le même. On ne peut pas dire que c'est le même que celui qui était antérieurement là.

On demande de traiter séparément les réseaux autonomes, dans une première étape. On voit ça comme dans une première étape de ventiler les écarts séparément pour les réseaux autonomes. Pour qu'on voit où est-ce qu'on s'en va.

Le PGEÉ, on recommande que ce soit fait dans le futur, dans le prochain dossier à la plus brève échéance. Sauf que là, c'est sûr que le dossier 3854 est en cours, alors je me réfère à vous pour déterminer une date pour cet examen-là.

Si on a un simple mécanisme de traitement des écarts, bien on propose que soit examinée la question des indicateurs par un dossier générique. Et par ce dossier-là, les demandeurs déposeraient une grille de critères d'évaluation pour approbation. Si c'est un mécanisme incitatif, bien là on pense qu'il faut vraiment aller plus loin, créer des cibles précises d'efficience à atteindre.

Parce que, je vais terminer en disant ça, moi je vois ça depuis plusieurs années, on nous dit: l'efficacité énergétique, ça coûte cher! Ça coûte cher, l'efficacité énergétique. Moi je vois les tableaux ici. Je pense que ça coûte cher les écarts de rendement. Ça coûte cher les écarts de rendement! C'est ça.

Donc il faudrait peut-être... il y a beaucoup d'argent sur la table. Cent millions (100 M\$), c'est pas rien. C'est beaucoup d'argent sur la table. Avec l'efficacité énergétique, on atteint des cibles, on a des... éventuellement, bon an, mal an, on réduit l'impact sur les tarifs en fonction des... en fonction du... des programmes. On a un impact finalement, sur la société. Mais avec les écarts de rendement de cet ordre-là, je pense qu'il est temps de les adresser. Merci.

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Donc ça complète la présentation de madame Moreau. Elle est disponible pour répondre, là, aux questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Paquet. Est-ce qu'il y a des intervenants dans la salle qui désirent contreinterroger? Je constate que non. Maître Hivon.

(11 h 00)

CONTRE-INTERROGÉE PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Q. [104] Alors bonjour, Madame Moreau. J'aurai quelques questions sur votre rapport du quinze (15) octobre. À la page 34, sous les sous-titres « Comptes d'écarts ou exclusions au MTÉR » et « Le MTÉR et les risques associés aux réseaux



autonomes. » Est-ce que j'ai raison de comprendre, Madame Moreau, que vous suggérez, dans ces paragraphes, d'exclure certains coûts de l'application du MTÉR?

R. Oui. Dans... ça, c'était, comme vous dites, la date du rapport, le quinze (15) octobre, c'est ça, on a écouté ici la preuve des demandeurs et on en est venus à la conclusion qu'on n'a peut-être pas assez d'information à l'heure actuelle pour être capables de vraiment évaluer l'impact, par exemple, sur les écarts des éléments qu'on a invoqués ici dans les réseaux autonomes.

Alors ce que je suggérais ici aux régisseurs, c'est de, plutôt de ventiler cette information-là de façon détaillée pour qu'on puisse, éventuellement, on sait qu'on s'en va vers un mécanisme incitatif, ça ne sera peut-être pas maintenant, ça sera peut-être dans un an, dans deux ans, on va avoir une information pertinente entre les mains qui va pouvoir nous dire : « Bien là, il faudrait agir dans cette direction-là, on a tel problème là », ou on n'en a pas, on va le constater. Donc, c'était pour ça que j'ai pris la peine d'indiquer ça dans ma présentation.

Q. [105] Alors ce que je comprends, vous ne demandez

plus, dans les...

R. C'est ça.

Q. [106] ... pour les fins du présent dossier,  
d'exclure ces coûts-là de l'application du MTÉR?

R. Exact.

Q. [107] O.K.

R. Parce que je considère qu'il va y avoir un  
mécanisme incitatif donc ce n'est pas optimal ce qu'on  
fait là, présentement, mais comme on manque  
d'information, on est mieux d'aller chercher de  
l'information en premier.

Q. [108] Et ça, c'est votre évaluation de la  
situation, qu'on s'en va vers ça?

R. Bien, selon la loi, l'article 48.1, c'était  
notre...

Q. [109] C'est en délibéré actuellement par la Régie.

R. C'est ça, à moins que ça ne se fasse jamais, là,  
mais...

Q. [110] Et, simplement une confirmation, Madame  
Moreau...

R. Excusez-moi, je pense qu'on s'est mal comprises, je  
voulais dire que, dans les prochaines années, la  
Régie va être invitée à créer un mécanisme  
incitatif. C'était dans ce sens-là. Donc, ce n'est  
pas maintenant. Si elle décide que c'est un

mécanisme incitatif, d'accord; là, on verra, à travers ce mécanisme-là, en conservant les coûts des réseaux autonomes à même le mécanisme de traitement des écarts, en le ventilant, on va savoir où est-ce qu'on s'en va.

Puis comme la Régie a statué que c'est... on ne s'attend pas ici à avoir un mécanisme optimal aujourd'hui. Donc on sait que, dans l'avenir, bien, on pourra adresser si on voit un problème là-dedans. Mais il faut avoir l'information, c'est qu'on manque souvent d'information, et ça a été notre recommandation.

Q. [111] Et d'un point de vue conceptuel, Madame Moreau, est-ce que vous êtes d'accord, puis je vous demande si, conceptuellement, vous êtes en mesure de répondre à ma question, lorsqu'on passe d'une situation actuellement, comme la situation d'Hydro-Québec où il n'y a pas de mécanisme de traitement des écarts, vers une situation où il y aura un mécanisme de traitement des écarts, est-ce que vous êtes d'accord avec le fait que ça réduit les incitatifs à l'efficiencia et à la réduction des coûts, cette migration d'un système où il n'y a pas de mécanisme vers un système où il y a un mécanisme de traitement des écarts?

R. Je dirais que c'est peut-être plus complexe que ça. On est dans, vous savez, Hydro-Québec, c'est une société d'État, avec des dirigeants qui reçoivent des mandats de leurs actionnaires, dont le gouvernement, donc il peut y avoir plus ou moins de pression pour faire plus d'efficacité, rapporter plus de fonds budgétaire pour équilibrer les budgets du Québec. Toute cette relation-là, peut-être qu'on n'en a pas parlé mais c'est quelque chose qui existe, là, ce n'est pas comme une société privée où est-ce que tu as un patron qui dit : « Si tu ne fais pas tant d'argent, je te mets dehors puis j'en choisis un autre qui est meilleur », là, tout le monde essaie d'aller plus vite. Je ne sais pas, je...

Q. [112] On parle dans le cadre d'entité réglementée, pas d'entité privée.

R. C'est ça, je ne peux pas faire de lien comme vous dites avec ça, pour moi, c'est difficile de... je ne suis pas d'accord de dire que c'est égal un à l'autre, là, qu'on peut arriver à la conclusion que vous dites, à cause que c'est une société d'État. Est-ce que c'est plus efficace ou moins efficace, une société d'État, je ne peux pas vous dire ça non plus.

Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

O.K. Je n'ai pas d'autres questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Hivon. Donc, Maître Paquet, la Régie n'aura pas d'autres questions pour, n'aura pas de questions pour votre témoin.

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Merci. Donc ça complète notre preuve. LE

PRÉSIDENT :

D'accord. On vous remercie de votre participation, Madame Moreau, vous êtes libérée. Bonne fin de journée. Maître Gariépy pour le RNCREQ.

(11 h 10)

PREUVE DE RNCREQ

Me ANNIE GARIÉPY :

Alors bonjour Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs. Annie Gariépy pour le RNCREQ. Pour la présentation de la preuve du RNCREQ, vous avez devant vous monsieur Paul Paquin qui est analyste externe pour le RNCREQ. Je demanderais à Madame la greffière de l'assermenter, s'il vous plaît.

L'an deux mille treize (2013), ce trente et unième (31e) jour du mois d'octobre, A COMPARU :

PAUL PAQUIN, Consultant en énergie et analyste externe pour le RNCREQ, ayant une place d'affaires au 1685, Séguin, Brossard, Québec;

LEQUEL, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit :

INTERROGÉ PAR Me ANNIE GARIÉPY :

Q. [113] Alors bonjour Monsieur Paquin. Je vous réfère aux pièces... au mémoire de preuve du RNCREQ qui a été produit sous la cote C-RNCREQ-14, ainsi qu'aux réponses à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie qui a été produite sous la cote C-RNCREQ-17. Avez-vous rédigé ou fait rédiger sous votre contrôle ces documents?

R. Oui.

Q. [114] Les adoptez-vous comme votre preuve?

R. Oui.

Q. [115] Avant de les adopter, avez-vous des modifications à y apporter?

R. Une légère modification. En fait c'est pour, une précision à apporter à deux endroits, la même

correction, à apporter à la page 42 et à la page 46, au paragraphe qui commence par « En outre le RNCREQ propose que le mécanisme s'applique uniquement aux écarts de rendement qui résulteraient d'activités sur lesquelles les demandeurs ont un contrôle » et on ajoute : « et qui peuvent générer des gains d'efficacité ». Alors « et qui peuvent générer des gains d'efficacité », il faut ajouter ça à la page 42 et à la page 46.

Q. [116] Pouvez-vous préciser pourquoi c'est le même ajout aux pages 42 et 46, s'il vous plaît?

R. Parce qu'à la page 46, on reprend les mêmes, on reprend les conclusions qui avaient déjà été citées auparavant.

Q. [117] D'accord. Donc, les adoptez-vous comme votre preuve écrite?

R. Oui.

Q. [118] Vous pouvez procéder à votre présentation.  
(11 h 12)

R. Bonjour Messieurs les régisseurs. Alors je vais résumer très, très sommairement les recommandations du RNCREQ concernant le mécanisme au traitement des écarts de rendement et j'ai apporté les précisions qui s'imposent jusqu'à maintenant.

Maintenant, pour le principe, on a voulu

établir les grands paramètres pour fixer un mécanisme de rendement qui nous apparaîtrait le plus approprié. Et pour ça, on a été, on a pris un objectif qui était, finalement, évoqué dans le document des demandeurs à la page HQTD-1, Document 1, page 11, où on dit, entre autres que c'est dans le cadre d'un projet de loi et que

Le but est la réalisation de gains d'efficience profitables à la fois aux consommateurs et à l'entreprise.

Alors c'est ça, là, qui... On a dit « L'objectif, c'est ça. ». Maintenant, ça veut dire qu'on doit comprendre que le MTÉR doit être lié à la réalisation d'efficience du Transporteur et du Distributeur.

Alors si l'objectif est ça, on s'est dit : le principe..., si l'objectif c'est d'obtenir des gains d'efficience, on devrait se concentrer sur les activités des demandeurs qui peuvent générer des gains d'efficience. Et dans ce cadre-là, on a demandé aux demandeurs, au Transporteur et au Distributeur, quelles sont ses activités qui sont sous son contrôle et pour lesquelles ils peuvent générer des gains d'efficience.

Alors le Transporteur nous a répondu que



c'était dans ses charges d'exploitation ainsi que dans ses investissements. Le Distributeur nous a répondu que ça génère des gains d'efficience principalement au niveau de ses charges d'exploitation.

Alors considérant ces réponses et les principes énoncés tout à l'heure, le RNCREQ propose que le mécanisme s'applique uniquement aux écarts de rendement qui résulteraient d'activités sur lesquelles les demandeurs ont un contrôle et qui peuvent générer des gains d'efficience. Et en pratique, étant donné la réponse des demandeurs, le RNCREQ propose que les seuls écarts de rendement dûs aux charges d'exploitation soient partagés entre les clients et les demandeurs. Cela permet de clarifier et de simplifier l'application du mécanisme.

Maintenant, en réponse à une demande de la Régie, le RNCREQ a précisé sa proposition et je vais vous la lire in extenso pour être bien certain que c'est précis.

Alors précisons d'emblée que la preuve du RNCREQ ne cherchait pas à ce moment-ci à proposer une mécanique fine pour la redistribution des

écarts. Toutefois, sur la base des principes qu'il défend, le RNCREQ estime que dans une perspective de développement durable, ce partage doit se faire de manière égale entre les intérêts économiques...

Là, on parle des demandeurs.

... les intérêts sociaux...

On parle des consommateurs.

... et aussi environnementaux. Par ailleurs, en ce qui concerne les redistributions des écarts aux consommateurs, le RNCREQ souhaite éviter qu'une éventuelle remise sous forme de baisse de tarif généralisée ne devienne un incitatif à la consommation. C'est pourquoi il privilégie une remise sous forme de programmes d'efficacité énergétique, ceux-ci ayant à la fois le mérite de réduire la consommation, d'améliorer le confort et la santé, de limiter l'impact de la hausse des tarifs et d'entraîner des bénéfices environnementaux. En outre, pour

optimiser les bénéfices sociaux, le programme d'efficacité énergétique devrait être destiné, en tout ou en priorité, aux clients à faible revenu. De là, différents scénarios pourraient être envisagés, lesquels n'ont pas été analysés en détail en termes de réalisme, de retombées et d'efficience. Néanmoins, pour illustrer sa proposition, le RN présente un scénario où un tiers de l'écart serait remis aux demandeurs et les deux tiers restants en bénéfices environnementaux et sociaux sous la forme d'un fonds d'efficacité énergétique pour la clientèle à faible revenu.

Alors ceci termine ma présentation. Alors je suis disponible pour des questions s'il vous plaît.

Q. [119] Donc mon témoin fait mon travail, il est disponible pour le contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gariépy. Est-ce qu'il y a des intervenants qui veulent contre-interroger? Des signes que non. Maître Hivon?

(11 h 15)

CONTRE-INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Q. [120] Bonjour Monsieur Paquin. Je vais vous poser quelques questions sur la partie de votre rapport qui traite des MTÉR ainsi que la demande de renseignements. Je comprends que le RNCREQ propose son propre mécanisme de traitement des écarts?

R. Celui qui est présenté-là, oui.

Q. [121] Oui. Et à la demande de renseignements 1.1 de la Régie, vous avez précisé un certain de nombre de choses et vous venez de référer à l'extrait sur lequel j'aurai quelques questions pour vous. Si, lorsque l'on regarde la réponse qui a été fournie, je comprends que, à la page 2 de votre réponse 1.1, vous mentionnez :

De là, différents scénarios pourraient être envisagés, lesquels n'ont pas été analysés en détail en termes de réalisme, de retombées et d'efficience.

Est-ce que je dois comprendre, Monsieur Paquin, que l'exemple, que le reste de la réponse constitue un exemple de ce qui pourrait être éventuellement analysé en détail mais ce n'est pas une proposition précise qui a elle-même fait l'objet d'une analyse?

R. C'est une proposition, c'est la proposition du RNCREQ.

Q. [122] Alors, quand vous dites au paragraphe suivant :

Néanmoins, pour illustrer sa proposition,

alors, c'est véritablement les composantes que vous demandez à la Régie d'adopter dans le cadre du présent dossier?

R. C'est notre proposition.

Q. [123] Et je comprends que cette proposition-là, qui est concrète, là, avec des pourcentages et des chiffres, n'a pas fait l'objet d'une analyse, comme vous le mentionnez, en détail, ni de son réalisme, ni de l'impact qu'elle pourrait avoir?

R. C'est exactement ce qui est mentionné. On n'a pas été dans le détail, jusqu'à la fine pointe du détail pour déterminer ça, oui. On s'en est tenu au principe général, le principe étant que, le mécanisme va s'appliquer aux écarts pour lesquels, l'objectif étant d'augmenter l'efficacité, donc aux écarts qui sont dus aux activités qui peuvent générer des efficacités.

Q. [124] Et vous suggérez également, dans votre proposition, la création d'un fonds en efficacité

énergétique pour la clientèle à faible revenu. Ça c'est une proposition très concrète également qui est sur la table de ce que je comprends?

R. Oui, c'est la proposition qui est faite.

Q. [125] Est-ce que nous devons comprendre que les montants que vous envisagez, qui seraient versés dans ce fonds, s'ajouteraient aux montants déjà consentis à l'efficacité énergétique par le Distributeur?

R. Oui, ça serait un fonds dont les modalités devraient éventuellement être définies mais le principe est d'établir un nouveau fonds qui serait alimenté par ces montants-là.

Q. [126] Et le montant à verser dans ce fonds, que vous suggérez, serait déterminé uniquement en fonction de, du résultat en fin d'année de l'écart chez le Distributeur?

R. C'est exactement. C'est la proposition oui.

Q. [127] Et, est-ce que vous êtes d'accord avec moi que, avant d'attribuer un montant qui est impossible à prévoir spécifiquement, là, au, à un fonds en efficacité énergétique, est-ce qu'il n'y aurait pas lieu, selon vous, qu'il soit démontré que ces montants ou investissements répondent à un besoin spécifique et qu'ils se justifient en termes

de montant et de besoins?

R. J'imagine qu'il y a déjà des études qui ont été faites, déjà qui ont démontré qu'il y avait des mesures d'efficacité énergétique qui pouvaient être encore bénéfiques et pour lesquelles il y aurait des fonds qui pourraient être disponibles.

Q. [128] Mais on se parle ici d'un montant, là, qui peut varier grandement d'une année à l'autre, qui peut même être négatif, qui peut être positif, qui peut être, la variabilité est très importante. Elle n'est pas reliée dans la proposition que vous faites à des besoins en particulier qui auraient été identifiés et pour lesquels on aurait attribué une valeur, un montant?

R. Disons que les, c'est une suggestion qui a été faite et je pense que s'il y avait, c'est la finalité, je pense, qui doit être retenue comme telle parce que s'il y a d'autres besoins qui pourraient répondre à la même finalité, je pense que ça pourrait, le RNCREQ pourrait être aussi favorable à ça. C'est un moyen qui est suggéré. Maintenant, s'il y a d'autres façons de faire pour les mêmes finalités, je pense que c'est ça qui est pertinent de retenir pour le moment.

(11 h 20)

La finalité doit être pour essayer de faire des économies d'énergie et favoriser les populations à faible revenu.

Q. [129] Et est-ce que vous considérez que la Régie a devant elle aujourd'hui la preuve nécessaire pour attribuer les écarts, le partage des écarts que vous proposez à une catégorie de clients en particulier par rapport à d'autres clientèles, et ici, on parle de la clientèle à faible revenu par rapport à d'autres clients, est-ce que la Régie a, selon vous, ce qu'elle a besoin pour attribuer spécifiquement à cette catégorie de clients-là une partie des écarts en fin d'année?

R. Bien, je pense, c'est une réponse, c'est une question à laquelle je ne peux pas avoir de réponse, je ne connais pas tout ce que la Régie connaît, a comme informations. Alors je ne peux pas vous dire si la Régie a assez d'informations pour pouvoir se permettre de faire ça, je ne connais pas toutes les informations qui sont à la disposition de la Régie.

Q. [130] Vous parlez d'informations ou de preuve que la Régie connaîtrait d'office sans avoir besoin de faire l'objet d'un dossier spécifique, c'est ça que vous me dites?



R. Toute information que la Régie peut avoir de n'importe quelle façon, je ne connais pas toute l'information de la Régie. Je ne comprends vraiment pas, je ne vois pas comment je pourrais répondre à votre question, vous me demandez : « Est-ce que vous pensez que la Régie a assez d'informations? », ce n'est pas moi qui ai l'information de la Régie.

Q. [131] Est-ce que vous considérez que votre proposition d'attribuer les fonds dans un, une partie des écarts dans un fonds en efficacité énergétique pour la clientèle à faible revenu est équitable par rapport aux autres catégories de clients du Distributeur?

R. Écoutez, c'est la proposition que fait le RNCREQ, et je pense que les autres clients, les autres, ils pourraient défendre une autre position. Maintenant, c'est la position qu'on défend, à l'effet que l'équité doit être de, c'est beaucoup plus l'équité doit être que les clients doivent en recevoir une partie. Et nous autres, on suggère que ça soit les clientèles à faible revenu qui soient privilégiées parce que c'est eux qui risquent de subir, supposons, s'il y avait des choses plus élevées.

Q. [132] Alors, Monsieur Paquin, dans votre proposition, vous suggérez, et vous avez apporté

une précision à votre preuve, que le MTÉR ne s'applique que sur, et là, je vais reprendre votre preuve, là, pour utiliser exactement vos mots :

... le mécanisme s'applique uniquement aux écarts de rendement qui résulteraient d'activités sur lesquelles les Demandeurs ont un contrôle...

et qui... excusez-moi... peuvent générer des gains d'efficience. Est-ce que vous suggérez qu'il y a un partage en fin d'année des dépenses qui découlent de gains d'efficience et d'autres écarts qui découlent, qui ne découlent pas de gains d'efficience, est-ce que c'est ce que, ça fait partie de ce que vous suggérez?

R. Ce que je suggère, c'est que les écarts soient pris uniquement sur les frais d'exploitation parce que les demandeurs ont spécifié que c'était là où se retrouvait la plus grande partie des gains d'efficacité. Autrement dit, on enlève des écarts tous les écarts qui viendraient, par exemple, on verrait mal pourquoi le Transporteur et le Distributeur seraient rémunérés parce que les taux d'intérêt ont diminué. C'est-à-dire, il y a un écart, le fait que le taux d'intérêt a diminué, ça

diminue les coûts sur les emprunts, et je verrais, je ne vois pas de justification qui dirait, parce que les taux d'intérêt ont diminué mais le Transporteur et le Distributeur devraient avoir une rémunération supplémentaire.

Donc c'est ce type de coûts-là qui doivent être éliminés parce que ce sont des coûts ou des écarts sur lesquels ils n'ont aucun contrôle, ou à peu près pas, et qui, de toute façon, ne génèrent aucun gain d'efficacité.

Q. [133] Et donc, si je comprends bien votre position, les autres items du revenu requis, si on veut, là, qui ne seraient pas visés par votre mécanisme, il arriverait quoi avec les écarts dans ces autres postes-là?

R. Ils seraient retournés, les autres écarts seraient retournés complètement aux clients.

Q. [134] Est-ce que...

R. La raison étant que, si c'est trop élevé, ça veut dire que le client a eu un tarif trop élevé pour l'année en cours parce qu'il y a eu un surplus. Alors s'il y a eu un surplus, bien, il faut que, l'année suivante, il ait, il soit compensé pour le surplus que le client a dû payer.

Q. [135] Et dans votre proposition, est-ce que cela

implique, Monsieur Paquin, que les écarts négatifs soient partagés également avec la clientèle?

R. Sur les écarts négatifs, disons qu'on est en réflexion sur ce sujet-là et on pourrait finaliser notre réflexion et vous revenir là-dessus d'une façon plus précise.

Q. [136] Alors est-ce que je comprends que votre proposition, elle est pour un mécanisme asymétrique ou pour un mécanisme symétrique?

R. Pour le moment, on s'est concentrés sur les écarts positifs. Maintenant, les écarts négatifs, disons que les mêmes, je pense que, en toute logique, les mêmes principes s'appliqueraient; maintenant, d'une façon plus concrète, de quelle façon ça serait déterminé, on aurait encore un peu de réflexion à faire là-dessus, et on pourrait revenir compléter notre réflexion si vous le désirez.

Q. [137] Alors il n'y a pas de position concrète à ce jour, là, de la part du RNCREQ sur cette question-là, c'est ce que je comprends?

R. Sur l'écart négatif.

Q. [138] O.K.

R. Dans la preuve, il n'y a rien qu'on a fourni là-dessus, non.

Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Je vous remercie, Monsieur Paquin, je n'ai pas d'autres questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Hivon. Donc, Maître Gariépy, la Régie n'aura pas de questions pour votre témoin.

Me ANNIE GARIEPY :

Je n'aurai pas de ré-interrogatoire, je vous demanderais de libérer mon témoin.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Donc, Monsieur Paquin, vous êtes libéré, merci pour votre participation.

(11 h 25)

PREUVE SÉ/AQLPA

LE PRÉSIDENT :

Maître Neuman, pour Stratégies énergétiques. Me

DOMINIQUE NEUMAN :

Et l'AQLPA, Monsieur le Président. Pour la sténographie. Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques et l'AQLPA. Bonjour, Monsieur le Président; bonjour, messieurs les régisseurs. Et nous avons monsieur Fontaine qui est prêt à être assermenté.

L'an deux mille treize (2013), ce trente et unième (31e) jour du mois d'octobre, A COMPARU :

JACQUES FONTAINE, consultant en énergie, ayant une place d'affaires au 10946, avenue de Rome, Montréal-Nord (Québec);

LEQUEL, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit :

INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. [139] Bonjour, Monsieur Fontaine. Je vous demanderais d'identifier les deux documents suivants comme ayant été préparés par vous ou sous votre supervision. Le premier étant C-SÉ/AQLPA-0015 (SÉ/AQLPA-2, Document 1), qui est votre rapport; et le deuxième étant C-SÉ/AQLPA-0020 qui est SÉ/AQLPA-2, Document 2, version révisée, qui est la version révisée de votre réponse à la Régie sur votre rapport.

R. Je les reconnais.

Q. [140] Pour les fins des questions que je vais poser à monsieur Fontaine, il se peut que vous ayez besoin d'avoir justement devant vous la copie de

cette version révisée des réponses à la Régie, qui est le document SÉ/AQLPA-0020. Alors, Monsieur Fontaine, d'abord, je vous demanderais quels sont vos commentaires sur le mécanisme proposé par Hydro-Québec?

R. Bien, nous avons relevé plusieurs faiblesses dans la proposition avancée par HQT. D'une part, nous constatons que les gains d'efficacité prévus d'avance dans la cause tarifaire sont alloués à cent pour cent (100 %) aux clients alors que les gains d'efficacité prévus sont totalement conservés actuellement par Hydro-Québec et continueront en partie de l'être selon le nouveau mécanisme...

Q. [141] Vous voulez dire imprévus?

R. Imprévus, oui. Imprévu. Excusez! Et continueront en partie de l'être selon le nouveau mécanisme proposé par elle. Cela constitue un désincitatif pour HQT de planifier son efficacité ou à tout le moins à présenter cette planification lors de ses causes tarifaires. Dans notre proposition, nous avons voulu que l'efficacité planifiée d'avance et l'efficacité imprévue découverte en fin d'année soient récompensées de manière similaire. Deuxièmement, la situation actuelle et le mécanisme proposé par HQT ont pour effet de

récompenser et d'inciter Hydro-Québec à présenter, dans ses causes tarifaires, des prévisions des revenus faibles, comme nous l'avons souvent souligné en cause tarifaire, et... -ça, c'est pour HQD- et des prévisions élevées des dépenses à faire. Alors, dans notre proposition, nous avons voulu éviter et neutraliser cet incitatif au biais prévisionnel.

Troisièmement, la proposition d'HQTD a pour défaut de traiter de la même manière tout écart de revenu et dépense quelle qu'en soit la cause. Par exemple, nous remarquons, à la pièce B-0020, HQTD-3, Document 1, les tableaux 13.1 puis 13.2 des pages 27 et 28, qu'une part importante des écarts de rendement en deux mille treize (2013) provient des variations des coûts d'emprunt : trente-trois pour cent (33 %) pour HQT et vingt pour cent (20 %) pour HQD, alors que ce gain, relié aux variations des taux d'intérêt, n'est vraisemblablement pas sous le contrôle d'Hydro-Québec. Et aussi on peut penser que si les taux d'intérêt prenaient une autre tangente, là ça deviendrait des coûts. Je suppose qu'ils demanderaient vite vite vite un exogène sur ces variations-là.

Nous nous interrogeons également sur le



bien-fondé de récompenser Hydro-Québec si, en fin d'exercice, il est constaté qu'elle aurait omis d'effectuer des dépenses que la Régie considérerait pourtant comme souhaitables. Par exemple, le défaut de réaliser un projet ou un programme ou de réaliser l'entièreté de ses dépenses prévues au PGEÉ, aux PUEERA ou ses dépenses d'aide aux ménages à faible revenu, ses dépenses pour la caractérisation de la décontamination de ses sites et la protection de l'environnement ou ses dépenses pour le maintien de la continuité de service et la qualité de l'onde, entre autres.

Nous avons noté l'effet pervers particulier qu'il y aurait à éventuellement récompenser HQD si elle coupe les budgets et gains attendus de ses programmes d'efficacité énergétique, alors que les surcoûts d'approvisionnement qui résulteraient éventuellement de cette baisse d'efficacité énergétique seraient eux neutralisés dans le mécanisme par l'effet d'un compte de frais reportés.

(11 h 35)

Dans notre proposition, nous avons voulu éviter de tels effets pervers en conférant une discrétion à la Régie lors de son processus de

fermeture des livres lui permettant de distinguer la vraie efficience de ce qui n'en est pas et ne devrait pas être récompensé.

En plus de cela, nous avons aussi recommandé que l'on entreprenne pour une année future de définir une grille d'indicateurs de performance stratégiques de l'entreprise, qui pourrait moduler le partage des écarts entre les clients et l'entreprise.

Quatrièmement, nous avons noté que le mécanisme proposé par HQTD ne permettait pas à la Régie d'évaluer le caractère prudemment acquis et utile d'éventuelles modifications à la base de tarification, constatées en fin d'exercice, par rapport à ce qui avait été prévu dans la cause tarifaire. Nous avons donc recommandé une modification en ce sens.

Q. [142] Monsieur Fontaine, donc suite à ces constatations, comment proposez-vous d'améliorer le mécanisme avancé par HQTD?

R. Bien, pour améliorer la proposition d'HQTD, nous proposons que l'identification de l'écart en fin d'exercice et son traitement selon le MTÉR soient effectués selon les quatre étapes dont les grandes lignes sont résumées dans notre réponse révisée 1.1

à la Régie de l'énergie, dans notre pièce C-SÉ-AQLPA-0020, SÉ-AQLPA-2, Document 2, que nous invitons la Régie à regarder maintenant.

Q. [143] Qu'est-ce que vous y proposez comme première étape?

R. Une première étape consisterait en l'identification de la base de tarification de l'année témoin, sur laquelle sera appliqué le mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR).

Le mécanisme de traitement des écarts de rendement devrait en effet être appliqué à la proportion d'avoir propre dans la base de tarification réelle de l'année témoin (en autant que la Régie la juge prudemment acquise et utile lors de son dossier de fermeture des livres de l'année témoin, après avoir entendu le Distributeur et les intervenants).

En effet, comme elle le peut déjà lors des fermetures des livres de Gaz Métro par exemple, la Régie dispose de la discrétion de refuser de considérer prudemment acquis et utile un ajout ou un dépassement non déjà autorisés de la base de tarification. On se rappelle à cet égard que, dans sa décision D-2006-111, au dossier R-3591-2005, la Régie avait ainsi refusé de considérer comme

prudemment acquis et utile un dépassement du coût des actifs de Gaz Métro à Sainte-Sophie-Saint-Jérôme, pour ensuite se raviser en révision et l'accepter dans sa décision D-2007-024 au dossier R-3609-2006.

Q. [144] Monsieur Fontaine, est-ce que vous pourriez élaborer sur ce que vous proposez comme deuxième étape de votre proposition?

R. Oui. Alors une seconde étape consisterait à identifier l'écart de rendement de l'année témoin, qui sera traité selon le MTÉR. À cette seconde étape, on calculera ainsi l'écart entre deux choses.

Premièrement, les charges faisant partie du revenu requis prévu de l'année de base deux mille douze (2012) de HQT ou deux mille douze (2012), deux mille treize (2013) de HQD (moins tout poste budgétaire qui était prévu et qui ferait l'objet d'un traitement particulier dans la fermeture de livres de l'année témoin, tel que je vais l'expliquer dans un instant) le tout tel que réajusté en fonction du nombre de clients par catégorie et des volumes de ventes réels de l'année témoin. Et le tout multiplié par 1-X pour chaque année, entre l'année de base et l'année témoin. (Il

n'y aurait toutefois pas de multiplication par 1-X la première année de fermeture de livres, soit deux mille treize (2013) pour HQT et deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014) pour HQD.

Et deuxièmement, les charges réelles de l'année témoin (moins tout poste budgétaire qui était prévu et qui fait l'objet d'un traitement particulier dans la fermeture de livres de l'année témoin, tel que vu ci-après).

Le montant de cet écart en dollars est traduit en points d'écart de rendement sur la base de tarification réelle de l'année témoin, jugée prudemment acquise et utile.

Q. [145] Et donc, comment serait fait le partage de ces points d'écart en troisième étape?

R. Oui. Alors dans une troisième étape on partagerait l'écart de rendement de l'année témoin selon le MTÉR.

Les points d'écart de rendement identifiés à l'étape 2 seront donc partagés de la façon proposée par Hydro-Québec. Ainsi, tout écart négatif serait assumé par Hydro-Québec. Tout écart positif serait partagé à cinquante pour cent (50 %) entre Hydro-Québec et les consommateurs, sauf une somme initiale bénéficiant à Hydro-Québec sans

partage (de cinquante (50) points chez HQT et de cent (100) points chez HQD).

Mais nous ajoutons l'élément suivant :  
lorsqu'une grille d'indicateurs de performance sera intégrée au mécanisme, la part du partage à laquelle les consommateurs auront droit pourra être augmentée si l'insuffisance d'une performance d'Hydro-Québec ne lui permet pas de conserver une partie de sa propre part ou la totalité  
(11 h 40)

Q. [146] Et donc, la résultante de tout ça serait quoi quant à la détermination finale du revenu auquel HQT ou D a droit?

R. Alors finalement, dans une quatrième étape, on calculera le revenu requis total de l'année témoin après l'application du MTÉR.

Le revenu auquel l'entité aura droit durant l'année témoin, après fermeture des livres, se composera de l'addition des quatre éléments suivants, ce qui a l'avantage d'être très simple.

Premièrement, les charges faisant partie du revenu requis prévu de l'année de base - deux mille douze (2012) chez HQT et deux mille douze (2012) treize (2013) chez HQD - telles qu'elles furent déjà réajustées à l'étape 2 que nous proposons,

c'est-à-dire : moins tout poste budgétaire qui y était prévu et qui fait l'objet d'un traitement particulier dans la fermeture de livres de l'année témoin, tel que je l'expliquerai dans un instant. Le tout, tel que réajusté en fonction du nombre de clients par catégorie et des volumes de ventes réels de l'année témoin et le tout multiplié par 1-X pour chaque année, entre l'année de base et l'année témoin, sauf la première année de fermeture de livres HQT deux mille treize (2013), puis HQD deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014).

Plus, deuxièmement, le rendement sur l'avoir-propre au taux déjà autorisé, c'est-à-dire la proportion d'avoir propre dans la base de tarification réelle de l'année témoin (en autant que la Régie la juge prudemment acquise et utile, tel qu'établi à l'étape 1 que nous proposons), multiplié par le taux de rendement sur l'avoir propre autorisé dans la cause tarifaire de l'année témoin.

Moins la part du partage selon le MTÉR à laquelle les consommateurs ont droit, telle qu'établie à l'étape 3 que nous proposons.

Plus tout poste budgétaire de charges

faisant l'objet d'un traitement particulier, y inclus toute disposition durant l'année témoin d'un compte de frais reportés et tout crédit conservé pour dépense à venir dans une année ultérieure et moins tout crédit déjà conservé par l'entité lors d'une année antérieure pour une dépense survenant durant l'année témoin.

Si ce revenu auquel l'entité a droit durant l'année témoin est différent de son revenu réel de l'année témoin, la différence sera, selon le cas, remise aux consommateurs une année ultérieure ou fera l'objet d'un montant à récupérer des consommateurs une année ultérieure.

Q. [147] Monsieur Fontaine, aux étapes 2 et 4 de votre proposition, vous parlez des « postes budgétaires de charges qui font l'objet d'un traitement particulier dans la fermeture de livres de l'année témoin ». Est-ce que vous pouvez élaborer?

R. Oui. Alors les « postes budgétaires de charges qui font l'objet d'un traitement particulier » comprennent d'une part les comptes de frais reportés déjà identifiés par Hydro-Québec dans sa preuve (ceux-ci étant principalement des facteurs exogènes).

Les « postes budgétaires » de charges qui



font l'objet d'un traitement particulier comprennent également ceux que la Régie, lors de son dossier de fermeture de livres de l'année témoin, préférera traiter de manière différente que selon le MTÉR. Ainsi, la Régie pourra juger que certains des écarts à la baisse sur certains postes budgétaires « ne constituent pas de la vraie efficacité » mais seraient plutôt, par exemple, le fruit d'une suppression d'activité (autre qu'une suppression associée à de l'efficacité). Ou d'une négligence ou d'une omission d'Hydro-Québec à livrer un service ou une activité que la Régie aurait souhaité qu'elle livre.

Dans ces différents cas, la Régie décidera du mode de traitement plus approprié des écarts à ces postes particuliers : elle pourrait par exemple décider de retourner entièrement aux consommateurs un tel écart à la baisse ou au contraire décider d'ordonner à Hydro-Québec de conserver entièrement le budget non dépensé de cette année témoin et de le dépenser une année ultérieure (ce qui constituerait donc un budget transféré d'une année à l'autre).

À l'inverse, la Régie pourrait aussi, lors de cette fermeture des livres de l'année témoin,

décider que des écarts à la hausse sur certains postes budgétaires ne constituent pas des manques d'efficience, mais méritent d'être conservés par Hydro-Québec. Par exemple, il pourrait s'agir d'activités nouvelles qui n'existaient pas lors de l'année de base.

Tel que mentionné dans notre rapport, ces postes budgétaires pour lesquels un traitement particulier des écarts pourrait être souhaitable pourraient par exemple inclure les coûts du PGEÉ, les coûts des PUEERA (autres que les coûts de subvention au mazout qui sont déjà neutralisés par le compte de frais reportés des coûts d'approvisionnement en combustibles), les coûts visant à l'amélioration de la qualité de service, les coûts pour l'aide aux clients à faible revenu, pour le maintien de la qualité de l'onde, pour le traitement de la végétation, pour l'entretien et la prévention des interruptions de service, pour le traitement des poteaux, pour la prévention des déversements ou pour la caractérisation et la décontamination des sols.

Dans chaque cas, la Régie aura à décider si des baisses des dépenses d'Hydro-Québec quant à ces postes constituent ou non de la « vraie

efficience » ou au contraire une omission ou un report par Hydro-Québec de s'acquitter correctement des obligations que la Régie juge souhaitables. C'est pourquoi la Régie pourrait choisir soit de retourner le montant de telle baisse de dépenses aux consommateurs, soit d'ordonner à Hydro-Québec de le conserver et de le dépenser une année ultérieure tel que proposé dans notre rapport.

11 h 45

Q. [148] Monsieur Fontaine, est-ce que vous pourriez préciser certaines des caractéristiques que devrait avoir le processus de fermeture des livres selon votre proposition?

R. Les intervenants, évidemment, les intervenants pourront soumettre des représentations à la Régie lors de l'examen des questions ci-dessus dans le cadre de processus de fermeture des livres, notamment la reconnaissance ou non comme prudemment acquise et utile de toute variation à la base de tarification, ce que nous avons déjà expliqué à l'étape un de notre proposition, et d'autre part l'identification des postes budgétaires qui seraient soustraits du revenu requis de l'année de base et des coûts réels de l'année témoin afin de faire l'objet d'un traitement particulier.

Toutefois, le pouvoir de la Régie de ne pas reconnaître des coûts d'actifs comme prudemment acquis et utiles ou celui de soustraire des postes budgétaires, afin que leurs écarts fassent l'objet d'un traitement particulier, pourra être exercé d'office par la Régie, même dans les cas où aucune représentation n'émanerait des intervenants.

Q. [149] Monsieur Fontaine, quel effet le MTÉR aurait-il sur les causes tarifaires?

R. Bien, on pense qu'afin de réduire le risque d'avoir un montant important à remettre ou à récupérer des consommateurs une année ultérieure par l'effet du MTÉR, la fixation annuelle des tarifs de HQT et de HQD devrait en principe s'efforcer de prévoir ce que serait le résultat de ce mécanisme, c'est-à-dire le partage entre Hydro-Québec et les consommateurs des écarts entre le revenu de l'année témoin et celui de l'année prévue de base, avec tous les ajustements pour comptes de frais reportés et tous les traitements particuliers de certains budgets et autres ajustements tel que nous les avons présentés.

Nous constatons que la décision tarifaire de HQD pour deux mille treize, deux mille quatorze (2013-2014) au dossier R-3814-2012, à savoir la

décision D-2013-037, n'a pas fixé les tarifs de cette manière mais a plutôt remis aux consommateurs la totalité des gains d'efficience qu'Hydro-Québec prévoyait déjà par rapport à l'année de base. Par conséquent si, comme nous le proposons, le MTÉR est appliqué à la fermeture des livres deux mille treize, deux mille quatorze (2013-2014) de HQD, il en résultera vraisemblablement une somme importante qu'HQD aura le droit de récupérer des consommateurs.

Q. [150] Je vous remercie beaucoup, Monsieur Fontaine. Ceci complète en fait la partie de notre présentation relative au MTÉR puisqu'il y aura une autre partie demain relative au taux de rendement.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Votre témoin est disponible pour le contre-interrogatoire, si je comprends bien.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce qu'il y a des intervenants qui veulent contre-interroger? Maître Hivon pour Hydro-Québec.

CONTRE-INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Q. [151] Bonjour, Monsieur Fontaine. J'aurai quelques

questions sur la position de SÉ/AQLPA. Je vous réfère dans un premier temps à votre rapport à la page 8 où, au troisième paragraphe, vous réferez à l'effet pervers que vous avez traité lors de votre témoignage.

L'effet pervers est particulièrement prononcé quant à la non-réalisation des dépenses prévues pour le PGEÉ et les PUERRA (sauf quant aux coûts de subvention au mazout). En effet, non seulement les dépenses non réalisées se traduiront par des récompenses en fin d'exercice à Hydro-Québec, mais celle-ci sera par ailleurs immunisée (par des comptes de frais reportés) contre toute hausse de coûts d'approvisionnement en électricité et en combustible pouvant résulter de sa défaillance à réaliser ses dépenses prévues en efficacité énergétique.

Quelle analyse des différents postes budgétaires avez-vous effectuée avant d'en arriver aux conclusions en ce qui concerne certaines exclusions?

R. Je pensais que vous parliez de cet...

Q. [152] Oui, excusez-moi, je pense que c'est le paragraphe suivant :

Le MTÉR proposé et le régime actuel constituent donc objectivement des incitatifs à Hydro-Québec à ne pas réaliser ses dépenses prévues en efficacité énergétique [...].

Et là vous listez une série de dépenses et de coûts qui devraient être exclus du MTÉR. Excusez-moi! Je vous avais référé au mauvais paragraphe. Pouvez-vous nous expliquer quelle est l'analyse des différents postes que vous avez faits pour arriver à cette liste des coûts qui devraient être exclus?

R. C'est une liste des investissements ou des dépenses qu'Hydro-Québec fait qui touchent tout particulièrement à l'environnement et qui correspond davantage à mon mandat.

Q. [153] Et est-ce que ce que vous considérez comme étant l'effet pervers, c'est le fait qu'Hydro-Québec, selon vous, serait incité à sacrifier la qualité du service pour accroître son bénéfice relativement à ces coûts-là?

R. Bien, l'effet pervers touchait plutôt l'efficacité énergétique dans lequel, d'un côté, si on fait moins d'efficacité, donc on va avoir une demande

plus élevée. On va devoir répondre à une demande d'électricité plus élevée. Et cette dépense-là qu'accompagnerait l'augmentation de la charge, elle, on ne la voit pas. Mais la diminution des dépenses dans le PGEÉ est constatée dans le mécanisme proposée par Hydro-Québec.

(11 h 50)

C'est plutôt là-dessus. L'autre, c'est un effet désincitatif avec la démarche où si vous ne faites pas les dépenses qui sont prévues, présentement, ça devient un bénéfice pour vous ou ça peut devenir un bénéfice.

Q. [154] Et ici on parle d'un point de vue conceptuel, Monsieur Fontaine, ou est-ce que vous avez... est-ce que ça a déjà fait l'objet de représentation dans le cadre des causes tarifaires en particulier qui seraient probablement un endroit plus propice pour revoir les prévisions quant à ces coûts-là?

R. Moi, je n'en ai pas vu, non.

Q. [155] Et est-ce que vous avez déjà proposé, suggéré d'exclure ces éléments dans le passé, notamment par la création de comptes d'écarts ou autres?

R. Un compte d'écarts, non. On a fait des représentations pour augmenter les dépenses du PGEÉ, ça, c'est un fait. La dernière fois, c'est



dans la cause R-3838.

Q. [156] Maintenant, je vous réfère au bas de la page 9 et au haut de la page 10, et vous l'avez expliqué avec un certain niveau de détail dans votre témoignage, vous suggérez que le mécanisme choisit soit appliqué sur une année de base soit deux mille douze (2012) pour le Transporteur et deux mille douze, deux mille treize (2012-2013) pour le Distributeur, et que cette même année de base soit utilisée pour une période qui pourrait aller jusqu'à cinq ans avec les ajustements que vous suggérez, avec l'application d'une formule. Est-ce que j'ai raison de comprendre que, selon vous, on appliquerait le MTÉR, à titre d'exemple, pour à la fin de l'année deux mille quatorze (2014) à des prévisions où un revenu requis qui avait, lui, été présenté et approuvé par la Régie pour l'année deux mille douze (2012)?

R. Oui, c'est ça. Mais avec des modifications.

Q. [157] Et que les tarifs de deux mille douze (2012) ont déjà été fixés, ont déjà été payés, que l'écart à la fin de l'année deux mille douze (2012) a déjà été constaté et remis selon les résultats. Et, là, vous suggérez qu'on prenne cette année-là deux mille douze (2012) pour l'application du MTÉR?

R. Pour les années futures.

Q. [158] Et j'essaie de comprendre, il y aurait quand même à chaque année un revenu requis présenté dans le cadre d'une cause tarifaire devant la Régie de l'énergie qui établirait une certaine valeur, et qui créerait au terme de cette année-là un écart, et vous suggérez de prendre cet écart-là puis de venir l'appliquer à votre année témoin projetée ajustée et non pas à la réalité de la situation?

R. C'est ça, oui.

Q. [159] Pourquoi?

R. Pourquoi?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Excusez-moi! J'aimerais que ma consœur précise les mots « la réalité de la situation ». Je ne suis pas sûr que le sens est clair ici. Enfin, qu'on comprenne de quoi elle parle par les mots « la réalité de la situation » .

Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Sans aucun problème.

Q. [160] Peut-être qu'il y a des détails dans votre proposition qui m'ont échappé, Monsieur Fontaine. Alors, vous pourriez me l'expliquer. Ce que je comprends, c'est qu'il y aurait, la Régie approuverait un revenu requis dans le cadre d'une

cause tarifaire annuelle?

R. Oui.

Q. [161] Au terme de cette année-là, il y aurait un écart de constaté, positif ou négatif, qui serait le résultat de l'écart sur le revenu requis pour cette année-là?

R. Oui, mais la référence demeure notre année deux mille douze (2012) modifiée.

Q. [162] Pour l'application du mécanisme?

R. C'est ça.

Q. [163] Mais est-ce que, selon votre proposition, le mécanisme s'appliquerait ou l'écart serait le même et serait appliqué de la même façon, le résultat serait le même si on applique l'écart à l'année fondé sur le revenu requis approuvé par la Régie pour cette année-là ou l'écart, tel qu'appliqué, avec votre calcul de l'année projetée?

R. Ce qu'on visait, c'était que les charges, que ce soit les charges réelles de l'année... Autrement dit, on réfléchit a posteriori en fermeture de livres puis on compare ce qu'on avait établi en deux mille douze (2012) modifié avec les charges réelles de notre année témoin qu'on utilise, qu'on étudie en fermeture de livres. Remarquez, nous, ce qu'on essaie de faire, c'est de répondre aux

problèmes qu'on a identifiés dans la proposition d'Hydro-Québec. Si vous pensez qu'elle est encore améliorable, il n'y a pas aucun problème.

Q. [164] Je comprends. En fait, j'essaie de comprendre comment ça fonctionnerait ce que vous proposez. Alors, on prendrait la cause tarifaire à titre d'exemple deux mille quatorze (2014), puis qui serait le revenu requis, aux termes de l'année deux mille quatorze (2014), on constate un écart fondé sur cette cause tarifaire-là, et lorsque vient le temps d'appliquer l'écart pour le partage, on met de côté la cause tarifaire et le revenu requis deux mille quatorze (2014) et on se penche...

R. C'est ça.

Q. [165] ... pour l'appliquer sur ce que vous suggérez?

(11 h 55)

R. C'est ça.

Q. [166] Et ça, ça se ferait dans un exercice de fermeture...

R. Des livres.

Q. [167] Des livres réglementaires, où là on ne regarderait pas l'année... le revenu requis de deux mille quatorze (2014). On ne regarderait que votre formule.

R. C'est ça. Oui, oui. La base de référence.

Q. [168] O.K.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. [169] Est-ce que monsieur Fontaine peut répéter plus fort? Parce que je pense que ça n'a pas été...

R. La base de... la référence, là. Soit l'année deux mille douze (2012), soit l'année deux mille douze (2012), deux mille treize (2013). Selon l'entité d'Hydro-Québec qui est visée.

Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

Q. [170] Et il y aurait un... au terme de ce processus-là, il y aurait des conclusions qui pourraient être rediscutées dans le revenu requis de l'année suivante.

R. C'est ça.

Q. [171] Intégré, à ajouter dans le cadre de la cause tarifaire suivante. Pour essayer de prévoir à l'avance quelle serait l'application de votre formule sur la cause tarifaire de cette nouvelle année projetée.

R. Bien là on... Ce qu'on disait, là, ce qu'on dit c'est : ça va avoir un impact sur l'année suivante, sur les revenus requis de l'année suivante, soit en remettant des... certains montants aux consommateurs ou soit en exigeant des consommateurs

un certain montant.

Q. [172] Est-ce que, Monsieur Fontaine, dans le cadre de l'élaboration de ce... de cette structure-là, de votre proposition, est-ce que vous avez été à même de consulter et de faire... de trouver des comparables sur un système comme celui que vous proposez dans le cadre d'une méthodologie de fixation des tarifs fondée sur le coût de service avec des causes tarifaires annuelles?

R. Non, mais ça s'inspire beaucoup de ce qu'on avait chez Gaz Métro, autrement dit d'une certaine logique qu'on avait dans les... dans le mécanisme incitatif de Gaz Métro.

Q. [173] Alors autrement dit, là, vous êtes plutôt du côté... dans une structure ou un concept de mécanisme incitatif similaire à Gaz Métro, plutôt que la situation actuelle d'Hydro-Québec sur les causes tarifaires fondées sur le coût de service.

Q. [174] Oui. Comme je vous le mentionne ce qu'on essaie de faire, ce qu'on a essayé de proposer c'est de passer au-dessus des problèmes qu'on identifie dans la proposition d'Hydro-Québec Distribution, y compris quelque chose que personne n'a vu, là, que l'efficience planifiée, qui est souvent celle qui est plus difficile à obtenir...

Ou en tout cas si vous devez investir pendant deux, trois ans pour obtenir une nouvelle source d'efficience - il y a eu des exemples qui ont été donnés, là - ça coûte de l'argent, donc il va falloir qu'ils disent : bien on va faire ça pour avoir de l'efficience future. Mettons, je pense au projet LAD, bien à ce moment-là quand c'est prévu, ça vous échappe. Nous on trouve que c'est pas bien bon, ça.

Q. [175] Lorsque vous détaillez le processus de fermeture réglementaire, qui semble assez élaboré comme processus, ce que je comprends c'est que vous souhaiteriez que la Régie et les intervenants soient à même de revoir chacun des items à l'intérieur de votre année projetée, là, de comparer les résultats. Et de départager les vrais gains, selon la définition que vous offrez, là, de ça. Ça serait une première étape.

R. C'est ça.

Q. [176] Et ensuite, ce dossier-là réglementaire aurait pour objectif de revoir chacune des variations et de conclure quant à l'origine de l'écart et sa justification.

R. C'est ça.

Q. [177] O.K. Dans le cadre d'une audience?

R. Dans le cadre soit d'une audience, soit sur dossier dépendant du cas, là. Ça c'est... c'est la Régie, c'est à la Régie de décider. Présentement chez... chez Gazifère ça se fait sur dossier. Chez... chez Gaz Métro ça se fait parfois sur dossier, puis parfois en audience. Dépendant s'il y a des intervenants qui sont partie à l'étude ou pas.

Q. [178] Vous avez entendu, Monsieur Fontaine, lors des audiences - et c'est également dans la preuve d'Hydro-Québec et la position des deux experts qui ont été entendus sur le sujet - qu'il n'était pas possible pour Hydro-Québec, après coup, d'identifier précisément et de chiffrer la valeur de ce qu'on peut appeler des « gains d'efficience non prévus ». Comment suggérez-vous que cet exercice-là puisse se faire dans la structure que vous proposez? Et que ça mène à un résultat fiable.

R. En tout cas, si Hydro-Québec ne peut pas le faire, on va essayer de l'aider à le faire. On prendra des documents, on cherchera des exemples ailleurs, on regardera. J'ai pas de réponse immédiate à ça. Si l'efficience est annoncée, ça devrait... je veux dire on a annoncé avec, mettons, le projet LAD de sauver tant d'argent. De fait, on le sauve. Vous avez votre réponse. S'il y a des choses qui se sont



faites et que c'est plus nébuleux, il y aura probablement une petite marge d'erreur. Quand on fait des évaluations, il peut y avoir une marge d'erreur puis le bénéfice du doute. C'est à examiner.

(12 h 00)

Q. [179] Je n'ai pas d'autres questions. Merci, Monsieur Fontaine.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Hivon. La Régie... Oui, Maître Turgeon.

INTERROGÉ PAR Me MARC TURGEON :

Q. [180] Une petite clarification, Monsieur Fontaine. Ça a passé... j'écoutais... j'ai pris note, mais ça a passé vite. Voulez-vous revenir sur - on est toujours sur la question de la fermeture - sur la question du LAD. Qu'est-ce que vous voulez... pouvez-vous nous répéter et peut-être me clarifier ce que vous vouliez vraiment dire concernant le LAD?

R. Le LAD ça consiste à remplacer les releveurs de compteur, de remplacer ça par un investissement. Autrement dit - puis si Hydro-Québec s'est lancée dans ce projet-là, c'est qu'elle prévoit une certaine rentabilité. Mais cette rentabilité-là,

dans les activités d'Hydro-Québec, elle va devenir prévisible. Alors avec la proposition qu'Hydro-Québec fait présentement, elle n'aurait pas de bénéfice à ça. Ça va coûter moins cher, mais ça va aller à cent pour cent (100 %) au client parce que c'est connu d'avance. Donc elle ne peut pas demander des tarifs pour répondre à ça.

Q. [181] Vous n'aviez pas, dans votre... dans votre - on pourra voir dans les notes sténo - vous n'aviez pas lié la notion de fermeture, à savoir que la ferme... que présentement, la fermeture n'existant pas, c'était seulement le rapport annuel, moi j'avais plus compris que vous faisiez un lien d'intervention de votre part, de SÉ/AQLPA sur la question de, par exemple, de la phase 1 du LAD. Mais j'ai peut-être... c'est peut-être ma perception qui... je vais me relire dans les notes sténo.

R. J'ai pas... on a travaillé sur le LAD, là, mais c'était plus sur les questions techniques reliées au projet.

Q. [182] Parfait. Merci. Ça m'éclaire.

R. Là je l'amène comme efficience.

Q. [183] Parfait. Merci.

R-3842-2013  
31 octobre 2013

JACQUES FONTAINE - SÉ/AQLPA  
Interrogatoire  
Me Marc Turgeon  
-131-

LE PRÉSIDENT :

D'accord, Maître. Merci, Monsieur Fontaine, Maître Neuman. La Régie n'a pas d'autres questions.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je vous remercie beaucoup. LE

PRÉSIDENT :

Donc on vous remercie et, Monsieur Fontaine, vous être libéré.

R. Merci.

LE PRÉSIDENT :

La Régie va donc prendre une pause. On va être de retour à treize heures cinq (13 h 05) avec la présentation du deuxième panel, de la part d'Hydro-Québec.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

(13 h 08)

PREUVE DE HQT D - PANEL 2 : TAUX DE RENDEMENT DES  
CAPITAUX PROPRES

LE PRÉSIDENT :

Bon après-midi.

Me ÉRIC DUNBERRY :

Bon après-midi, Monsieur le Président. Alors, avec

votre permission, nous débutons le panel numéro 2 concernant le taux de rendement. Vous verrez à votre droite des visages connus et de nouveaux visages également. À votre droite ou, en fait, à la droite extrême du panel monsieur John Trogonoski, que je vous présenterai formellement dans quelques minutes. So, Mister Coyne, Mister Trogonoski, je vais parler en français simplement pour m'assurer que vous puissiez vérifier si l'équipement fonctionne bien ce matin. Ça fonctionne bien.

Alors, Monsieur le Président, j'indiquais que j'allais vous présenter monsieur Trogonoski de façon un peu plus formelle dans un instant; et vous avez également monsieur Gilles Gaudreau, qui est au centre de ce panel qui est également un nouveau visage pour un certain nombre de membres de la Régie; et quant aux autres, vous les connaissez bien. Alors, je vais inviter madame la greffière à réassermenter l'ensemble du panel avant de procéder au dépôt de certains curriculum vitae et à la présentation de la preuve en chef.

L'an deux mille treize (2013), ce trente et unième (31e) jour du mois d'octobre, ONT COMPARU :

JOHN P. TROGONOSKI, Project Manager, Concentric Energy Advisors, ayant une place d'affaires au 293, Boston Post Road West, Marlborough (Massachusetts);

JAMES M. COYNE, Senior Vice-President, Concentric Energy Advisors, ayant une place d'affaires au 293, Boston Post Road West, Marlborough (Massachusetts);

GILLES GAUDREAU, conseiller financement, marché monétaire, trésorier adjoint Hydro-Québec, ayant une place d'affaires au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec);

STÉPHANE VERRET, directeur Commercialisation et Affaires réglementaires, Hydro-Québec TransÉnergie, ayant une place d'affaires au Complexe Desjardins, Tour Est, 19e étage, Montréal (Québec);

FRANÇOIS G. HÉBERT, directeur Affaires réglementaires, Hydro-Québec Distribution, ayant une place d'affaires au 75, boulevard René-Lévesque, 2e étage, Montréal (Québec);

LESQUELS, après avoir fait une affirmation solennelle, déposent et disent :

INTERROGÉS PAR Me ÉRIC DUNBERRY :

Q. [184] Monsieur Gaudreau, je vous demanderais de prendre copie de votre curriculum vitae, qui a déjà été communiqué à la Régie et aux intervenants comme pièce HQTD-6, Document 1.2 (cote B-0082). Je comprends que vous en êtes à vos toutes premières comparutions devant la Régie en qualité de témoin. Et pour cette raison, je vous demanderais de décrire le poste que vous occupez à l'heure actuelle au sein d'Hydro-Québec, ainsi que la nature et l'étendue de vos responsabilités.

M. GILLES GAUDREAU :

R. Avec plaisir, Maître. Alors, je travaille au sein de la Vice-présidence finances et trésorerie à Hydro-Québec. C'est au niveau du corporatif. J'occupe le poste de conseiller financement, monétaire et trésorier adjoint. Également dans ce poste, je participe au processus des émissions de la dette et aux activités de marché monétaire de l'entreprise, c'est-à-dire les placements d'encaisse, et caetera. Également responsable de la gestion des projets spéciaux aux opérations financières d'Hydro-Québec.

Alors, un dossier comme celui de la Régie sur le taux de rendement des capitaux propres est

un exemple du genre de dossier dans lequel je travaille pour Hydro-Québec. En termes de formation professionnelle, je suis comptable. Je suis CPA-CGA. Et je détiens également une maîtrise en administration des affaires option finances de l'école des HEC de Montréal. En termes de parcours de carrière, j'ai travaillé notamment quatre ans au Chili pour Hydro-Québec pour une compagnie qui s'appelle Transelec.

C'était une filiale à l'époque d'Hydro-Québec. C'est la compagnie qui gère le réseau de transport électrique du Chili. C'est une compagnie qui gère un réseau d'environ neuf mille kilomètres (9000 km) de lignes. Mes responsabilités là-bas étaient, j'étais en charge des finances. Donc, j'étais responsable de la comptabilité, de la trésorerie, du financement, du contrôle de gestion. Et comme cette compagnie avait des titres émis aux États-Unis, j'étais également responsable de la relation de l'entreprise avec les agences de « rating » comme Standard & Poor's et Moody's.

Avant de quitter pour le Chili, j'ai travaillé dans un groupe qui travaillait justement sur certaines acquisitions et financement à l'extérieur du Québec pour Hydro-Québec. Et j'ai

notamment occupé le poste pendant cinq ans de trésorier adjoint chez Noverco, qui est la compagnie holding qui possède une participation importante dans Gaz Métro.

Q. [185] Merci, Monsieur Gaudreau. Pourriez-vous décrire la nature et l'étendue de votre implication personnelle dans le cadre du dossier qui nous occupe aujourd'hui?

R. Comme je vous mentionnais, mon rôle est de donner un appui technique aux unités d'affaires lorsque des dossiers comme celui-là se présentent. Alors, j'ai entre autres travaillé à la coordination du dossier, notamment avec mes collègues à l'interne, également avec nos représentants externes, nos experts externes. Et également j'apporte un appui technique dans le dossier. Je suis impliqué depuis le début du dossier.

Q. [186] Merci.

Alors, Monsieur le Président, j'aimerais déposer en preuve formellement le curriculum vitae de monsieur Gaudreau comme pièce HQTD-6, document 1.2.

(13 h 17)

Me ÉRIC DUNBERRY :

Q. [187] Mr. Tronogoski, I would like now to take a moment with you and ask you to refer to a document,



Exhibit HQTD-2, Document 1, Exhibit No. B-0007, the document titled, "ROE and Risk Analysis", that was dated and filed April nineteen (19), two thousand thirteen (2013). Were you personally involved in the preparation or in the direction and control of the preparation of this document?

Mr. JOHN P. TROGONOSKI :

A. Yes, I was.

Q. [188] And does the content of this document accurately reflect your professional opinion concerning the matters and issues it addresses?

A. It does.

Q. [189] I would now like you to take a copy of your Curriculum Vitae, a document that was as well communicated to the Régie and all the intervenors as Exhibit HQTD-2, Document 1.2, Exhibit No. B-0006. Using this Curriculum Vitae, Mr. Tronogoski, could you briefly describe your academic background, as well as your professional experience and areas of expertise, in so far as they are relevant to ROE and risk analysis?

A. Yes, I can. My education, I have a Bachelor's and a Master's Degree in Business Administration from the University of Colorado at Denver. In terms of my professional career, I began at the Colorado

Division of Property Taxation, where I was responsible for reviewing property tax issues that came before the Commission there. My work there included the valuation of public utilities, including gas pipelines and airlines.

After eight years there, I moved to the Colorado Public Utilities Commission, where I was a financial analyst, for eight years. In that capacity, I was, I prepared expert testimony on behalf of the staff of the Commission, I testified specifically on the issue of cost of capital and return on equity for utilities. The Commission in Colorado regulates the energy companies, the telecommunication companies and the water companies, so we had a variety of different industries that we regulated, and I provided testimony on all of those different types of companies.

I also testified on cost allocation, on revenue requirement, on economic issues. We had a transition going on in the telecommunication industry right then, so there were a number of changes that were occurring in the way those companies were regulated, I advised the Commission on those issues. I participated in management

audits of a variety of different utilities, but looking at the operations of the utility as well as the financial reporting of the utility.

For my last four years at the Commission in Colorado, I was the supervisor of the financial analysts and the accountants. We were responsible for providing advice to the Commission on a day-to-day basis on matters that came before it. I also worked on special projects there at the request of the Commission.

In two thousand and eight (2008), I joined Concentric Energy Advisors in my current position in Massachusetts, I've been there now for six years, and my primary work there has involved preparing testimony for clients again on the cost of capital, return on equity, across North America in both the United States and Canada.

In particular, in the last three or four years, there has been an increasing interest from both regulators and utilities in the assessment of both business and financial risk and how that can be used to differentiate different utilities and what that says about the appropriate return on equity for those utilities, and I've been involved extensively in our work in that regard.

I have, as I said, I have been engaged by clients in both the U.S. and Canada, in Canada in particular, I have done work in Ontario on behalf of the Ontario Energy Board itself, we prepared a study for them there, helping them to review their current demand-side management rules for natural gas companies and advising them on what changes to make to those rules to make the program more effective.

I also assisted the OEB in its review of low-income programs to help consumers who did not have the financial means to pay for their utility bill each month. I have done work, like I'm doing here today, I've done work in Alberta for ATCO Utilities, I've also done similar work for Enbridge in Ontario, and as well as for Gaz Métro in Quebec.  
(13 h 20)

Q. [190] Thank you, Mr. Tronogoski. Monsieur le Président, en l'absence de contestation du statut d'expert de monsieur Trogonoski et considérant l'expérience et l'expertise qu'il a acquis au cours des années, et dont il a, et pour lesquelles il a présenté un court résumé, je vous demanderais de le reconnaître comme expert concernant, et tel que précisé dans notre lettre du premier (1er) octobre

deux mille treize (2013), concernant « business and financial risk for utilities. »

LE PRÉSIDENT :

D'accord, Maître Dunberry, la Régie va reconnaître monsieur Trogonoski comme expert in business and financial risk for utilities.

Me ÉRIC DUNBERRY :

Mr. Tronogoski, I would ask you to produce your Curriculum Vitae formally into the record, as Exhibit HQTD-2, Document 1.2.

(13 h 23)

Q. [191] Monsieur Gaudreau, je reviens à vous. Je comprends que vous avez préparé une présentation PowerPoint des faits saillants de la demande conjointe du Transporteur et du Distributeur concernant le taux de rendement sur les capitaux propres et certaines modalités de mise à jour du coût de la dette et du capital. Je vous demanderais de procéder maintenant avec cette présentation.

Nous avons des copies, Monsieur le Président, que nous allons distribuer immédiatement. Monsieur Gaudreau, je vous demanderais de procéder avec cette présentation.

R. Avec plaisir, Maître. Monsieur le Président, membres du panel, bonjour. J'aimerais prendre

quelques minutes pour vous présenter les facteurs qui sont à l'origine de la demande du Transporteur et du Distributeur. En effet, cette demande conjointe des demandeurs concerne le redressement du taux de rendement des capitaux propres à un niveau raisonnable, à un niveau qui serait comparable à celui d'entreprises de risque similaire.

Également, elle concerne l'adoption de modalités de mise à jour du coût de la dette et du coût du capital prospectif. Et également, elle concerne l'application de ce nouveau taux de rendement et de ses modalités de mise à jour du coût de la dette et du coût de ce capital prospectif à compter du premier (1er) janvier deux mille quatorze (2014).

Cette demande a pris sa source d'un constat, d'un constat à l'effet que les rendements des capitaux propres autorisés pour le Transporteur et le Distributeur sont nettement inférieurs à ceux des entreprises comparables. Nous avons également constaté que cet écart défavorable s'était crû au fil du temps, comme on peut le constater sur les tableaux qui apparaissent à la présentation.

Nous avons également constaté que, pour

l'année deux mille quatorze (2014), en appliquant la méthodologie usuelle, nous obtiendrons un taux de rendement pour le Transporteur de six virgule douze (6,12 %) et, pour le Distributeur, de six virgule vingt-cinq (6,25 %), qui sont des taux que nous considérons non raisonnables.

Alors, compte tenu que cette question n'avait pas fait l'objet d'un examen depuis plus de dix ans, les demandeurs ont décidé de procéder à l'examen complet et exhaustif du dossier du taux de rendement. À cette fin, nous avons retenu les services de la firme Concentric, notamment parce que l'entreprise ne possédait pas le type d'expertise pointue qui est requise pour faire ce genre de travail.

Une des premières décisions qui a été prise dans le dossier concerne le maintien des taux de capitalisation présumés à trente pour cent (30 %) pour le Transporteur et à trente-cinq pour cent (35 %) pour le Distributeur. La décision de ne pas hausser ces taux a été prise afin de concentrer le débat sur le redressement du taux de rendement, et ce en dépit de la capitalisation plus robuste qui est observée chez les entités comparables.

Cette démarche intègre également les

principes et les préoccupations qui ont été exprimées par la Régie de l'énergie concernant notamment le respect du principe du « stand-alone », l'établissement de la comparabilité des groupes de référence, l'établissement de l'utilité des données de sources américaines; également que des recommandations soient appuyées sur des données de marché utiles et basées sur les résultats de l'application de différentes méthodes d'évaluation du taux de rendement des capitaux propres.

Nos experts ont déterminé qu'une fourchette de taux de rendement raisonnable varierait entre neuf virgule deux (9,2 %) et neuf virgule cinquante-huit pour cent (9,58 %). Celle-ci tient compte de l'ensemble des faits pertinents, des principes applicables et des préoccupations exprimées par la Régie de l'énergie.

Ils ont recommandé d'adopter un taux de rendement raisonnable de neuf virgule deux pour cent (9,2 %) sur les capitaux propres des demandeurs. Ils ont également conseillé le report de l'examen d'une formule d'ajustement automatique. Les demandeurs ont fait leurs recommandations de leurs experts. Et c'est pourquoi ils soumettent à la Régie de fixer un taux de rendement des



capitaux propres à neuf virgule deux pour cent (9,2 %), de même que de reporter l'examen d'une formule d'ajustement automatique du taux de rendement.

Et concernant le coût de la dette et le coût du capital prospectif. Suite à la demande de la Régie d'appuyer les prévisions du coût de la dette et du coût du capital prospectif sur les données les plus récentes, les demandeurs proposent de mettre à jour en même temps pour les deux divisions, soit au mois de décembre, les composantes de ces éléments, soit le coût moyen de la dette en reflétant les impacts des variations des taux d'intérêt et des volumes d'emprunt sur le numérateur et le dénominateur; également de mettre à jour les taux de financement à court terme et à long terme pour le calcul du taux prospectif de la dette. Je vous remercie.

Q. [192] Merci, Monsieur Gaudreau.

Monsieur le Président, avec votre accord, nous déposons cette présentation sous la cote HQTD-6, Document 3. Et nous avons une cote pour la Régie, je présume.

LA GREFFIÈRE :

Sauf erreur, la cote serait B-0092.

Me ÉRIC DUNBERRY :

Merci.

B-0092 : (HQTD-6, Doc.3) Présentation Power  
Point

(13 h 30)

Q. [193] I will now turn to Mr. Coyne and we will proceed with the distribution of a second presentation Mr. Chairman. So Mr. Coyne, I will be conducting this in English so you may want to remove your headset if you want. I understand that you have prepared a PowerPoint presentation summarizing the contents of Concentric's ROE and risk analysis. I would simply ask you now to deliver this presentation to the Board members.

Mr. JAMES M. COYNE:

A. Thank you. Bonjour and good afternoon. That will be the extent of my French. Thank you for your patience with my English.

The purpose of this presentation is to present for the Board and for the audience gathered here a summary of the evidence that we have filed before the Board on ROE and risk analysis as provided by me and my colleague John Trogonoski and

I would invite the Board, if you would like to interrupt me along the way, there are many slides here, so if you have burning questions you don't need to wait to the end and, of course, I will be glad to answer all the questions that come from them at the end as well as I proceed.

In this presentation that you have before you, there will be six topics that I will be covering. They are the context for the ROE and the risk analysis that we prepared, the ROE analysis that we have conducted itself, the risk analysis that we have provided that supports the ROE analysis. Certain issues raised by the Régie or interveners in the context of information requests that we thought we might address up front, our perspectives on the automatic adjustment formula as well as the key conclusions that result from our work.

So let me turn to page 3 where I would like to summarize for us regulatory principles in a fair return standard that I believe that we're all fairly well acquainted with but I just wanted to give you our perspective on them as well. As we all recognize, the fair return standard has three distinct requirements as noted by the Régie in its

prior decisions and is widely adopted elsewhere in Canada and the US and namely these three criteria, in this case I am quoting the Régie

A reasonable ROE should be comparable to the return available from the application of the invested capital to other enterprises of like risk called the comparable investment requirement. To permit incremental capital to be attracted to the enterprise on reasonable terms and conditions, the capital attraction requirement.

And then lastly

To enable the financial integrity of the regulated enterprise to be maintained, the financial integrity requirement.

And I would note that each of these requirements must be met individually and collectively to satisfy the fair return standard. But in addition to the fair return standard, which is so central to the setting of ROE, there are other principles that are at play as well, that I believe the Régie has also respected in the past with its own decisions.

Firstly, the stand-alone principle which is

very important here and the stand-alone principle as enacted means that regardless of ownership, the regulated entity is treated as if it were raising capital independently and that is a practical matter how the stand-alone principle works. Also the opportunity cost principle which means that we are applying this from an investor's perspective and an investor would ask "If I didn't invest in this company, what other investment would I make of comparable risk that would provide me with a comparable return?" because if they can't achieve that level of return with a comparable risk, then they would go elsewhere.

Thirdly, it's the result reached and not the method employed which is controlling. I have read where the Régie abides by this principle and it's an important one. And then lastly the reliance on multiple methods and diversified sources of data information so that the Board can make the most informed decision possible pertaining to the return on equity.

I would note that consistent with the stand-alone principle a fair and market-based ROE also provides another important single and that is it sends the right price signals to consumers

regarding the true cost of electric power in relation to alternative fuels and conservation. If we don't get the price of electricity right then we will have consumers paying either too much or too little for their power then they won't be making economically efficient decisions.

(13 h 35 )

So another reason why getting there, how we write is important. Let me now turn to the next slide. One doesn't determine are we in a vacuum. There is a lot of capital market information that informs that decision. I would like to provide you with our perspectives here in capital market trends. I think we've all seen rather dramatically that bond yields in Canada and the US have bottomed out this past summer and are now moving upward in a fairly significant fashion. Regulators, over the past several years, as here, have been stymied by these very low-risk free rates as they've struggled, especially those reliant on CAPM were determining what a normal level of risk-free rate is and therefore what an appropriate RE is.

But as we can see from the trends here, that trend has reversed itself. Interest rates in both Canada and the US bottomed down mid-summer and

are now heading upwards. This is due to a combination of both shifting monetary policy and a resumption of the economic growth in both the US and Canada, although all be at a tepid pace in both countries.

I would now get over this period of time that the US and Canadian, I don't know if you can determine this from the slide, but the bottom two lines that are pretty much overlapped represent the US and Canadian ten-year bond yields and you can see that they're pretty much on top of each other. And in fact, if you measure the correlations of the ten-year Canadian bond yield and the ten-year US bond yield over the past twenty-five (25) years, the correlation has been point nine eight (0.98), pretty close to unity, and if measure them over the two thousand eight (2008) through two thousand twelve (2012) period, it's been in fact one point zero (1.0), so virtually moving in lockstep with each other.

If you look at the third year treasury yields for both countries, which are the top two lines, you can see they're moving along, somewhat in tandem, through the mid two thousands (2000) but since then, we've seen some separation between the

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

Providing a little more perspective on



that, as I mentioned, the Canadian and US economies have been slow to recover from recession. We've seen a lot written about that and we've seen some evidence provided here on that issue, and, if you take a look at the current consensus economic forecast for both countries, it indicates that in year two thousand twelve (2012), the best estimate for GDP, looking backward for two thousand twelve (2012), was that the Canadian economy grew at one point seven percent (1.7%) and the US economy grew at two point eight percent (2.8%) in the most recent year. If you look at the consensus forecast for twenty thirteen (2013), the estimate is one point seven (1.7) for Canada, one point six (1.6) for the US, almost identical.

If you look at the forward forecast for twenty fourteen (2014) through twenty eighteen (2018) for the US and Canada, according to the October consensus economic forecast, the projective rates for Canada are between two point two (2.2%) and two point five percent (2.5%) and for US over the same period, they're two point six (2.6%) to three point one percent (3.1%). The long-term growth rates projected for two thousand nineteen (2019) through two thousand twenty-three (2023) are

two point two (2.2%) for Canada and two point five (2.5%) for the US So at least according to the consensus economic forecast, the outlook is a little more bullish for the US than it is for Canada over the foreseeable future.

We have seen that this very accommodating monetary policy has resulted in extraordinarily low interest rates in both countries, as we've just discussed, and most recently, we've seen the Bank of Canada recently announcing its intention of maintaining monetary stimulus for longer than expected, coinciding with its terms of significant downgrade of the Bank's forecast for economic growth in Canada for two thousand and thirteen (2013) beyond.

This low interest environment has an effect, as I mentioned, on the models that we used to estimate the cost of equity, especially those relying on CAPM and I know this is not news to this Board.

13 h 41

But I note that the return to normal interest rates is already happening and it's already having some negative effect on utilities as I'll note in a moment. And in the US, with the

announced phase-out of quantitative easing, the broader market is continued higher while utility stocks have fallen and to show you a picture of what that looks like on this next page, there are three lines here, let me orient you to the chart if I might, the top line is, this is US data, the top line is the thirty (30) year Treasury bond and you can see the significant increase, again, which has been paralleled in Canada that began back in May which is when the Federal Reserve Bank announced that they were going to be easing quantitative easing. Over this period of time though we have seen the S&P 500 continue to increase, you know, moving not lockstep but pretty much in tandem with the overall recovery in the economy and with Treasury bond yields correspondingly.

Look at what's happened to utilities, the bottom black line which shows the S&P utility stock index over the same period of time. What we've seen turning, coincident with that same announcement is investors getting it right that as a result of rising interest rates, recognizing that utilities are large consumers of capital and when interest rates rise stock prices fall indicating an increase in the cost of capital for utilities. So utilities,

and I think this is true for Hydro-Québec, have enjoyed an era of remarkably progressively lower cost debt and it has placed a downward pressure on the cost of equity as well. But we are now seeing a reversal of that trend and I think that's important to recognize as the Régie considers this decision as well as its perspective decisions in the application of a formula on a going forward basis.

There has, I feel as though I need to address this issue because I know it's an important one to the Régie, based on the decision the Board wrote for Gaz Métro in the two thousand nine (2009) case that was issued in November of two thousand eleven (2011) and I see this across Canada where we testify the concern that regulators have around the evidence it's placed before them increasingly on the comparability and appropriateness of using US data for measuring Canadian returns. So there's a lot on this in our evidence. We have been testifying on the comparability of the US and Canadian economies since two thousand seven (2007) when we first did a study for the Ontario Energy Board on this issue so...

But let me just stop you to provide a perspective. As I mentioned, the Régie and others

have questioned whether US utilities are regulated on a comparable basis to US utilities and we have provided a substantial amount of research here and elsewhere on this topic. Some have used a two thousand nine (2009) Moody's report published in August two thousand nine (2009) as a basis for expressing that concern. But I think it's worthy to know that in September Moody's issued an updated view on US utility regulation and there are a few quotes here that I would just like to pause, to mention to you. And these are direct quotes.

Based on our observations of trends and events, we propose to adopt a generally more favourable view of the relative credit supportiveness of the US utility regulatory environment.

And I should say that Moody's S&P didn't move with Moody's on this issue, they were somewhat out there on their own but it appears they've now comeback with a modified view of that outlook. They go on to say

Our updated view considers improving regulatory trends that include increased prevalence of automatic cost recovery mechanisms, reduced

regulatory lag, and generally fair and open relationship between utilities and regulators.

They also go on to say that

Courts have proved to be a reliable secondary support for utility creditworthiness through rulings that mandate that regulatory decisions must follow the established regulatory framework.

It's an important point that regulators here and in the US have discretion but their discretion ends when it comes to the rulings of the court that support the legislative framework behind them. And they conclude that

Our revised view that regulatory environments and timely recovery of costs is in most cases more reliable than we previously believed is expected to lead to a one notch upgrade of most regulated utilities in the US.

I would stop and say that a one notch upgrade is fairly significant and this is across the Board with this Moody's pronouncement. And we feel as

though this view is very much corroborated by the research that we've been doing on this issue for many years and the Concentric's risk analysis demonstrates that the companies in the Canadian and US proxy groups operate in similar regulatory and economic environments that would not cause a reasonable investor to require different returns.

(13 h 47 )

But our analysis gets much more specific than that. But that's the broad view as painted by Moody's.

Let me now read you a few recent decisions in Canada that also provide some, I think, important context. And as we can see here, decisions dating back to December eleven (11) through May of this year, here in Québec, the range has been between eight point seven (8.7%) and nine point nine percent (9.9%) for these utilities, and they vary of course, between gaz distribution, electric distribution and transmission and some are also integrated companies and so, of course, of storage assets. But the range is eight point seven five (8.75%) to nine point nine percent (9.9%), the median is eight point nine (8.9%) and the average is close to that.

Corresponding to those returns, we see deemed equity ratios that range from thirty-six (36%) to forty-six percent (46%) and their mean and medians are together at forty percent (40%). And to the right, we can see that we've note, because we know this is of interest to the Régie in this proceeding, which ones have adapted formulas and which ones either have not or have suspended their formulas for the time being. And I would note that these allowed returns, compared to HQT's at six point zero seven (6.07) for twenty thirteen (2013), and HQD's at six point one nine (6.19) for twenty thirteen (2013) at thirty (30%) and thirty-five percent (35%) equity ratios, respectively, are not corroborated by these decisions in these allowed returns elsewhere in Canada.

But the question has been asked in one of the interrogatories, why didn't we include New-Brunswick Power in this analysis. So, just to mention why we didn't respond to that question, NB Power is a little bit different. They regulate NBD on an interest coverage ratio basis but they do regulate NBT on a more typical basis and the allowed ROE for NBT is currently nine and a half percent (9.5%) on a thirty-five percent (35%)



equity ratio.

So what do we take from these recent trends in Canadian ROE determinations? One of the things I've seen is reliance on multiple methods to estimate a fair and reasonable ROE. We recognized that here and elsewhere, the formula tied to the government bond yields and had been in place for many years and the CAPM has been in place for many years, and we've seen regulators reach beyond those solutions as these marking conditions have required and additional data sources have also allowed. We've seen greater weight being placed on DCF results due to concerns with CAPM understating the cost of equity under current capital market conditions. We've seen greater reliance on US data to estimate the cost of equity for Canadian utilities as applicants have increasingly demonstrated the comparability of US companies in terms of business operating and regulatory risk, we've seen this with the NEB, we've seen this in Ontario, in BC and in Alberta for example. And we've also seen regulators abandoning or suspending or modifying the use of automatic adjustment formulas much as we've seen here in Québec.

Let me now turn to the ROE analysis that

we've conducted. And first, let me talk to our approach. Our analysis begins by centering on meeting all three requirements of the fair return standard. Because it is the standards that we feel that we must meet as analysts and we know that the Board must meet with your regulatory requirements. And we also want to address the previous concerns directly expressed by the Régie in your Gaz Métro decision.

So, in doing so, we've relied on multiple methods. We've relied on the DCF where we've estimated a constant growth, a sustainable growth and a multi-stage version. We've estimated a CAPM, both simple and what we call a reconciled version which I will explain as I go further, and we've also relied on a combination of both Canadian and US proxy groups. We did this to provide as complete a picture as possible on ROE from an investor's perspective for a low-risk utility such as HQT and HQD and I should tell you, when we took on this assignment, we recognized that the Régie had not decided on ROE for Hydro-Québec T and D for ten years and we wanted to get it right. So, I like to think that we put our best minds on this. We have an ROE team that works on these issues in both

Canada and the US and we had many sessions together when we looked at the issues raised by the Régie, we looked at the issues raised by regulators elsewhere in Canada, and we also asked ourselves to look at our own experience in US and Canada so we could put together the most informed approach possible to bring before the Board. So we hope that we've met that standard.

(13 h 53)

We, in doing so, as we commonly do, we relied on reliable and commercially accessible data used by investors in both Canada and the U.S. to make day-to-day investment decisions driven by opportunity cost. Some judgement is involved when you put together these models, but where at all possible, we try to use market data to inform the inputs for our models, because it could be verified or questioned by boards such as yourself and also by intervenors in a transparent way to see where these assumptions are coming from.

A question sometimes arises -- why do we need proxy groups, and especially if, in a jurisdiction that has relied on the CAPM in the past, sometimes working independently of what we see more commonly done in terms of proxy group

reliance, and there are a few good reasons. One is that ROE is a market-based concept, and proxy companies allow the comparisons based on fundamental business and financial analyses of comparable investments, which provide a basis for utilizing verifiable market data.

And we've seen an important shift in the last several years in Canada, where you could say that five years ago, you probably didn't have the data necessary to estimate the types of models that we're providing here today. You didn't have analyst growth rates, for example, that were widely available and published for the Canadian utility companies. So there are now new data sources that are available to analysts and to this Board that weren't available five, and certainly not available ten (10) years ago.

So we think it's appropriate to evolve the techniques to take advantage of these new sources of data that are available. Because otherwise, it's our view that without proxy groups, you're really substituting judgement for verifiable market data, which is an unnecessary and unreliable compromise. And a key consideration in determining the cost of equity is to ensure that the methods employed

reasonably reflect the investors' views in general and the subject company in particular.

Let me now address what we perceive to be the specific concerns of the Régie. I would say that John and I have read the Gaz Métro decision more times than we would care to admit, to make sure we understood both what was written as well as, as much as we could determine, the Board's intent with the questions raised there.

And we understood that the Régie had concerns regarding the use of U.S. data. And we saw those as being fourfold, (1) is concerning the comparability of opportunities in the U.S. in terms of risk; (2) is were the regulatory, institutional, economic and financial contexts of the two countries and their impacts on the resulting opportunities for investors comparable; thirdly, what reasons would justify relying on authorized returns in the U.S. as a reference point here in Quebec; and lastly, how do you make comparisons between authorized and realized returns of regulated U.S. companies with comparable risk, a desire to see that they were in fact moving in tandem together so that you could trust that an authorized return was reflective of a realized

return. So we hope we've understood the concerns well, because we certainly have framed a lot of analyses around it.

And we have addressed, we believe we have addressed the Régie's concerns as summarized in Appendix D of our report. In one place in there, we have provided the following -- we have compared the business and economic conditions in Canada and in the U.S. from a macro-economic standpoint; we have provided a detailed assessment of the business and financial risks of HQD and T relative to both Canadian and U.S. proxy group companies.

We've done this work before, but we took it deeper here by looking at the tariffs, the regulatory decisions for these companies, the annual reports that they filed, so we assembled what we believe was the most comprehensive source of information we could on each operating company at the operating company level to provide those comparisons for this Board. And we have also compared the earned and authorized ROEs for U.S. electric proxy companies at the operating company level.

We hope again this analysis is responsive to your concerns and informs your decision-making

in this case.

Let me now turn to the section of proxy groups. We used three proxy groups, we used a U.S. proxy group, a Canadian proxy group of investor-owned utilities, and a Canadian government-owned group of utilities, because we put ourselves in your seat and we said, "We'd like to see the perspectives that all three could bring."

(13 h 57)

For the U.S., we have a large universe of publicly-traded companies to work with there. We began with the forty-eight (48) regulated electric utility companies that are tracked by Value Line, and then we additionally screened them according to seven other metrics, we chose those that were either A- or greater, to ensure that we had high-quality low-risk entities from an investor perspective; those that were paying dividends, so that we could run a DCF and CAPM model.

We wanted to ensure that we had at least two analysts coverage on earnings growth, so that we didn't have just one analyst with a growth rate that might have been an outlier. We wanted to ensure that they were regulated utilities, so sixty percent (60%) of the revenues had to come from

regulated utility operations, and sixty percent (60%) of those regulated revenues had to come from electric operations. So we were looking to screen as closely as possible as for low-risk regulated electric utilities. We didn't want small companies, Hydro-Québec is a very large company, so we eliminated small-cap companies. And we didn't want any company that was involved in a merger, because we didn't want distorted stock prices or dividends that would shift our analysis.

Moving to Canada, we selected all publiclytraded Canadian utilities, both gas and electric with no additional screens. We did this of course because we're stuck with the problem that we all are when doing work in Canada, and that is, we only have six of these companies to choose from. So we chose of the available companies.

And then lastly, we looked at all Government, Canadian Government-owned utilities that we thought would provide an important perspective there, but we did have to eliminate BC Hydro and Manitoba Hydro eventually because of the incompatibility of their rate-setting framework; we thought that it would compromise the comparisons that we were making.



So those were our proxy groups. And at the end of that process, we believe we've ended up with proxies that represent best work, we thought that it would compromise the comparisons that we were making.

(14 h 00)

So those were our proxy groups. And at the end of that process, we believe we've ended up with proxies that represent, best represent the business and operating characteristics of Hydro-Québec Distribution and Transmission from an investor's perspective, because that's our mission here.

The low-risk proxy group with a credit rating of A- or higher ensures that the business and financial risk of the proxy group companies are comparable to HQD and T. One might say that we've been too conservative in that regard, because we're aware that Moody's rates HQ on a Baal basis, equivalent to an S&P BBB+. So we've chose an proxy group that's viewed as higher quality from a credit metric standpoint, but we believe that that was a conservative stand to take so that there would be no argument about whether or not we had a suitably low-risk proxy group.

I would add that our US proxy group of

regulated utilities, they have eighty-six percent (86%) of their operating income and ninety-two percent (92%) of the revenues from regulated electric utility operations, which, it's about as close as you can come when choosing these companies. Our Canadian proxy group, because we have a smaller field to choose from, we can't be as selective, so they only had sixty-one percent (61%) of their operating income and fifty-nine percent (59%) of their revenues from regulated electric utility operations. So the US proxy group is more like HQ T&D than the Canadian proxy group on that basis.

We noticed that some, struggled with the issue of the inclusion of generating assets in our proxy group, and we struggled with that as well, as we always do when we try to parse this data to target on specific companies. Both these Canadian and US proxy group companies contain some generating assets; they range from zero percent (0%) to ninety-seven percent (97%) on a net-supply basis for the Canadian proxy group, and they range from zero (0%) to ninety-six percent (96%) on the same basis in the US -- we've provided data for each of the utilities that shows the exact

proportion.

We did consider other screening criteria at the outset, that would have excluded generating assets in rate base. And when we did that, we found that there are five companies in the Value Line universe that did not have regulated generation in their rate base. But these five T&D companies did not pass our other screening criteria. So we could have included lower-quality less comparable companies that didn't have generation in their rate base, but we felt as though that would have done the analysis a disservice.

But I would note that the authorized ROE for these five companies, had we gone that route, is nine point seven percent (9.7%) with an authorized equity ratio of forty-eight point one seven percent (48.17%), in comparison to the proxy group we used, which has an authorized ROE of ten point four eight percent (10.48%) on average, with a fifty point two percent (50.2%) equity ratio. So we have no reason to believe, had we run those five companies, that we would have ended up with a lower result as a result of it.

But we've done research on this in the past, US regulators were also concerned with this

issue, as we try to get as close as possible to the best result we can for T&D company, it's a concern there as well. And the research that we've done on authorized ROEs for vertically integrated US utilities in T&D companies is approximately forty-one (41) basis points. And what we've done there is, we've looked at all US decisions going back from two thousand four (2004) to two thousand twelve (2012), and we note the allowed ROE for the T&D companies versus those that had generation, and that may have been a hundred percent (100%) or it may have been some...

But we think that it provides a more realistic perspective and an appropriate differential, if one were to make a differential on that basis. But when we looked at applying our work to Hydro-Québec T&D, we found that it was more than offset by the difference in financial risk between HQD&T and the Canadian and US proxy groups. Given the notable difference in capital structure, if we were to estimate that difference on an ROE basis using standard procedures, you would have estimated a one hundred and fifty (150) to three hundred (300) basis point differential to equate with that difference in capital structure risk.

But we didn't make this adjustment. We discussed that differential with Hydro-Québec, and they made it clear to us that they had no desire in this procedure to press for a different capital structure, and we did not find it necessary to make that adjustment.

So let me now turn to the estimation of our ROE using both these CAPM and DCF models. I sympathize with all of you in reading our evidence, and evidence of others, in this regard because it's not something you want to do late at night. So let me offer you what I think is an approachable version, so that we can all be grounded in the same place.

(14 H 06)

Let me start with the Capital Asset Pricing Model, well, familiar to this Board of course. Our inputs there... Let me start with the risk-free rate. Our selection of the risk-free rate is based on work that we've done elsewhere. The Board has found it necessary to adjust these very low risk-free rates for something that used to be more normal. What we've turned to in that regard is the consensus economic forecast for the ten (10) year Canadian bond which serves as the basis for many

formulas used here and elsewhere. And the reason we did that is when we observed the risk-free rate today, the ten (10) year bond yield and we looked at the forecast, we could see that the market was expecting a significant ramp up towards more normal interest rate levels as all this quantitative easing in monetary policy stimulus was worked out of the system. So we thought that was the best objective source, this is what the consensus economic participants were saying, this is where we expect interest rates to go over the next five years.

We're mindful of the fact that the cost of equity determination is a forward looking element and we felt as though five years wasn't an inappropriate period over to look at the risk-free rate perspective. So that forecast was three point six two percent (3.62%) and then, if we make the typical adjustment for the spread between the thirty (30) and the ten (10) year bond yield which at that time for February was sixty-one (61) basis point, that's what gets us to the four point two three percent (4.23%). I would note, if we were to do that same analysis today, with the updated consensus forecast, the three point six two (3.62)

I mentioned is now at four point five two (4.52) so there has been a ninety (90) basis point increase in that forecast which is not included in our forecast and is not included in our recommendation.

So that's the risk-free rate. Let me know turn to beta, an issue near and dear to all of our hearts in this room, I know. When we look at beta here, we did as we always do: we look at what objective information can we get from the sources that we rely on for beta. We looked at Value Line which is an independent publisher of betas and we looked at Bloomberg and we know that, we looked at them for their raw datas, their raw betas, and we also looked at the typical market adjustment that's made to those betas and looked at them as one option and I should say that's the typical option that's used and accepted by most regulators in the US.

We also looked however at the Régie's concerns expressed in the past regarding adjustments to the market beta of one, and we looked at the procedure that you have adopted in the past that looks at the industry mean beta and we consider that. And what we ended up doing is taking an average of the two so what you have here

for our beta is both a beta that's adjusted to the market mean as well as a beta that's adjusted to the industry mean. We took an average of the two. Again, the standard practice is one, we saw your working around an industry mean and we felt as though the difference between the two was an appropriate compromise in this case.

And that get's us... The point five nine (.59) beta. I would add for perspective that in comparison to others, the BCUC in its most recent decision ended up on a beta between point six (.6) and point six six (.66), that the AUC ended up on a beta between point five (.5) and point six five (.65) and the Newfoundland Board ended up on a beta of point six o (.60). So in that regard, I would consider our beta of point five nine (.59) to be conservative well within that range indeed.

Then let me move to the market risk premium which is six point six seven percent (6.67%). We understand that in the, again in the Gaz Métro decision, that the Régie accepted an equal weighting of the US and Canadian market equity risk premium. I was pleased to see that because that's been our practice for some time. Our research has shown that these markets are well integrated and



it's been our position that it would be natural for an investor to look at the returns available to them in both markets. So we have adopted that procedure as well. The one difference is that we don't look just historically, we also look forward so you will find in our evidence that we have taken... Oftentimes analysts will look historically at market equity risk premiums as a proxy for what they might be in the future but it's an imperfect proxy. What we're really trying to get at is what do investors think market returns are going to be for them in the future because that gets back to the sole opportunity cost principle.

So what we do there is we run a DCF analysis for the entire US S&P 500, we run a DCF, and that's for each company, so we take an analyst growth rate for each company in the S&P 500, we take an analyst growth rate, the consensus growth rate for the Toronto Stock Exchange companies as well, each of those companies, and then we aggregate that data to determine what the expected return is based on stock prices, dividend yields and earnings growth rates and then, from there, we deduct, to be consistent, we deduct from that our forward looking risk-free rate because we are

assuming, as we are assuming, those are their expectations regarding the risk-free rate. So that gives us a forward looking risk-free rate and then we average the four, for both the US and Canada. So the difference there would be we have the forward look as well as the backward look in our averaging the two for both markets.

That brings us down to flotation cost.

We've looked at what the Régie has done in the past and we know thirty (30) basis points is the low end of the range, of what you have indicated appropriate for flotation cost so we've used the low end of the range. Let me speak to... I'm going to speak in a moment, well, that gets us to the eight point four seven percent (8.47%) to follow the math. I'm going to speak in just a moment to the adjustment we've made for other models. But let me move over to the DSF first before I do that.

(14 h 12)

The discounted cash flow model, we've run three versions of it, as I mentioned, constant growth, which takes analyst forecast and perpetuity. The sustainable growth or the retention growth which constrains the DCF model according to the access to capital that the company has and

therefore it moderates its potential earnings growth. And then the multi-stage growth which basically says that, in perpetuity, an earning growth rate forecast is not practical, we will assume that utilities can only grow as fast as the overall economy. So we constrain the growth rate to the economic growth rate for Canada or the U.S. depending upon which model we're running in the multi-stage growth rate. So we begin with an earnings growth rate for the first five years. The next five years, we move it towards the GDP forecast and then for years ten (10) and beyond, it's purely the GDP growth rate. So that's a three-stage multi-stage model.

And then, we take the average of those three as well, we add in the same flotation cost adjustment and now, we can estimate that model for both the Canada and the U.S. because we have earnings growth rate forecast and we can do so. But we can't estimate the sustainable growth rate for Canada because we don't have the value line estimates that would allow us to do so. So you can see there are results for Canada and the U.S. in the DCF basis with those flotation cost adjustments and they range, the Canadian numbers are higher

than they are for the U.S. and that has to do with the basic inputs on earning growth projections for these companies, and for the U.S. Now, as we talk about our risk analysis, we think the U.S. numbers are more appropriate because these companies are more like HQD and T. So we place more stock in the U.S. numbers for that reason.

Now, let me bridge the two. Let me bring it together between our DCF analysis and our CAPM analysis and to do that, I'll switch to the next page which I know you're probably grateful for. We have placed more weight on the DCF results for a U.S. proxy group of electric utilities because, as I've mentioned, our risk analysis shows these companies are simply more comparable to HQD and T than these Canadian companies. We've considered the results of the CAPM and we've made adjustments to take into account the effective financial market conditions to inform where our judgment is to where, within the range of results, the reasonable ROE should be. We've made adjustments to our CAPM and we know in your Gaz Métro decision, you made certain adjustments to CAPM. We've done it here, with this one adjustment we call "Adjustments for other models", we know that you made adjustments

for other models as well.

The basis for those adjustments were that financial markets are still returning to normal after the disruptions that we saw in two thousand eight (2008) and nine (2009). As a result of that, the Betas for utilities remain somewhat lower than normal. The market risk premium is based on average long-term government bond yield of five point one percent (5.1%) and as we know, those are higher than we have today and there's an inverse relationship between interest rates and the market risk premium. So therefore, one would expect a higher market risk premium today in relationship to history. We've run regressions on this and there is a strong correlation, an inverse relationship between the market risk premium and the level of bond yields. So intuitively, we wouldn't expect it to be the average market risk premium over this nineteen twenty-six (1926) or thirty-six (1936) to two thousand twelve (2012) period. It would be something higher than that given where we are with bond yields. Forecast bond yields are, in our forward MRP, that we've included, our models only partially account for these effects and I should say that this estimate coincides with the low-end

of the range that we have in the DCF model and it's directionally consistent with the Régie's adjustment for Gaz Métro in its twenty twelve (2012) decision.

So now, if you go back a page if you would John, you can see that the range of DCF results that we have, on the low-end is from nine point two percent (9.2%) to the high-end is nine point five percent (9.5%) for the lower risk, I would say, more comparable U.S. utility set. Why did we chose nine point two percent (9.2%) and nine point five eight percent (9.58%)? It's because we recognize that Hydro-Québec T and D are low-risk utilities and so that for us argue they should be at the low-range of the sample that we have chosen. And that is also, you could see that that ties over to a nine point two percent (9.2%) recommendation from CAPM using the adjustments that we've made. So that they're consistent with each other but they're also giving us an independent view of the appropriate ROE.

(14 h 18)

Let me now compare the results that were presented to you with Dr. Booth's CAPM analysis. The... in the first column, you have the

assumptions that I just described to you concerning our model, and I hope we faithfully described the work that Dr. Booth has done here in the right two columns.

Our Risk Free Rate of four point two three percent (4.23%) comes from consensus economics. Dr. Booth's three point nine five percent (3.95%) includes his thirty-five (35) basis point adjustment for Operating Twist and his judgement, as far as I can tell, concerning the overall appropriate level of the Risk Free Rate, and his judgement concerning what this Operation Twist Adjustment should be.

On Beta, we're at point five nine (0.59%). As I mentioned, that comes from Value Line and Bloomberg and standard market adjustments to the industry mean as well as the market mean. Dr. Booth has used point four five (0.45%) to point five five (0.55%), and I think he would say that he always uses those numbers, they're his judgement as to what the appropriate Beta is for utilities.

The Market Risk Premium is from Market Data for the U.S. and Canada, as I mentioned both in historic and forward-looking basis. Dr. Booth's range from five six seven (5.67%) to six five five

(6.55%) includes his Market Risk Premium, which is his judgement, of five (5%) to six percent (6%) adjusted for a credit-spread differential, which is his judgement, of thirty (30) basis points, and with, adjusted is five (5%) to six (6%) by the impact of data on that number, and I think that would get you to the five six seven (5.67%) and to the six point five five (6.55%).

So the upper end of his range is at least proximate to the six point six seven (6.67%) that we have, and his three point nine five (3.95%) isn't that far off our four point two three (4.23%), but of course these are additive.

On Flotation Cost, again we've chose the low end of the range the Régie has allowed in the past. Dr. Booth has a very standard recommendation that he makes, I've never seen him make a different recommendation, of fifty (50) basis points. And a difference between us of course is this adjustment that we make for other models, for the reasons that I've described, and that gets us to nine point two percent (9.2%) in our work, and seven point five (7.5%) from Dr. Booth.

But I would note that seven and a half percent (7.5%) would be lower than any other



electric distributor or transmission company in Canada, with the exception of Newfoundland and Labrador Hydro, which is not a market-based cost of capital, it's based on the cost of debt.

Dr. Booth, if you turn to his appendices, he does provide a DCF analysis there. And if you compare his DCF analysis with the work that we have provided, again the, I'm showing you the averages as well as the ranges for our work for both Canadian and U.S. proxy groups for all three models we have estimated, based on those proxy groups.

Dr. Booth provides what he calls a "Canadian Equity Market Return", which is based on some earnings growth judgements that he makes for the Canadian market overall. And he also provides what he appears to be, he characterizes as a low-risk sample, and if you look at that sample, it's a sample of six gas utilities, these are not electric companies, and a range of growth rates from an unspecified source, producing a median result of nine point 0 eight percent (9.08%). But as far as I can tell, he gives these results no weight in his final recommendation.

Let me just point out some key differences between our analysis and the analysis that Dr.

Booth has provided. In summary, we've used proxy groups of U.S. and Canadian utilities, that have been screened as I've described; Dr. Booth does not rely on proxy groups, and he provides no comparable companies, certainly no comparable electric companies, as the basis of his analysis.

Our risk analysis is at the operating company level, and as I mentioned, it's in great detail. Dr. Booth provides no company specific risk analysis. We rely on both the DCF and CAPM models, and Dr. Booth relies on CAPM.

Our inputs models are primarily from financial market and third-party inputs, which are commercially available and widely used by investors to make these decisions. And Dr. Booth's model is primarily reliant on his judgement concerning the three basic parameters to the CAPM. And I would characterize it as a synthetic CAPM, where he makes judgements on each of the inputs and derives no overall result in that fashion. But I would not want anybody in this room to think that Dr. Booth and I enjoyed our company together in the past. We had the opportunity to spend two days in a hot tub together and, to protect his reputation and mine, I feel it necessary to explain what I mean by that.

The Ontario Energy Board, in its last consideration pertaining to the equity ratio for Enbridge, decided to experiment with something that's been characterized as the "hot-tubbing approach" and, what that meant for the two of us was, two days locked in a room with intermediaries to keep it civil, where the intent was to give us a set of issues that we would opine on together and determine where we agreed and where we disagreed and we would ultimately write a report. There would be a provided back to the Board. And I would have to say that, the list of disagreements outweighed the list of agreements at the beginning of that process but over time, as we weighed it through, we did find some common areas. And I was pleased to see, in reading his evidence here, that there are still some common areas that...

So let me just... I would like to focus on some quotes from his evidence that I really do quite sincerely agree with. Firstly, the result has been, the allowed ROE's for both HQT and HQD have fallen by considerably more than those for other Canadian utilities, including Gaz Métro. We would agree with that. I consider the general financial and economic outlook, since this is what has caused

the allowed ROE's of HQT and D to deviate from a fair level. We would agree entirely. I would also agree with Hydro-Québec that different capital structures adjust for differences in the underlying risk of the two regulated divisions. I give weight to the U.S. evidence for two main reasons. First, most restrictions on keeping Canadian capital within Canada had been removed resulting in significant capital outflows and higher expected returns on Canadian investments. We have a very similar view of how these markets have evolved together.

At the current point in time, conditions in Canadian bond market are largely being driven by external forces. There are still no average market conditions which has been reflected in regulatory decisions since the onset of the financial crisis, one of the concerns we have with the formula. The reason for a low long Canada bond yields have forced me to re-evaluate this and look at historically what drives the DCF and CAPM estimates since they should be consistent and I think that's very important.

As a result, it supports my adjustments to the CAPM estimates and the value of currently

looking at DCF estimates. I would put an exclamation point on that. And the DCF estimate is particularly appropriate for use in determining a fair return, fair rate of return for regulated utility. He writes that in his appendix and I know he's also published that in his text book. So we agree entirely.

Let me now turn to the risk analysis which provides two things. One is we believe it addresses the Régie's concerns provided in the Gaz Métro decision and two, it provides the basis for determining the comparability of these proxy groups for cost capital. And the purpose, as I mentioned, is to estimate recorded ROE. We had determined if there are any adjustments required to the ROE models due to risk differentials. So we focussed in three areas. We focussed macroeconomic and regulatory environments of both countries, we specifically evaluated eight relevant business risk factors for proxy group utilities and you can read those there, but I should say that, in each of these cases, we got deep into the financial profiles of these companies, the regulatory decisions concerning them, the regulatory tariffs that they have in place for charging rates to their

customers. So I don't think one could dig a whole lot deeper in terms of this type of analysis for ROE purposes than we did with this approach. We also assessed the financial of HQD and T and the operating companies in the Canadian and U.S. proxy groups, including a review of deemed and authorized equity ratios and standard and credit metric such as interest coverage ratios, cashflow ratios and debt to EBITDA ratios.

The findings from that risk analysis. Economies of Canada and the U.S. are highly integrated and demonstrate high correlation on important indicators such as GDP growth, consumer prices, interest rates, broad market returns and returns to equity investors. A reasonable investor would not require a different ROE for HQD and T than for a U.S. electric utility that are otherwise comparable. The only meaningful difference in business risk is that certain Canadian and U.S. proxy group companies own regulated generation. And as I mentioned, if you took our research in this topic as an indicator, it would have been a forty-one (41) basis point differential if one would seek to make that adjustment. That risk however is more than offset by the higher financial risk of HQD and

T rather than to the Canadian and U.S. proxy groups and as I mentioned, that adjustment would be a hundred and fifty (150) to three hundred (300) basis points depending upon how one includes the taxes.

(14 h 29)

The Régie also expressed concern regarding the earned and authorized ROEs of U.S. utilities, so for each company in our proxy group, John painstakingly went back over eleven (11) years of decisions for these companies and researched their allowed versus earned ROEs. And the graph here summarizes those results. There are a hundred and thirty-one (131) observations for these companies over this period of time, and you can see from the graph, on average, that they had an eleven point four one percent (11.41%) earned versus an eleven point four two percent (11.42%) allowed over this entire period of time. So they're moving very closely together, and to us suggesting that they operate in regulatory environments that offer timely and comparable cost recovery.

On Cost Recovery Mechanisms specifically, this is only one of the eight factors that I mentioned a few moments ago, we found that HQD&T

have similar regulatory protections as the companies in the Canadian and U.S. proxy groups against specific categories of costs that tend to fluctuate significantly from year to year, are material in nature and are beyond the control of utility management.

But HQD & T have higher risk associated with storm cost recovery than the majority of operating companies in the U.S., but they have more protection against variations in pension expenses. And we see pension expenses coming up before most regulators these days as market conditions that have caused all companies concerns about whether or not they're appropriately funded or not.

I mention capital expenditures because for any utility, especially now that we're in an environment where rates are heading in the other direction, that is capital cost rates, I note that HQT is in the midst of a significant capital expenditure program. Approximately seventeen billion (\$17 billion) over the next nine years for growth response and to upgrade existing infrastructure and replace aging transmission lines and equipment. And seventeen billion (\$17 billion) is a very large number no matter where you go, and



it's proportional to the existing Hydro-Québec Transmission rate base.

So timely cost recovery of these capital expenditures represents a substantial business and financial risk for HQT over the next decade.

Credit Metrics - Here, what we've done is compare the metrics of HQT & T against the proxy group of Canadian and U.S. utilities where we collected the same data. And what you can see here is that in the "Debt to Capital Ratio" column, Hydro-Québec T & D have the highest debt-to-capital ratios of any of the U.S. and Canadian comparators. They also have the lowest "EBIT to Interest Coverage Ratio" of any of these companies, and they also have the lowest "Funds From Operating Interest Coverage Ratio" of these companies.

They are at the low end of the range for the U.S. and more comparable for Canadian companies in the "F Fund from Operations/Debt Ratio", and they're in the range on the "Debt to EBITDA Ratio." But in general, this profile is much weaker than for companies in both of these proxy groups.

Now let me just address some issues that were raised at the outset by the Régie in its questions and by intervenors with their questions

as well.

And first, the evolution of business risks since the last rate case. As we all know, it's been ten years, or more than ten years, since the original decisions for Hydro-Québec Transmission in two thousand two (2002) and Distribution in two thousand three (2003). Concentric focused on the relative risk of HQD and HQT today with comparable companies in the Canadian and U.S. proxy groups. Why did we do that?

We did that because this is the relevant time frame for investors, investors look at risk today, or they take a forward look at risk, but they're not looking at a ten-year risk look-back as a basis for making an investment decision today. And one of the ways that we could interpret the fair return standard is, it requires, the comparable investment component of it, it requires a comparison to enterprises of like risk. And that is the first line, "Investment A vs. Investment B vs. Investment C" in the current time frame of comparable risk.

If one were to argue that the appropriate standard is a historic look-back, we would be arguing the second line, that it's about an

investment in the current time frame versus the risk of that investment ten years ago, or some historic time period in the past. And as an intuitive example as to why this wouldn't be a practical way to implement the fair return standard, you know, imagine yourself as a home owner, and you were trying to make the determination, perhaps you're getting ready for retirement and you want to move to a warmer climate, and you're ready to sell the family house to do so, you could and you want to put a value on your house. When you put a value on your house by asking what you paid for ten years ago, and then looking at that bathroom addition you made, and the garage addition you made, and other changes you made to bring you forward to what that house was worth today, or would you do, would you bring in a real estate agent that would provide you with information on what houses like yours are selling in comparable neighbourhoods. It think we know the answer to that is the latter. That's how an investor would value an asset and that's how a home owner would be forced by the market to value their property. So it's based on a current or forward looking perspective and not based on a look back. I

think that's the very essence of the fair return standard as appropriately applied.

I know that in Canada business risk over time, sometimes is used by regulators to evaluate the need for changes in capital structure. We've seen for that in the past. But that's not conceptionally supported by the comparability requirement under the fair return standard, or reflective of an investor perspective. And I would note that HQT and HQD are not requesting a change in capital structure.

The allowed equity ratios for both companies as I mentioned are low and this chart shows are they compare to the companies in our Canadian comparison group, as well as our U.S. comparison group and let's look first at HQT. And you can see that it has a thirty percent (30%) common equity ratio and if you compare it to ATCO Electric Transmission, the only other company we have in this list, it's a pure transmission company, it's at thirty-seven percent (37%), so seven percent (7%) higher. Hydro-One Transmission, like other electric companies in Ontario has a forty percent (40%) common equity ratio. So it's seven (7%) or ten percent (10%) lower than any

other comparator in Canada. If you look at the Hydro-Québec Distribution rate of thirty-five percent (35%), the range there is from thirty-seven percent (37%), excuse me, thirty-nine percent (39%) up to forty-five percent (45%). So the, again, I'll take it back, thirty-seven percent (37%) which is Nova Scotia Power. So while below any other comparators in both cases in Canada, and of course, if you look at the comparison over to the U.S. proxy group, the difference is much larger. But as I mentioned, the company's not requesting a change in its equity ratio.

Let me turn to the DCF model and concerns regarding analyst bias which have come up here and elsewhere in Canada, as regulators ask themselves, do I want to embrace DCF as an alternative to CAPM or working in tandem with CAPM. I would know that DCF is used broadly by regulators and investors in Canada and the U.S. I would note that one of the things that we do and I do for electric utility investors, for prospective investors, as we run valuations on companies, whole companies as well as assets, and there's only one model that we use to estimate the value of an electric utility and that is the DCF model. If we were to provide any other

type of model to a prospective investor that would ask us why we would use anything else but that. It's the industry standard and the analysts standard for estimating the value of a utility or for that matter, any other investment.

So there are good reasons why it's a standard. Research demonstrates back to this issue however, of conflicts of interest, research demonstrates that conflicts of interest and analysts optimism bias have been reduced significantly since the reforms of the global settlement in two thousand three (2003), and for anyone who's not familiar with that, that was a settlement between the New York State Attorney General and other state regulators, implementing ten fundamental reforms and by, at large what it did, is it separated equity analysts from the investment banking function to ensure that they're acting independently.

And regulated utilities have, I would note that regulated utilities of lower risk profile and they have more transparent financial reporting, and studies have shown that, to the extent that there was bias it wasn't as great of an issue if it was an issue for utilities because, as we all know,

they are very public with the record-keeping, but research done since then has shown that analysts bias has even been reduced or eliminated as a result of the global settlement. But we wanted to make sure that we addressed any concerns for the earnings forecast with the analysis that we provided you, and that's why we provided you with the constant growth mall that relies strictly on analysts forecast, the multi-stage model that starts with analysts growth but goes to GDP growth to moderate the influence of those forecasts and the sustainable growth which is calculated using value line data and value line data is not relying on equity analysts forecast at all.

(14 h 39)

Let me turn to the issue of CAPM and the Use of "Adjusted" Betas, as I discussed briefly before. We have valuated two alternative sources for Beta -- Value Line and Bloomberg -- which are standard sources for us. We also considered three alternative methods for computing Beta : adjusting raw Betas to the market average, raw Betas to the industry average, and the industry average Beta overall.

The use of adjusted Betas reflects the

tendency to revert towards market average or industry average over longer periods. I think the Board is well aware of that research, we know that you've relied on the industry average Beta in the past, and as I mentioned, that would be at the low end of what's adopted elsewhere in Canada. And we have adopted the average of the market adjusted Beta and the industry adjusted Beta for each respective proxy group; this is a market-based analysis and we would argue a reasonable analysis.

Deferred Income Taxes. We had some very good questions on this from the Régie, and I would try to explain in this one page here, the framework for this.

What we do, well, first, Concentric, we concluded that it's appropriate to compare allowed equity ratios of Canadian and U.S. proxy groups to the deemed equity ratios of HQT & D in spite of differences in the treatment of deferred income taxes for the following reasons. There are two methods for dealing with deferred income taxes -- this is true in Canada, this is true in the U.S. -- one is that you would deduct the deferred income tax balance from rate base, which is the first model, and you would only apply that return on rate



base to the lower amount; or secondly, you would include deferred income taxes at zero cost against the full rate base, including deferred income tax.

We understand that HQD & T have no deferred income taxes. So when we calculate credit ratios, unlike Moody's and S&P that do include deferred income taxes and total capitalization, it's appropriate for them to do so because it serves as an asset for the corporation, and it is there to support their debt covenants, but we calculate equity ratios based on equity divided by debt in equity, thus excluding deferred taxes. So the comparisons that we make are indeed comparisons on an apples-to-apples basis.

Lastly, let me address the issue of the Debt "guarantee" cost. And this relates to the stand-alone principle as well. The Hydro-Québec government debt guarantee, as we all know, allows Hydro-Québec to issue debt at the same credit rating as the Province, and the cost of debt guarantee charge from the Province to Hydro-Québec is fifty (50) basis points.

What we've done here is, we've analyzed the Government of Quebec yields and the yields on long-term A and BBB related bonds to determine if that

cost of debt guarantee is still reasonable. And what you see here is that, over time, if you were to compute the differences between the two, there is an eighty-eight (88) basis point difference over time between that BBB related utility bond yield and an A bond yield.

So the eighty-eight (88) basis points would suggest to us that the fifty (50) basis point charge if anything is a good value for HQ, compared to what it might otherwise experience in the market-place. And we would also argue that the same principle should apply to ROE; this attempts to provide HQ with a market cost of debt, and we believe the same principle should apply to the cost of equity, it should be a market cost of equity.

Let me just conclude with thoughts on the Automatic Adjustment Formula.

We have not recommended the adoption of an Automatic Adjustment Formula for HQD & T at this time. We have conducted extensive research on the utilization of formulas in Canada and provided evidence on them, and our concerns with the adoption of a formula at this time is the recognition that capital markets are not yet in a normal state, we don't know when they will be in a

normal state, we think this is an important decision for the Régie to rebase ROE for HQT & D, so it's our view that it could be appropriate at some point in time to reinstate a formula, but we don't believe that there is a compelling case to do so now, given the current state of capital markets.

We understand that the formulas for Gaz Métro and Gazifère have been suspended by the Régie, and we would expect that that's probably due to similar concerns, although we don't know exactly what the Board's thoughts are in that regard. And we would just say that it's essential that the base ROE be reasonable if a formula is adopted.

(14 h 44)

So let me finally conclude with these ten (10) conclusions from all of our work, if I might.

- Our recommended ROE for HQD & T is nine point two percent (9.2%), to the extent that there needs to be a difference, we feel as though that's reflected in the difference in capital structure. As I mentioned, that's the low end of our range for a low-risk electric utility.
- In doing so, we place primary weight on the DCF results, but this is supported by the

- "Reconciled CAPM" that we've presented.
- The adjustments we've made to the traditional CAPM are consistent with the Régie's precedent, and it's also warranted by financial market conditions today and looking forward.
  - We do not believe that sole reliance on the CAPM provides a reasonable result, taking into consideration both the DCF and CAPM provides a more reliable and more reasonable estimate of the ROE for HQD & T.
  - And consistent with allowed ROEs for comparable risk, it would bring us an ROE that's more consistent with allowed ROEs for comparable risk Canadian utilities.
  - And it's the low end of the estimate for comparable risk U.S. electric utilities.
  - Our risk analysis shows regulatory, institutional, economic and financial contexts of Canada and the U.S. and their impacts and resulting opportunities for investors are indeed comparable.
  - The ROE produced by the existing formula, or that recommended by Dr. Booth, would not meet the Fair Return Standard on a stand-

alone basis for HQD & T.

- And no adjustments are required to ROE estimation models for risk differentials, that risk is handled through the capital structure.

And I would conclude with,

- This is a market-based analysis from an investors' perspective, and we believe that's the important one to take in this case.

And I thank you for your patience as I went all the way through this, I hope it is of service.

Me ÉRIC DUNBERRY :

Thank you, Mr. Coyne. I would now ask you to formally produce this presentation into the record, as Exhibit, if I'm not mistaken, HQTD-6, Document 4.

LA GREFFIÈRE :

La cote Régie, ça va être B-0093. Me

ÉRIC DUNBERRY :

B-0093.

B-0093 : (HQTD-6, Document 3.1) Document de présentation intitulé « ROE and Risk Analysis", en date du 31 octobre 2013

(14 H 48)

Monsieur le Président, nous n'avons pas de questions... 3.1, plutôt que 4, suggestion 3.1. Alors, Monsieur le Président, voilà pour la preuve en chef d'Hydro-Québec TransÉnergie et d'Hydro-Québec Distribution sur cette question. Il est trois heures moins douze (14 h 48). Nous pouvons... Nous suggérons, évidemment nous sommes toujours disponibles. Il est trois heures moins douze (14 h 48). Si les intervenants veulent débiter demain matin et absorber la matière qu'ils ont reçue maintenant, nous sommes disponibles pour reprendre demain matin ou pour poursuivre maintenant, si vous le jugez opportun. Ce sera laissé à la discrétion de ceux qui sont les principaux concernés.

LE PRÉSIDENT :

Donc, la Régie va retenir votre suggestion. Elle va ajourner ses travaux à demain matin. Mais demain matin huit heures trente (8 h 30).

Me ÉRIC DUNBERRY :

Nous serons là.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me HÉLÈNE SICARD :

Hélène Sicard pour l'union des consommateurs. Huit heures trente (8 h 30), c'est parfait demain matin. Mais au calendrier, on avait indiqué dans une correspondance, la Régie nous a indiqué qu'il était possible que la journée de demain, qui est le premier (1er) novembre dure plus longtemps que trois heures (15 h 00). Ma question, parce que je réalise qu'on est un peu en retard dans le calendrier, avez-vous une idée de jusqu'à quelle heure vous avez l'intention de poursuivre demain si on poursuit au-delà de trois heures (15 h 00). Juste qu'on puisse...

LE PRÉSIDENT :

Avoir une idée. Effectivement, demain on va essayer de terminer malgré tout vers trois heures (15 h 00).

Me HÉLÈNE SICARD :

O.K. Je vous remercie. LE

PRÉSIDENT :

C'est souvent les sténographes qui nous dirigent. Me

ÉRIC DUNBERRY :

De bonnes semaines, ce sont de bonnes semaines. LE

PRÉSIDENT :

Oui. Mais super intéressantes. Maître Neuman?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

En parlant de sténographes, tout à l'heure, dans le témoignage de monsieur Fontaine, il a référé par erreur au dossier 3538 au lieu du dossier 3838-2013. Je demanderais si c'est possible que, déjà dans la sténographie, ce soit rectifié pour pas qu'on ait une erreur lorsqu'on la consultera.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Donc à vous tous bonne fin de journée. Demain matin huit heures trente (8 h 30).

AJOURNEMENT

SERMENT D'OFFICE :

Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel, certifie sous mon serment d'office, que les pages qui précèdent sont et contiennent la transcription exacte et fidèle des notes recueillies par moi au moyen du sténomasque, le tout conformément à la Loi.

ET J'AI SIGNE: