

**CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL
N° : R-3492-2002
Phase 2**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

ET

**ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOmmATEURS DE L'INDUSTRIE
ÉLECTRIQUE /CONSEIL DE
L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU
QUÉBEC,**

OPTION CONSOmmATEURS,

**UNION DES PRODUCTEURS
AGRICOLÉS**

ET

**FÉDÉRATION CANADIENNE DE
L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE
(section Québec) et L'UNION DES
MUNICIPALITÉS DU QUÉBEC
(FCEI/UMQ)**

(Ci-après la « Coalition »)

et

**FÉDÉRATION CANADIENNE DE
L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE
(section Québec) et L'UNION DES
MUNICIPALITÉS DU QUÉBEC
(FCEI/UMQ)**

(ci-après « FCEI/UMQ »)

Intervenante

PLAIDOYER ÉCRIT DE LA COALITION ET DE FCEI/UMQ (PHASE 2)

TABLES DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	3
1.1	Une Coalition sans précédent	3
1.2	Historique du dossier	4
2.	REMARQUES PRÉLIMINAIRES ET CONTEXTE DE LA PRÉSENTE DEMANDE	7
2.1	Les déclarations antérieures de HQ et de HQD	7
2.2	Les demandes budgétaires du gouvernement : une directive?	10
2.3	La séparation fonctionnelle entre HQ et HQD	11
2.4	La qualité, la disponibilité et la facilité de traitement de l'information	12
3.	ARGUMENTS FINAUX SUR LA PREUVE D'HQD	15
3.1	Coût du service, revenu requis et base de tarification (Coalition)	15
3.2	Coût du capital (Coalition)	43
3.3	Proposition tarifaire, répartition des coûts et mesure de l'inter- financement (Coalition et FCEI/UMQ)	52
3.4	Compte de frais reportés, contrat et coût d'approvisionnement au BT (FCEI/UMQ).....	55
4.	ARGUMENTS EN DROIT	
4.1	La preuve « complète » d'HQD -vs- la preuve partielle des consommateurs	56
4.2	L'encadrement juridique et réglementaire du déficit d'HQD.....	58

ANNEXE A – Liste des recommandations

ANNEXE B – Tableaux

1 INTRODUCTION

1.1 Une Coalition sans précédent

1. Ce document constitue le plaidoyer écrit de la Coalition des consommateurs d'électricité (Coalition) et, à l'égard de certains sujets spécifiques, de la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) et de l'Union des municipalités du Québec (UMQ) dans le cadre des audiences de la Phase 2 de la cause portant sur la demande relative à la détermination du coût de service du Distributeur et à la modification des tarifs d'électricité (R-3492-2002).
2. La Coalition est composée de l'Association québécoise des consommateurs de l'industrie électrique et du Conseil de l'industrie forestière du Québec, d'Option consommateurs, de l'Union des producteurs agricoles ainsi que de la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) et l'Union des municipalités du Québec.
3. La création de la Coalition résulte de la jonction des forces d'intervenants habituels devant la Régie de l'énergie. Il était difficile, voire impossible, de retenir des experts de renom sans unir ces mêmes intervenants tout en mettant en commun leurs ressources et ce, afin d'offrir un éclairage utile sur les coûts de service du Distributeur à la Régie de l'énergie.
4. Ce regroupement d'intervenants venant de tous les horizons, la Coalition ne défend aucun dogme, sauf celui du tarif juste et raisonnable qui doit nécessairement aller de pair avec des coûts et des dépenses chez HQD qui soient raisonnables.
5. La FCEI est composée de petites et moyennes entreprises (PME) assujetties aux tarifs de petites et moyennes puissances d'Hydro-Québec. La FCEI est l'association patronale qui défend les petites et moyennes entreprises d'ici et qui, par ses représentations auprès des pouvoirs et organismes publics, leur permettent de prospérer économiquement au bénéfice de l'ensemble des citoyens et citoyennes du Québec. La FCEI regroupe plus de 23 000 PME québécoises œuvrant dans tous les secteurs d'activités économiques et dans toutes les régions du Québec.
6. L'UMQ, créée en 1919, compte 200 membres étant exclusivement des municipalités locales, des municipalités régionales de comté (MRC) et des régions intermunicipales et gère 90% des budgets municipaux. La mission de l'UMQ est de représenter les municipalités auprès des instances décisionnelles et de contribuer à la qualité de la gestion municipale.

7. L'argumentaire de la Coalition porte sur l'ensemble du dossier en Phase 2, à l'exception des sujets couverts par FCEI/UMQ soit : la répartition des coûts et de la mesure de l'interfinancement, de même que le volet compte de frais reportés, contrat et coût d'approvisionnement du BT. Ce que ne couvre pas la Coalition, la FCEI/UMQ le couvre.

1.2 Historique du dossier

8. Le 8 juillet 2002, Hydro-Québec s'est adressé à la Régie de l'énergie afin de faire déterminer le coût du service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution et de modifier les tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2004-2005.
9. La Régie avait réparti en quatre thèmes le traitement de la Phase 1, soit:
 - (a) Principes réglementaires;
 - (b) Structure et coût du capital;
 - (c) Coût de service, revenu requis et conventions comptables; et
 - (d) Répartition des coûts et inter-financement.
10. Dans sa décision, la Régie a jugé qu'elle était en mesure d'analyser les points (a), (b), et (d) lors de la Phase 1, mais que la preuve fournie par le Distributeur ne lui permettait pas de traiter le point (c). La Régie jugeait plutôt que le Distributeur n'avait pas été en mesure de combler les lacunes de preuve sur ce point, la question du coût du service, des revenus requis et des conventions comptables a donc été abordée lors de la Phase 2.
11. Depuis le dépôt en 2002 de sa demande de modification de tarifs de distribution d'électricité, l'orientation qu'a pris le Distributeur a toujours reposé sur le fait qu'une hausse tarifaire limitée à l'inflation était envisagée.
12. Le Distributeur proposait aussi d'étaler sur une période d'au moins cinq ans l'effacement de son déficit.
13. La hausse tarifaire limitée à l'inflation et l'effacement du déficit sur plusieurs années sont devenues deux prémisses fondamentales et ont donc fait partie du discours public d'HQ et d'HQD au cours des dernières années.
14. Se fondant sur l'approche du Distributeur, la preuve préparée par tous les intervenants en Phase 1 a toujours reposé sur ces deux prémisses. D'ailleurs celles-ci ont nécessairement encadré l'approche qu'a pris la Régie en préparant la Phase 2.

15. Ainsi, dans sa décision D-2003-93, rendue le 21 mai 2003, la Régie de l'énergie a proposé un déroulement et un calendrier pour la Phase 2 du dossier R-3492-2002 sur cette base (déficit à long terme et hausse tarifaire à l'inflation) car ces deux éléments ont fait partie de la preuve d'HQD.
16. Dans sa décision D-2003-138 rendue le 7 juillet 2003, la Régie de l'énergie était appelée à trancher sur une demande d'Hydro-Québec Distribution visant à reporter certains sujets initialement annoncés pour la Phase 2. La Régie, constatant que le Distributeur ne pouvait présenter dans le délai imparti une preuve sur tous les sujets prévus à la Phase 2 et compte tenu « que certains de ces sujets sont complexes » décidait alors d'ajouter une phase 3 au dossier (page 6).
17. Suite au Décret 817-2003 rendu le 11 août 2003 portant sur le dégel des tarifs d'électricité, le Distributeur a modifié à 180 degrés son approche et a plutôt décidé, lui-même et à son entière discrétion, d'une hausse tarifaire de 6% et l'éradication du déficit de près d'un demi-milliard de dollars sur quelques mois.
18. La Régie rendait le 9 septembre 2003, la décision D-2003-168 dans laquelle elle rejetait la demande de décision provisoire sur les tarifs à compter du 1^{er} octobre 2003. Dans le cadre de cette décision, la Régie rappelle que « quant aux intervenants, ils ont un droit clair, non seulement à des tarifs justes et raisonnables mais d'être entendus lorsque la Régie exerce ses fonctions tarifaires » (page 8).
19. Dans cette décision la Régie note également que le Distributeur se présente devant la Régie « pour la première fois afin de faire fixer ses tarifs de distribution d'électricité ». Elle mentionne également « qu'elle n'a pas d'historique des coûts du Distributeur, contrairement aux autres sociétés soumises à sa juridiction » (page 8).
20. Par la suite, dans la décision D-2003-184, rendue le 2 octobre 2003, la Régie, donnant droit à certaines demandes de la Coalition en ce qui a trait aux honoraires des experts, portait alors un jugement sur l'étendue de la preuve et les mandats que la Coalition se proposait de donner à ses experts.
21. Dans cette même décision, la Régie décidait (page 11) que la comparaison des coûts avec d'autres Distributeurs « le Bench Marking » « bien qu'intéressante est prématurée à la lumière (preuve de l'expert Drazen de la Coalition) de ce qu'a décidé la Régie à l'issue de la Phase 1 du présent dossier en matière de balisage ».
22. La Régie rappelait alors que dans la Phase 1 (page 11), elle avait demandé au Distributeur de compléter sa preuve à l'égard du balisage en lui demandant de produire « un plan de balisage et un échéancier de réalisations » et non pas une étude complète en bonne et due forme.

23. Ceci pouvait d'ailleurs bien se comprendre compte tenu qu'à l'époque où elle avait établi la voie à suivre pour le balisage des coûts, aucune urgence n'amenait la Régie à penser autrement, surtout pas une hausse de tarif limitée à l'inflation et l'effacement d'un déficit sur plusieurs années.
24. La Régie indique alors « que la Phase 2 du présent dossier ne serait pas le forum d'une preuve approfondie sur le balisage des coûts du Distributeur ».
25. La Régie termine en mentionnant « qu'il n'est pas réaliste ni efficace de tenter de tout régler lors de l'audition de la première demande tarifaire du Distributeur » (page 11).
26. La Régie décide donc d'amputer une partie du mandat de l'expert Drazen, et donc de la preuve de la Coalition sur les coûts en se basant sur son plan de match établi en Phase 1.
27. La Régie mentionne toutefois, que « le processus en place permet aux intervenants d'exercer leur droit d'être entendus » (page 11).
28. Ensuite, dans la même décision, la Régie se prononce sur le mandat des experts Kryzanowski et Roberts et affirme : « la Régie est d'avis que ceux-ci semblent, a priori, faire partie des domaines qu'elle compte étudier en Phase 2 du dossier » (page 11). (Notre souligné).
29. Suite au dépôt de la preuve de la Coalition le 20 octobre 2003, HQD demande le 22 octobre 2002 de déclarer irrecevable une partie de la preuve des experts Kryzanowski et Roberts et ce, malgré la décision du 2 octobre 2003 rendue par la Régie.
30. Dans la décision D-2003-201 rendue le 30 octobre 2003, la Régie se prononce sur la demande en irrecevabilité du Distributeur à l'égard de la preuve des professeurs Kryzanowski et Roberts.
31. La Régie mentionne dans un premier temps (page 14), qu'elle « ne peut pas revenir sur des sujets qui ont fait l'objet de sa décision D-2003-93 (Phase 1), aussi intéressants soient-ils. C'est dans cette optique qu'elle analyse la pertinence, pour la Phase 2 du présent dossier, de certains aspects de la preuve soumise par les experts Kryzanowski et Roberts ».
32. La Régie ajoute « cependant, la décision identifie certains sujets spécifiques sur lesquels la Régie a voulu traiter en Phase 2 et, la Régie s'en tiendra à ces sujets. La Régie rappelle qu'il s'agit de la première demande tarifaire du Distributeur et que l'objectif n'est pas de tout régler en un seul dossier » (page 14).
33. La Régie décide donc d'amputer, malgré s'être prononcée « a priori » en accord avec le mandat des experts Kryzanowski et Roberts un mois plus tôt, certains éléments de la preuve de Kryzanowski et Roberts en mentionnant « qu'elle est consciente que le taux de rémunération des comptes de frais reportés et

certaines autres modalités y reliées peuvent être traités dans un dossier tarifaire ultérieur, mais que tout débat à cet égard soulève une question de principes qu'elle ne juge pas opportun d'aborder en Phase 2 du présent dossier ».

34. Elle ajoute « conséquemment, la Régie considère que le chapitre 3 de l'expertise des professeurs Kryzanowski et Roberts n'est plus pertinent aux fins de la Phase 2 du présent dossier ». (Notre souligné).
35. La Régie ajoute qu'elle « est consciente que les participants n'étaient pas informés du report de ce sujet à un prochain dossier. En conséquence, la Régie se déclare ouverte à considérer le paiement des frais relatif à la présente partie de l'expertise » (page 5).
36. La Coalition constate qu'en changeant radicalement la donne par sa demande amendée du 13 août 2003 et sa demande d'obtenir une décision dans des délais déraisonnables, HQD a réussi à Imposer sa cadence dans le cadre d'une Phase 2 pensée et décidée par la Régie sur toute autre prémisse, celle de la Phase 1.
37. L'audience de la Phase 2 débute le 14 novembre 2003.

2 REMARQUES PRÉLIMINAIRES ET CONTEXTE DE LA PRÉSENTE DEMANDE

2.1 Les déclarations antérieures de HQ et de HQD

38. Jusqu'à tout récemment, HQD favorisait une période « transitoire ». En effet, il ressort des commentaires de Messieurs André Caillé et Yves Fillion, lors de la présentation du Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec à la Commission permanente de l'économie et du travail, que l'abolition du déficit se ferait sur une décennie et que la hausse des tarifs, une fois le gel tarifaire terminé, serait fonction de l'inflation :

M. André Caillé :

« M. le Président, quand les marchés financiers nous voient gérer comme une entreprise bien gérée, évidemment, ils sont satisfaits de ça et réconfortés de ça. Enfin, les agences de crédit auxquelles on fait des présentations à chaque année entendent ça dans notre bouche à chaque fois.

Je voudrais revenir sur un autre propos, sur un autre élément: le gel jusqu'en 2004, depuis 1998, ça va représenter 12.2 % de diminution du prix en termes réels. Alors, il faut prendre ça en considération. Il faut prendre en considération aussi le fait qu'il n'y en aura pas, de choc tarifaire. On n'est pas en situation où on doit, au Québec, créer... qu'il va se créer une situation de choc tarifaire. Enfin, évidemment pas, puisqu'en 2004... puis pas plus après 2004. Il ne faut jamais se placer dans cette situation-là.

Il faudrait éviter, M. le Président, qu'on prolonge, qu'on prolonge les gels, puis qu'on restreigne, restreigne les augmentations jusqu'à ce qu'on ait un problème, puis là on décide: Ah! il faut corriger. Puis là on va corriger d'un coup sec, puis là il va y en avoir un, choc tarifaire. Ça aussi, il faut prendre ça en considération. Vous avez tout à fait raison: il y a un équilibre ici à maintenir, il y a de la raisonnable, un jugement raisonnable à faire sur à quelle vitesse on va corriger la situation en ce qui concerne sa rentabilité.

(...)

Mais on a une contrainte additionnelle ici, que nous allons respecter, c'est le pacte social. Et, le pacte social, il dit quoi? Les tarifs vont être bas, ils vont être stables puis ils vont être uniformes. Il n'y en aura pas, ici, de choc tarifaire. **De sorte que la différence entre une entreprise privée puis une entreprise comme nous, c'est que, nous, on est prêts à entendre — les actionnaires d'une entreprise privée ne seraient pas tout à fait prêts à entendre ça, là — qu'on va redresser la situation sur la prochaine décennie. Ça, ça serait difficile à accepter. Je pense que ce ne serait pas accepté. Il y aurait un changement de direction, si le président d'une compagnie privée disait que ça va lui prendre 10 ans avant de redresser son déficit, puis quelque chose se passerait. Mais, ici, on est dans un autre contexte, et surtout, il y a eu un engagement de pris, le fameux pacte social, puis nous, la directive, c'est de le suivre.»¹ (nos caractères gras)**

M. Yves Fillion :

« Passons maintenant à la rentabilité de la division Hydro-Québec Distribution et voyons en quoi cette situation est particulière. **Le maintien du pacte social et de l'interfinancement entre les différentes catégories de clientèles, comme le prévoit la Loi sur la Régie de l'énergie, entraîne pour Hydro-Québec Distribution un déficit qui, pour l'année 2001, se chiffrait à 525 millions de dollars. Nous entendons corriger cette situation. Pour ce faire, nous comptons mettre en oeuvre les stratégies suivantes: poursuivre un contrôle serré de nos coûts, poursuivre le développement des marchés les plus rentables, améliorer la gestion de la demande et l'efficacité énergétique afin de réduire nos coûts d'approvisionnement additionnel, et enfin demander des hausses de tarifs à compter de 2004 en fonction de l'inflation et tout en maintenant notre position concurrentielle.**

(...)

L'ensemble de ces moyens permettra donc de réduire de façon importante le déficit de la division Hydro-Québec Distribution, qui passera de 525 millions en 2001 à 250 millions en 2006. Et nous comptons également mettre en oeuvre divers moyens pour

¹ Extrait du Journal des débats, Commission permanente de l'économie et du travail, *Plan stratégique d'Hydro-Québec 2002-2006*, Cahier n°49, 23 janvier 2002, pages 26-29.

éliminer complètement ce déficit et atteindre un niveau de rentabilité acceptable avant la fin de la présente décennie, ceci tout en maintenant des tarifs bas et uniformes à l'échelle du Québec de même qu'en conservant l'interfinancement, qui avantage les clients résidentiels. »² (nos caractères gras)

« Oui, M. le Président. J'aimerais peut-être ajouter un point aussi qui est très important par rapport à votre question, c'est le fait que, dans la Loi sur la Régie de l'énergie, on conserve et on protège le principe de l'interfinancement en faveur de la clientèle résidentielle. Alors, ça, c'est un point extrêmement important, parce qu'on aurait pu autrement dire: Oui, la situation du déficit du Distributeur va impliquer une hausse importante des tarifs aux clients résidentiels. Mais ce n'est pas ça qui a été décidé. Ce qui a été décidé, c'est de dire: L'interfinancement est protégé et il est interdit à Hydro-Québec Distribution de demander des hausses tarifaires dans le but de corriger l'interfinancement. **Alors, les hausses tarifaires seront demandées pour supporter le coût de l'approvisionnement additionnel en électricité, pour supporter bien sûr l'inflation et la croissance de nos coûts et également pour tenir compte de la concurrence, de la position concurrentielle de l'électricité dans notre marché par rapport au gaz naturel et au mazout.**

Et ce que nous pensons, c'est que, en faisant ça et en gérant de façon optimale, on pourra éliminer le déficit avant la fin de la présente décennie, sans choc tarifaire, avec des augmentations tarifaires qui vont se tenir au niveau de l'inflation et qui serviront principalement à assumer le coût de l'augmentation de l'approvisionnement en électricité additionnelle au contrat patrimonial. »³

39. Il est donc loisible de se demander ce qui a bien pu changer depuis ces présentations faites à la Commission permanente de l'économie et du travail afin d'anéantir tout période transitoire relative au remboursement du déficit. Ce qui est cependant certain, c'est que ni la loi ni les règlements ont changé depuis ces affirmations. Le gouvernement du Québec n'a par ailleurs émis aucune directive.

40. En février 2003, le président d'HQD demeurait constant :

« Et ce qui a été identifié dans le Plan stratégique, c'étaient des hausses tarifaires au niveau de l'inflation, le Plan stratégique est un document officiel. Puis quand on intègre ça dans un cadre financier, je dirais, cible, alors on pense que c'était - et on pense toujours - que c'est facilement réalisable.

² Extrait du Journal des débats, Commission permanente de l'économie et du travail, Plan stratégique d'Hydro-Québec 2002-2006, Cahier n°49, 23 janvier 2002, pages 8-18.

³ Extrait du Journal des débats, Commission permanente de l'économie et du travail, Plan stratégique d'Hydro-Québec 2002-2006, Cahier n°49, 23 janvier 2002, pages 26-29.

selon moi, d'éliminer complètement ce déficit avant deux mille dix (2010) en maintenant les tarifs en bas de l'inflation. »⁴ (Notre souligné)

2.2 Les demandes budgétaires du gouvernement : une directive?

41. Le nouveau ministre des Finances du gouvernement du Québec affirmait en juin 2003 à l'Assemblée nationale ce qui suit :

« Si la transformation de l'État interpelle le niveau des dépenses gouvernementales et des dépenses fiscales, elle interpelle aussi les sociétés d'État. Un certain nombre d'entre elles sont déjà rentables. Elles peuvent le devenir davantage. D'autres encaissent plutôt des pertes, une situation qu'il faut redresser. D'ores et déjà, nous avons demandé à trois sociétés d'État majeures d'améliorer leur performance. Hydro-Québec, Loto-Québec et la Société des alcools du Québec ont convenu d'objectifs additionnels de bénéfices nets.

À plus long terme, la révision des modes d'intervention du gouvernement implique nécessairement l'examen des différentes sociétés d'État. Pour ce faire, la mission, les orientations, les modes d'intervention, la capitalisation et les règles de gouvernance de ces sociétés seront examinés. »⁵ (notre souligné.)

42. D'ailleurs, à la page 22 de ce même document, le gouvernement indique qu'il s'attend à recevoir des revenus de 2 130 M\$ de la part d'Hydro-Québec pour l'année fiscale 2003-2004.

43. Contre-interrogé sous serment le 14 novembre 2003, le président d'HQD affirme qu'il n'a reçu aucune directive :

« Q. Monsieur Boulanger, c'est intéressant ce que vous dites, mais ce n'est pas la question que je vous ai posée, la réponse. Je vous demande, avez-vous reçu une directive du gouvernement, vous, Hydro-Québec Distribution, de hausser la profitabilité et les tarifs du Distributeur?

R. Ce que le gouvernement a dit publiquement, c'est qu'elle souhaitait qu'une entreprise comme Hydro-Québec génère plus de revenus. Elle ne l'a pas dit à Hydro-Québec Distribution. Elle a parlé d'Hydro-Québec en général. Et les activités d'Hydro-Québec ne sont pas uniquement au niveau de la distribution d'électricité au Québec.

Nous, ce que l'on fait avec Hydro-Québec Distribution, c'est de régulariser la situation financière. Deux mille trois, deux mille quatre (2003-2004), ce n'est que partiel. Deux mille quatre, deux mille cinq (2004-2005), on pense avoir une situation financière qui serait régularisée. »⁶ (Notre souligné)

⁴ Notes sténographiques, R-3492-2002, 10 février 2002, p.105.

⁵ <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2003-2004a/fr/pdf/DiscoursBudget.pdf>, pp. 14-15.

⁶ Transcription 14/11/03, pp 86-87.

44. Le président d'HQD affirme que le changement de stratégie tarifaire a été décidé par HQD seule, à sa propre discrétion :

«Q. Parfait. Donc, au contraire, comme vous n'avez pas eu de... vous ne semblez pas être au courant qu'il y a eu de directive directe à vous ou à un de vos collègues, cette décision-là a été prise chez Hydro- Québec Distribution en elle-même, c'est exact?

R. Bien, écoutez, elle a été prise en elle-même, on connaît le déficit qu'on a à combler, et on voit quelles sont les options qui s'offrent à nous pour combler ce déficit-là. Comme je l'ai expliqué tout à l'heure, Monsieur le Président, un contrôle serré des charges et, par la suite, des hausses tarifaires, et d'essayer d'amener ces hausses tarifaires-là avec le minimum d'impact pour l'ensemble des consommateurs et avoir des tarifs qui reflètent les véritables coûts. »⁷ (Notre souligné)

45. On ne peut que conclure, compte tenu qu'il n'existe aucune directive prise en vertu de l'article 110 et suivants de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et des affirmations du président d'HQD, que c'est HQD seule qui a opéré le changement de cap à 180 degrés à l'égard de sa stratégie tarifaire.

2.3 La séparation fonctionnelle entre HQ et HQD

46. La séparation fonctionnelle entre HQ et HQD, née des modifications apportées à la *Loi sur la Régie de l'énergie* en l'an 2000, vit sa première cause tarifaire et sa première analyse des coûts.
47. Cette séparation est encore, à bien des égards, imparfaite et ponctuée de zones grises.
48. La question de l'indépendance du Distributeur des autres entités affiliées d'Hydro-Québec est un autre facteur qui complique une analyse éclairée des coûts et des profits de HQD. Ce problème affecte surtout la création d'un « benchmark » approprié. Comme le confirme l'expert Drazen lors de son témoignage à ce sujet :

«First, a general comment that we're trying to look at the Distributor as a separate entity, and separation of the Distributor from the other entities from the Production and from TransEnergie should create, at least in the long run, more transparency, that we'll be able to look at the cost of one distributor versus another distributor...Once you separate the supply cost and the transmission cost from the distribution cost, it should become easier to compare the cost for benchmarking purposes. »⁸

⁷ Transcription 14/11/03, p.88.

⁸ Transcriptions, 20/11/03, pp. 21-22.

49. Comme l'affirme l'expert Drazen, il devrait exister une séparation plus marquée entre les entités afin de bien pouvoir analyser la nature raisonnable des données.

50. Les témoignages offerts lors des audiences semblent confirmer le fait qu'un problème sérieux existe quant au manque de séparation entre les entités d'Hydro-Québec. D'ailleurs la direction de HQD admet ce fait en affirmant que :

« Bien, écoutez, ce que je dis, simplement, c'est qu'on ne peut pas peindre, si on veut, chaque dollar pour dire d'où ils viennent. Alors il y a un consolidé qui est fait pour aller chercher une certaine marge bénéficiaire et basé sur cette marge bénéficiaire-là, il y a un dividende qui est donné à partir du consolidé... »⁹

51. **La Coalition recommande à la Régie que pour chacune des pièces dans les preuves soumises par Hydro-Québec ou une de ses divisions, il soit clairement indiqué de quelle partie de l'entreprise elle émane (HQD, HQT, HQP ou autre). Cette règle devrait être valide autant pour la preuve écrite, que les demandes d'information ou les engagements (recommandation 1).**

2.4 La qualité, la disponibilité et la facilité de traitement de l'information

52. Il importe de mentionner que le bon fonctionnement même du processus réglementaire repose sur une bonne coopération de la part du Distributeur, afin de s'assurer que celui-ci fournit des informations qui soient claires, transparentes, et complètes. La reconnaissance de ce principe d'équité ressort d'autant plus du témoignage de la direction de HQD :

« ...HQD fera tout ce qui est possible et avec la plus grande transparence pour éclairer les discussions, débats, informer, expliquer, justifier afin de faciliter votre travail et celui de la Régie. »¹⁰

53. Malgré l'intention du Distributeur d'accomplir cette obligation de divulgation complète, la Coalition est d'avis qu'il existe de nombreuses lacunes portant sur la qualité, l'accès et la disponibilité des informations requises. Cette opinion est d'ailleurs partagée par l'expert Drazen qui affirme que :

« A difficulty running throughout this entire case comes from the limited amount and quality of data provided by HQD.

⁹ Transcriptions, 14/11/03, pp. 210-211.

¹⁰ Transcriptions, 17/11/2003, p. 18.

Information that is routinely provided by utilities in other jurisdictions has not been provided by HQD. »¹¹

54. La Coalition affirme que l'existence de l'asymétrie dans l'information fait en sorte qu'il existe un bémol sérieux quant à la fiabilité et à la validité de l'ensemble des données fournies. Comme le témoignage de l'expert Drazen le confirme :

« ...Not being able to look at the numbers always raises a question as to why are they not available. Maybe there is not enough time, but it's something for the Régie to take into account that you can't be sure of the numbers. And since you can't be sure of the numbers, you say: "Can we really accept them all at face value?" »¹²

55. Cette réalité est exacerbée par le fait que c'est le Distributeur lui-même qui a créé ce sentiment d'urgence en exigeant de la Régie un calendrier à la limite du raisonnable.
56. La Régie a répondu à la demande de HQD en limitant certains éléments de preuve que pourraient produire les intervenants alors que le Distributeur présente un dossier complet, cherchant à récupérer tous ses coûts et voulant effacer un déficit historique en moins de six (6) mois. Nous reviendrons sur ce volet au chapitre 4.
57. La Coalition estime qu'un autre problème affectant la qualité et la fiabilité de la preuve fournie était le format dans laquelle ces documents ont été produits. En ce qui a trait aux documents fournis en format « pdf » par HQD, l'expert Drazen explique que :

«For example, the cost allocation studies, this is normally something that is provided in Excel format by utilities so other parties can look at it and use the numbers...if you want to take the numbers and put them in evidence, it speeds up the process. If you can't do that, it slows down the process for the interveners and it makes the quality of the evidence somewhat less than it would otherwise be. »¹³

58. Étant elle-même à la recherche d'outils pouvant accélérer son analyse pour répondre aux exigences du calendrier, la Coalition s'est butée aux réticences de HQD.

¹¹ Mark Drazen, p.5

¹² Transcriptions, 19/11/03, pp. 31-32.

¹³ Transcriptions, 19/11/03, p. 32.

59. La mince ouverture qu'a fait HQD, à l'égard de certaines données, l'a été suite à des demandes nombre de fois répétées de la Coalition.
60. La disponibilité est évidemment non seulement une préoccupation des intervenants, mais aussi de la Régie. Sur ce point, la Régie semble déjà donner des indications claires à HQD :

« Et sûrement que le président quand il dit qu'il s'engage à donner le plus de transparence possible, sûrement qu'il va y avoir d'autres pas éventuellement qui vont être faits mais... »¹⁴

61. **Dans ce contexte, alors que nous sommes en mode prospectif par rapport aux dossiers futurs, la Coalition recommande qu'à l'avenir l'ensemble des données contenues dans les preuves présentées par Hydro-Québec soit disponible en format Excel (recommandation 2).**
62. Soulignons ici que si Hydro-Québec sait déjà à l'avance que ces données devront être disponibles, l'entreprise pourra aisément compiler tous les tableaux nécessaires en format Excel au fur et à mesure où ses preuves seront développées.
63. Nous accordons par ailleurs à Hydro-Québec l'entière latitude de développer des procédures qui lui assureront de protéger les informations contenues dans les données.

¹⁴ Transcriptions, 14/11/2003, p.75.

3 ARGUMENTS SUR LA PREUVE D'HQD

64. Dans cette section, les arguments finaux de la Coalition et de la FCEI/UMQ sont présentés. Ils sont répartis entre les quatre thèmes abordés lors des audiences, soit :
- 3.1. Coût du service, revenu requis et base de tarification (Coalition);
 - 3.2. Coût du capital (Coalition);
 - 3.3. Proposition tarifaire (Coalition), répartition des coûts et mesure de l'interfinancement (FCEI/UMQ);
 - 3.4. Compte de frais reportés, contrat et coût d'approvisionnement au B I (FCEI/UMQ)

3.1 Coût du service, revenu requis et base de tarification (Coalition)

3.1.1 *Prévision des ventes et revenus*

65. Dans tout dossier tarifaire, la prévision des revenus du Distributeur est une donnée fondamentale. En effet, pour pouvoir évaluer une demande tarifaire, tant les intervenants que la Régie doivent posséder des informations complètes concernant l'ensemble des coûts et des revenus du Distributeur.
66. Un examen de la preuve initialement déposée par HQD révèle par ailleurs que l'information disponible concernant la prévision des ventes était extrêmement limitée. Plus précisément, la preuve du Distributeur sur ce sujet se limitait essentiellement au tableau présenté à la page 16 de HQD-1 document 1, qui contient une prévision sommaire des ventes pour 2003 et 2004. Par la suite, au moyen de demandes d'information répétées, la Coalition a finalement pu obtenir les données présentées au tableau A1 en annexe.
67. Il est aussi important de souligner que la disponibilité de données historiques complètes est nécessaire à l'évaluation d'une prévision. D'ailleurs, pour reprendre les mots de Mark Drazen, l'expert de la Coalition :

"The issues that come up with a forecast test year fall into two general categories. First, is the starting point for the forecast reasonable? A forecast must be based on data for some historical period. Here, the starting point is the year 2002. (Although 2003 is stated as the "base year", the 2003 data are mostly forecast, as well.) Second, we must examine the

process by which the forecast data are derived from historical data.”¹⁵

68. **La Coalition recommande donc que HQD fournisse à l'avenir une dérivation complète de ses revenus historiques pour chaque catégorie tarifaire, incluant le nombre d'abonnement, les charges et tarifs, les ventes en GWh, de même que les revenus en dollars, et cela autant sur une base normalisée que réelle, pour chacune des catégories tarifaires (recommandation 3).**
69. **La Coalition recommande également que HQD fournisse le même niveau de détail pour les données prévisionnelles que pour les données historiques (recommandation 4).**
70. Sur la question de la normalisation, à partir des informations contenues dans la preuve, il est impossible de juger de la méthode employée par HQD, et ce malgré les demandes de la Coalition à cet effet :

For example, we asked how the weather normalization of sales was done. And this is something that is routinely done by the utilities, and we got a general explanation but no details.¹⁶

71. **Dans ce contexte, et suivant les indications de la Régie qu'elle désirait examiner cette question dans le futur, nous recommandons que le Distributeur ajoute dans sa preuve une section présentant l'ensemble des dérivations et hypothèses permettant d'obtenir le niveau des ventes normalisées en GWh et en dollars pour chaque catégorie tarifaire. Encore une fois, cette information devrait être disponible autant sur une base historique que prévisionnelle (recommandation 5).**
72. **La Coalition recommande également que les revenus réglementaires du Distributeur soient réconciliés avec les revenus comptables figurant aux rapports annuels et aux rapports trimestriels (recommandation 6).**
73. La Coalition suggère d'ailleurs au Distributeur et à la Régie que l'ensemble des informations précédentes soit inclu dans une section séparée des preuves futures traitant uniquement des revenus de l'entreprise, incluant notamment les paramètres et hypothèses économiques utilisés par HQD dans sa prévision. Le Distributeur semble d'ailleurs être déjà ouvert à un pareil regroupement :

« Il n'y a pas d'ennui majeur à faire ça. On ne pensait pas que c'était une obligation pour cette fois-ci, obligation au terme

¹⁵ Preuve de Mark Drazen, p. 2.

¹⁶ Transcriptions, 19/11/2003, p.31.

vraiment d'avoir les informations regroupées, mais si c'est plus utile pour tout le monde il n'y a pas de problème. »¹⁷

74. Maintenant, abordons les prévisions des ventes pour 2003 et 2004. Dès le départ, l'expert de la Coalition trouvait que la prévision des ventes normalisées de 2004 par rapport à celles de 2003 semblait sous-estimé la croissance de la demande :

« Regarding the revenue forecast, I would point out that the growth and the normalized data for two thousand and two (2002) compared to two thousand and one (2001), and then for two thousand and three (2003) compared to two thousand and two (2002) averages two point seven five percent (2.75%), that the Distributor's forecast, which is a little hard to read, it's in red there, shows an increase of one point eight seven percent (1.87%). »¹⁸

75. En comparant ensuite les données retrouvées au tableau A1 (obtenues après le dépôt de la preuve de l'expert de la Coalition) et celles du dernier rapport trimestriel de Hydro-Québec, la Coalition en est venue à questionner sérieusement le niveau des ventes et des revenus estimés par le Distributeur, autant pour 2003 que 2004. En effet, tel que présenté au rapport trimestriel :

« Pour le troisième trimestre 2003, Hydro-Québec Distribution a enregistré une perte nette de 197 M\$, contre 264 M\$ en 2002. Cela porte à 188 M\$ la perte nette des neuf premiers mois de 2003, contre 395 M\$ en 2002. Les produits des ventes totales d'électricité au Québec s'élèvent à 6 229 M\$, soit 409 M\$ ou 7,0 % de plus que l'an dernier. Le volume de ces ventes s'établit à 121,7 TWh, en hausse de 7,5 TWh ou de 6,6 %. Les températures plus froides du premier trimestre de 2003 ont contribué à l'augmentation des ventes de 2,6 TWh ou de 160 M\$. De plus, la vigueur de la construction résidentielle au Québec et l'augmentation des activités industrielles, surtout dans les secteurs de l'aluminium et des pâtes et papiers, ont entraîné une croissance de la demande de base de 4,9 TWh ou de 220 M\$. »¹⁹

76. Au moyen de diverses hypothèses présentées au tableau A2, la Coalition a même suggéré que le Distributeur pourrait sous-estimer ses ventes de 133 M\$ en 2003 et de 450 M\$ en 2004. Ces résultats ont été obtenus en assumant une croissance des revenus en dollars de 7% en 2003 puis de 4,4% en 2004. Notons ici que ces chiffres ne constituent pas la « prévision » de la Coalition,

¹⁷ Transcriptions, 17/11/2003, p. 184.

¹⁸ Transcriptions, 19/11/2003, pp. 34-35.

¹⁹ Transcriptions, 14/11/2003, pp. 102-103.

mais bien des hypothèses concernant un scénario possible de croissance des ventes en 2003 et 2004.

77. En réponse au scénario présenté par la Coalition, HQD a fourni les engagements 3, 4, 10 et 11, comprenant diverses simulations de revenus et de coûts advenant des ventes plus considérables que prévues. Dans le meilleur des cas, ces scénarios résultaient en des revenus nets supplémentaires de 57 M\$ en 2003 et de 10 M\$ en 2004.²⁰
78. Cependant, là encore, après un examen minutieux des données déposées par le Distributeur, il s'avère que les revenus nets supplémentaires étaient sous estimés. En effet, dans ses engagements, le Distributeur n'utilisait pas complètement le tarif patrimonial. Dans le cas où la consommation des tarifs patrimoniaux s'élèverait exactement à 165 TWh en 2003 et en 2004, tout en maintenant les ventes des tarifs non patrimoniales et des réseaux autonomes aux niveaux prévus, le Distributeur pourrait compter sur des revenus nets supplémentaires de 68 M\$ en 2003 et de 22 M\$ en 2004. Les tableaux A16 et A17, que nous soumettons pour la considération de la Régie, contiennent les simulations permettant d'illustrer ces situations. Notons encore une fois qu'ils ne font que reprendre les informations et les hypothèses contenues dans la preuve du Distributeur.
79. De même, advenant des ventes dépassant le niveau patrimonial, les tableaux A16 et A17 montre que le Distributeur pourra réduire son déficit de manière pratiquement certaine en 2003, et que pour 2004, les ventes totales devraient dépasser 168,4 TWh avant que le coût des nouveaux approvisionnements soit supérieur aux revenus additionnels. Soulignons ici que ces résultats assument un prix des achats post-patrimoniaux de 7,0 ¢/kWh, tel que soumis à l'engagement 11 par HQD.
80. Un prix des approvisionnements inférieurs viendrait augmenter le seuil des ventes totales en TWh à partir duquel le déficit de l'entreprise commencerait à augmenter. Les tableaux A16.1 et A17.1 illustrent l'effet d'un prix des approvisionnements (incluant les pertes de transport et de distribution) de 6,0 ¢/kWh. Les tableaux A17.2 et A.17.3 montrent, à titre d'exemple, l'impact d'une hausse de 2.5% et de 5% des tarifs pour 2004 sur les scénarios de ventes et de revenus considérés.
81. Suivant l'ensemble des informations et scénarios au dossier, la Coalition croit qu'une incertitude significative plane sur le niveau des revenus du Distributeur pour 2003 et 2004. Cette incertitude va d'ailleurs au-delà du doute normal avec lequel il faut traiter les prévisions. Ceci s'explique par le fait que non seulement l'ensemble de l'information permettant de juger de la pertinence des projections de HQD n'est pas disponible, mais aussi que les hypothèses retenues par

²⁰ Source: HQD-13 doc. 6.3, doc. 6.10 et doc. 6.11.

l'entreprise pour 2004 semblent trop conservatrices. La situation où le 2/3 de la hausse des revenus de 7% pour les trois premiers trimestres de 2003 est la résultante de facteurs économiques²¹ milite d'ailleurs en faveur d'une croissance des ventes supérieure à la prévision de 0,7% pour 2004.

82. **La Coalition suggère donc à la Régie de faire preuve d'une extrême prudence et de bien étudier les scénarios des tableaux A16 et A17 avant d'établir le niveau des revenus espérés pour 2004. Nous recommandons d'ailleurs à la Régie d'adopter des ventes de 167,4 TWh, soit un niveau excédant le tarif patrimonial et représentant une croissance de 1,7% par rapport à 2003, comme la borne inférieure de la prévision des ventes pour 2004 (recommandation 7).**
83. La Coalition est bien consciente que la recommandation précédente signifie qu'elle croit que les ventes patrimoniales dépasseront 165 TWh dès 2004. Nous croyons également que cette situation soulève des questions importantes relativement à la source et au prix des approvisionnements qui devront être trouvés pour répondre à la demande, des questions qui sont toujours sans réponses satisfaisantes. Nous suggérons d'ailleurs que la Régie demande au Distributeur d'examiner dès maintenant comment il entend gérer ses approvisionnements dans ce nouveau contexte.
84. Finalement, un dernier élément qui pourrait venir influencer le coût des approvisionnements concerne le prochain dossier tarifaire de TransÉnergie. Tel que soulevé lors des audiences,²² la seule mise à jour du coût de la dette et de l'actif sans risque de TransÉnergie pourrait représenter une baisse des coûts de transport d'environ 230 M\$ pour le Distributeur.
85. Une telle décision aurait évidemment un impact important sur le manque à gagner de HQD et viendrait fournir une meilleure marge de manœuvre dans le contexte des approvisionnements post patrimoniaux. Cette situation vient également compliquer encore davantage la fixation de tarifs finaux pour HQD. Y aura-t-il une hausse des tarifs suivie d'une baisse six mois plus tard?

3.1.2 Les coûts d'opération d'HQD

86. Les premières considérations que la Coalition aimerait soumettre à la Régie à propos des coûts d'opération, c'est le peu d'importance que le Distributeur accorde à la minimisation de ses coûts. Lors de la présentation du président de HQD, Monsieur André Boulanger, celui-ci affirmait d'ailleurs :

²¹ Coalition-2, p. 2.

²² Transcription, 24/11/2003, pp. 96-101.

« L'intérêt premier, c'est de pouvoir donner un service de qualité à l'ensemble de la clientèle québécoise, ça, c'est le premier intérêt, d'avoir de la disponibilité d'approvisionnement et de la fiabilité des approvisionnements. Les coûts passent, quant à moi, en troisième lieu, Monsieur le Président, c'est important, c'est évident mais dans un premier temps, disponibilité fiabilité et prix. »²³

87. Dans ce contexte, permettez à la Coalition de mettre en doute les affirmations de Monsieur Boulanger concernant la performance du Distributeur au niveau de ses coûts :

« ...alors tout ça pour une entreprise qui est mature, qui est bien en selle, c'est une performance qu'on pourrait qualifier d'exceptionnelle. »²⁴

88. Selon nous, une performance exceptionnelle, ce serait davantage celle d'une firme comme Emera au Missouri, mentionné par l'expert de la Coalition durant les audiences.²⁵ En effet, cette firme, après un gel tarifaire de six ans, a pu trouver le moyen de réduire ses coûts et ses tarifs de 6%. Certes, la nature d'Emera est différente de celle de HQD, mais si nous devons parler de performance exceptionnelle, nous avons là un exemple intéressant.
89. Rappelons également que nous sommes ici pour évaluer les coûts du Distributeur et que la Régie doit fixer ce qu'elle estime être un niveau de coût « raisonnable ». La question fondamentale, pour paraphraser notre expert, c'est des coûts raisonnables par rapport à qui ou quoi? Évidemment, à entendre HQD, tout va pour le mieux dans le meilleur des mondes.
90. Disons que minimalement les lunettes de HQD sont teintées de rose. Mentionnons toutefois que ceci semble être un syndrome généralisé chez les entreprises réglementées :

« Now Hydro-Québec has done a very good job of explaining why all of its costs are reasonable. And this is no surprise, I've never heard a utility that didn't say its costs were reasonable and didn't say that it was as efficient as it could be. »²⁶

²³ Transcriptions, 14/11/2003, p.138.

²⁴ Transcriptions, 14/11/2003, p. 25.

²⁵ Transcriptions, 19/11/2003, pp. 28-29.

²⁶ Transcriptions, 19/11/2003, p. 17.

91. Notre tâche, et celle de la Régie, est d'aller obligatoirement plus loin que les affirmations du Distributeur. Nous devons nous demander si l'entreprise et ses gestionnaires font véritablement leur travail. Selon l'expert de la Coalition :

« Because what we are really trying to evaluate is what is the ability of the utility management to do what the name implies, which is manage the costs. »²⁷

92. Nous devons donc commencer par évaluer si l'entreprise a rencontré ses propres objectifs. Sur ce point, la Coalition a pu démontrer à plusieurs reprises, que ce soit au niveau global ou pour des processus particuliers, que le Distributeur n'a même pas été en mesure de respecter les engagements de son plan corporatif 2002-2006 :

« Au cours des prochaines années, Hydro-Québec Distribution prévoit absorber la croissance de la demande d'électricité, du nombre de clients et du réseau de distribution de manière à maintenir la stabilité de ses charges. »²⁸

93. En effet, entre 2001 et 2004, les charges d'exploitation nette augmenteront de 938,6 M\$ à 977,2 M\$,²⁹ soit une augmentation de 4,1%, pendant que le nombre d'abonnement n'augmentera que de 3.4% et que la taille du réseau augmentera de 2.8%. Dans le vocabulaire de la Coalition, absorber la croissance de la demande signifie des coûts qui n'augmentent pas plus vite que les abonnements et/ou la taille du réseau.

94. Au niveau de processus individuel, tel que montré dans le tableau A3 de la Coalition, des processus comme l'accueil et le traitement des demandes des clients, la relève des compteurs ou la facturation et l'encaissement ont tous vus leurs coûts augmenter de plus de 10% et parfois même jusqu'à 15%. Nous cherchons encore ici la « performance exceptionnelle ».

95. Un autre exemple provient de l'intention de HQD, tel qu'affirmé en Phase 1 de la présente cause, de geler la taille de son effectif :

« Le Distributeur considère comme raisonnable le niveau actuel de l'effectif aux environs de 7400 et s'est donné comme objectif global d'absorber la croissance des activités sans augmenter l'effectif. »³⁰

²⁷ Transcriptions, 19/11/2003, p. 19.

²⁸ HQ, Plan stratégique 2002-2006, p. 50.

²⁹ HQD-2, doc. 1 p. 54.

³⁰ Phase 1, HQD-5, Document 5.1, p. 4.

96. Cette fois-ci encore, cet objectif n'a pas été respecté par le Distributeur. En effet, à la pièce HQD-11 document 1 page 38, ce dernier affirme qu'il a maintenant révisé à la hausse cet objectif. L'effectif cible de fin d'année 2003 serait maintenant de 7608 employés!
97. Nous reviendrons plus loin sur la masse salariale du Distributeur, mais tournons-nous tout d'abord vers le dernier plan stratégique d'Hydro-Québec pour 2004-2008. Les quatre orientations globales de HQD que nous retrouvons dans ce document sont les suivantes :
1. Assurer un approvisionnement en électricité suffisant et diversifié
 2. Mettre en valeur le leadership d'Hydro-Québec dans le domaine de l'efficacité énergétique
 3. Offrir aux clients québécois un service à la hauteur de leurs attentes
 4. Atteindre en 2004 le rendement autorisé et le maintenir par la suite³¹
98. Si le Président de HQD mentionnait que les coûts passaient en troisième, dans ce cas-ci, c'est probablement en cinquième, mais on ne peut le savoir, puisque ce n'est même pas mentionné comme une orientation. Atteindre le rendement y figure cependant, et en lisant le plan, nous pouvons constater que ce rendement est atteint avant tout en augmentant les tarifs.
99. D'ailleurs, en examinant de plus près les hausses implicites de tarifs contenus dans ce plan, que nous rapportons au tableau A18, nous pouvons constater que Hydro-Québec assume dans son document des hausses de tarifs de 5% en 2004 et de 5,6% en 2005. Le Distributeur planifierait-il un choc tarifaire de près de 11% en un peu plus d'un an?
100. Étrangement, ce même plan corporatif semble prévoir une légère baisse de tarif pour 2007. Certes le dossier actuel ne concerne que 2004, mais la Coalition s'interroge sérieusement sur les orientations tarifaires futures du Distributeur au regard de son plan stratégique.
101. Pour revenir sur les coûts, en fouillant davantage dans le plan stratégique, il est possible, à la 22^e page de la section sur le Distributeur, de trouver un paragraphe traitant des coûts.
- « Pour atteindre le niveau de rentabilité fixé dans le Plan stratégique 2004-2008, Hydro-Québec Distribution poursuivra le contrôle rigoureux de ses coûts (charges et investissements) et améliorera son efficacité et sa productivité. La division entend

³¹ Plan Stratégique 2004-2008, p. 72.

notamment geler jusqu'en 2006 ses charges d'exploitation au niveau prévu pour 2003. »³²

102. La première remarque que nous estimons devoir faire, c'est que comme HQD n'a pas réussi à contrôler ses dépenses dans le passé, comment pouvons-nous espérer que l'entreprise maintiendra cette fois-ci un gel des ses dépenses d'exploitation? Le peu d'importance que la haute direction de Hydro-Québec accorde à la minimisation de ses coûts semblent d'ailleurs abonder dans le sens de nos arguments.
103. La deuxième remarque porte sur la pertinence d'un gel des dépenses étant donnée le manque à gagner important du Distributeur. Il est bien évident que la proposition de l'entreprise témoigne avant tout de ses habitudes de monopole confortable qui n'est pas habitué à remettre ses pratiques en question ni à prendre de décisions difficiles.
104. C'est toujours plus facile de refiler la facture aux usagers. Évidemment, le Distributeur nous a dit et nous dira qu'il ne peut réduire ses coûts sans affecter la qualité du service et ainsi de suite. Cependant, devant une contrainte suffisamment importante, le Distributeur pourra trouver des méthodes moins coûteuses et plus efficaces. Dans les mots de notre expert :

« So the context of evaluating, this is to say, first of all, utilities can cut costs -- and we'll have examples of utilities that have done so. It's the job of the management to figure out how to do that, that is why they're paid the salaries that they're paid. ...You have consultants that can do that for you, but if you look at the salaries that the management is paid, they're being paid for something, not just for watching the numbers, but for managing them. »³³ (nos soulignés).
105. Nous croyons d'ailleurs que c'est le rôle de la Régie de l'énergie de contraindre le Distributeur à réduire ses dépenses, et ce dans l'intérêt de la minimisation des coûts pour l'ensemble des usagers. En effet, comme nous l'avons déjà répété à plusieurs reprises, une entreprise faisant face à un déficit important se doit de revoir ses façons de faire et de prendre des mesures tangibles tant du côté des revenus que des dépenses.
106. C'est dans ce contexte que nous avons plusieurs fois réclamé un plan de réduction des dépenses de la part du Distributeur. Ce n'est ni la Coalition ni la Régie qui connaissent le mieux les opérations et la structure des dépenses de HQD, mais bien les gestionnaires de l'entreprise.

³² Plan Stratégique 2004-2008, p. 94.

³³ Transcriptions, 19/11/2003, p. 25.

107. Cependant, comme nous sommes maintenant au stade de la fixation des tarifs sans qu'il y ait eu de plan de réduction des dépenses de présenté, nous n'aurons d'autre choix que d'y aller nous même d'une série de recommandation en ce sens à la Régie.

3.1.3 La masse salariale et les effectifs

108. La masse salariale du Distributeur compte pour 60% des charges d'exploitation. À l'exclusion des coûts corporatifs, c'est la rubrique de coût qui démontre la plus forte augmentation entre 2001 et 2004, avec une hausse de 10.9%. Sur la base de l'ensemble des dépenses liées à la distribution d'électricité, à l'exclusion des coûts d'approvisionnement, c'est la rubrique de coût qui a connu la plus forte hausse en terme absolu, avec une augmentation de 56,9 M\$ sur la période considérée.
109. Les principaux facteurs expliquant cette croissance, tel que présenté au tableau A4, sont la croissance de 13,7% des salaires de bases et des primes, la croissance de 25,7% des avantages sociaux, de même que la croissance de l'effectif annuel moyen de 3,8%. En comparaison, sur la même période, la croissance de l'inflation a été de 6,5%, pendant que le nombre des abonnements augmentait de 3,4% et que la taille du réseau augmentait de 2,8%.
110. Seul le poste réservé au temps supplémentaire est en décroissance sur la période. Cela dit, la Coalition s'interroge sérieusement sur le niveau des dépenses réelles pour 2003 et 2004 de cette rubrique. En effet, il semblerait que le Distributeur ne fasse pas de prévision des heures travaillées et/ou du temps supplémentaire. Un des témoins affirmait ainsi :
- « Donc, les données historiques, mais elles sont historiques, quand l'année est vraiment finie puis qu'on a vraiment fini de mettre nos cartables, nos données dans un cartable, oui, il y a des données de disponibles. Mais il n'y a pas de prévisions de faites sur les heures supplémentaires. »³⁴
111. Il n'est donc pas impossible que même le poste des heures supplémentaires soit en augmentation, ou encore que sa diminution soit moins importante que prévue, ce qui viendrait augmenter encore davantage le niveau de la masse salariale.
112. Revenons maintenant sur l'engagement pris par le Distributeur en Phase 1 de geler ses effectifs de fin d'année. Nous présumons ici que ce gel était instauré avec l'idée d'augmenter la productivité des employés du Distributeur, absorbant ainsi la croissance de la demande. Comme nous l'avons vu, l'effectif a plutôt augmenté encore plus rapidement que les abonnements ou la taille du réseau.

³⁴ Transcriptions, 17/11/2003, p. 207.

113. Tel qu'expliqué dans la preuve de l'expert de la Coalition, non seulement la taille mais la composition de l'effectif du Distributeur a évolué entre 2001 et 2004 :

« ...We can first see that there is a relative shift over the years in the distribution of the labour force between job categories. The labour force in the lowest paid categories tends to decrease or remain constant, while the labour force in the highest paid categories tends to increase. »³⁵

114. Tel que rapporté à la preuve du Distributeur, l'effectif annuel moyen en 2002 était de 7651 employés, alors qu'à la fin de 2004, il sera de 7871 employés. Entre 2002 et 2004, l'effectif du Distributeur augmentera donc 220 employés. À l'aide du tableau A19, il est possible d'établir précisément le coût moyen des effectifs supplémentaires pour 2004.
115. Notons ici que le salaire moyen des nouveaux employés du Distributeur était de 83 507\$, pendant que celui des employés qui ont quitté le Distributeur était de 51 156\$. Le coût supplémentaire en 2004 des nouveaux employés du Distributeur est donc de 18,4 M\$.
116. **Dans ce contexte, étant donné la hausse de l'effectif moyen au-delà du niveau de 2002, la Coalition recommande de retrancher le coût attribuable aux employés additionnels de 18,4 M\$ du revenu requis du Distributeur pour 2004 (recommandation 8).**
117. Nous soulignerons également ici les divers problèmes liés à la mesure de l'effectif annuel du Distributeur lors de la Phase 1 et de la Phase 2. Nous croyons que HQD se doit de développer une mesure de son effectif qui est neutre en terme d'employé temps plein versus temporaire ou encore temps partiel, et qui présentera une meilleure vue d'ensemble de l'effectif réellement utilisé par l'entreprise.
118. Cette mesure devrait également être facilement comparable avec celle utilisée par les autres entreprises de distribution d'énergie et d'électricité. Le Distributeur mentionnait d'ailleurs qu'il utilisait déjà différentes mesures :

« Je pense que je peux faire un complément de réponse. Bien, dans ce qu'on suit en général, on en a plusieurs types d'indicateurs. Donc, les effectifs de fin d'année sont un indicateur que nous continuons à suivre, les effectifs moyens sont un autre indicateur, et les années/personnes sont une autre façon de pouvoir... pour nous de pouvoir suivre nos effectifs. »³⁶

³⁵ Preuve de l'expert Drazen p.10.

³⁶ Transcription, 17/11/2003, p. 244.

119. **La Coalition recommande donc que la Régie demande à HQD de s'engager à fournir, lors du prochain dossier tarifaire, une évaluation et une discussion sur les mérites respectifs des différentes mesures de son effectif qu'elle utilise ou pourrait utiliser (recommandation 9).**
120. Parmi les dépenses liées à la masse salariale, nous retrouvons le régime d'intéressement corporatif, qui comprend des primes et bonis s'élevant à 26,5 M\$ en 2004. Hydro-Québec explique d'ailleurs la mise en place de ces primes par les raisons suivantes :
- « Le renouvellement des conventions collectives au printemps 2003 s'est inscrit dans une stratégie globale de l'entreprise et visait l'ensemble du personnel syndiqué d'Hydro-Québec. Les syndicats ont accepté de lier une partie de leur rémunération aux résultats de l'entreprise (plutôt qu'à des augmentations salariales traditionnelles). »³⁷
121. Soulignons le fait que ces primes ont été acceptées au lieu de hausses de salaires traditionnelles. Le niveau du déclencheur des primes liées aux profits de l'entreprise est d'ailleurs fixé, durant les dernières années, à un niveau inférieur aux profits de l'année précédente (voir HQD-11 doc. 5 p.45). Par exemple, pour 2003 le déclencheur est à 1 180 M\$, alors que les profits de 2002 étaient de 1 526 M\$.
122. Cette situation montre que non seulement ces primes n'incitent en rien à une productivité supérieure (pour ne pas obtenir la prime les employés devraient être moins productifs, toute chose égale par ailleurs), mais qu'elles semblent pratiquement garantie d'être versé à chaque année. Nous avons d'ailleurs appris durant les audiences que ces primes n'étaient pas fonction de la productivité, mais de la performance :
- « Maintenant, le régime de bonis n'est pas fondé à cent pour cent sur la profitabilité. Le régime de bonis de performance est fondé sur l'atteinte d'objectifs au regard de la clientèle, c'est-à-dire est mesuré par une série d'indicateurs, satisfaction de la clientèle, continuité des services, et caetera, également au niveau de l'atteinte d'objectifs auprès des employés, bonne performance en sécurité au travail, et bonne mobilisation. »³⁸
123. La caractéristique principale de ces indicateurs de « performance » c'est qu'ils ne dépendent pas de variables sur lesquelles les employés ont réellement une influence. Certes les employés semblent devoir être « mobilisés », mais cette mobilisation ne se mesure jamais en terme de productivité, mais plutôt par une série d'indicateur de nature diffuse.

³⁷ HQD-11 doc. 5 p. 80.

³⁸ Transcriptions, 18/11/2003, p. 85.

124. Finalement, le témoin de Hydro-Québec a également reconnu que le versement des primes aux employés syndiqués ne dépendait nullement des résultats de leurs divisions, mais bien de ceux de l'entité corporative :

« Q. Donc sur les primes totales de quatre point cinq pour cent (4,5 %) du salaire de base qui sont dans les nouvelles conventions collectives, quelle est la part strictement corporative?

R. La part strictement corporative pour les employés syndiqués c'est totalement corporatif. »³⁹

125. **Dans le contexte du manque à gagner important allégué par le Distributeur, du fait que le versement des primes et bonis est pratiquement garanti à chaque année, sans oublier que les indicateurs servant de déclencheurs ne dépendent pas de la productivité des employés ni même des résultats de leurs divisions, la Coalition croit que le régime d'intéressement représente une politique corporative et que les coûts de ce régime devraient être supportés par l'entité corporative. Les coûts de 26,5 M\$ de ce régime pour le Distributeur en 2004 devraient donc être retranchés du revenu requis par la Régie (recommandation 10).**
126. Les avantages sociaux sont le dernier élément des dépenses liées à la masse salariale. Ces dépenses ont d'ailleurs connu une croissance de 25,7% entre 2001 et 2004, une croissance qui est pratiquement quatre fois supérieure à l'inflation. Telle que précisé en audience et à l'engagement 20, la croissance de ces coûts s'explique principalement par l'augmentation des coûts liés à la santé, un phénomène qui n'affecte pas seulement Hydro-Québec.
127. Cependant, alors que les coûts liés à l'assurance santé et médicament faisait grimper de manière considérable le coût des avantages sociaux chez Hydro-Québec, l'entreprise a consenti une réduction des primes payées par les employés pour les régimes d'assurance collective. Demandons-nous ici une chose. Est-ce qu'une entreprise réalisant un déficit de plus de 400 M\$, qui voit le coût de ses avantages sociaux augmenté de presque 30%, consentirait des réductions aux primes payés par les employés pour ces avantages? Poser la question c'est y répondre. C'est d'ailleurs une indication de plus que la politique salariale d'Hydro-Québec n'a rien à voir avec la situation financière du Distributeur.
128. Un autre élément à considérer lorsque nous examinons la politique salariale de Hydro-Québec concerne la position salariale relative des employés d'Hydro-Québec par rapport au reste du marché de l'emploi québécois. À ce chapitre, l'étude de Towers Perrin déposée par le Distributeur révèle que les employés du

³⁹ Transcription, 18/11/2003, p. 93.

Distributeur seraient payés à la médiane ou au dessus de la médiane du marché pour des emplois comparables.

129. Signalons également la plus récente étude sur l'évolution comparée de la rémunération des salariés québécois par l'Institut de la statistique du Québec.⁴⁰ Dans cette étude, on peut notamment y apprendre que les employés des sociétés d'État représentent la catégorie des salariés les mieux payés au Québec, que ce soit dans le secteur privé ou public et que les employés soient syndiqués ou non.
130. Rappelons encore une fois que des salaires élevés ne sont pas, en soi, un problème, si les salaires sont fixés en fonction de la productivité des travailleurs. Cependant, comme nous l'avons vu, non seulement Hydro-Québec ne mesure pas la productivité de ses employés, mais à un niveau global, la productivité du Distributeur a diminué durant les dernières années. Ceci pose donc une question aussi simple qu'importante pour les usagers, est-ce que les coûts salariaux qui seront reflétés dans les tarifs sont justifiés? Selon les différentes informations versées en preuve, cette réponse semble être non.
131. Nous l'avons vu, la masse salariale représente la rubrique la plus importante au niveau des coûts d'exploitation du Distributeur. C'est également, en terme absolu, l'élément qui connaît le plus forte croissance sur la période 2001-2004, avec une hausse de 56,9 M\$. Tant la croissance de l'effectif, que des salaires et avantages sociaux explique cette hausse. Dans ce contexte, il apparaît important pour la Coalition que la Régie donne des incitatifs clairs au Distributeur et à Hydro-Québec pour que la croissance du coût de la main d'œuvre soit minimisée.
132. **La Coalition recommande donc que la Régie indique au Distributeur que pour les années futures la croissance de la masse salariale, à laquelle les montants liés à la croissance de l'effectif et du régime d'intéressement auront été soustraits, ne pourra dépasser le taux annuel de l'inflation québécoise (recommandation 11).**
133. Une telle mesure, si elle est adoptée par la Régie, forcerait le Distributeur à accorder une attention significative à la croissance de ses coûts de main d'œuvre et contribuerait à minimiser la croissance future des salaires, spécialement dans le contexte du niveau déjà élevé de la rémunération chez Hydro-Québec par rapport au reste du marché et à la productivité de l'entreprise.

⁴⁰ Voir : http://www.stat.gouv.qc.ca/publications/remuneration/pdf2003/Faits_rem03.pdf.

3.1.4 Les dépenses de services partagés

134. Depuis la Phase 1, et encore davantage depuis les plus récents témoignages des témoins de Hydro-Québec, biens des choses ont été dites sur les services partagés. Nous savons d'ailleurs tous que les services partagés emploient les « meilleures pratiques » auxquelles viennent également s'ajouter les « pratiques gagnantes ».
135. Cela étant dit, par delà les beaux discours, avant de déterminer le niveau des dépenses dites raisonnables pour les services partagés, les intervenants et la Régie se doivent de pouvoir établir si la création des unités de services partagés a été à l'avantage des utilisateurs et si les prix demandés par ces unités minimisent les coûts.
136. Sur ce point, citons ici une partie de la preuve de l'expert Mark Drazen, citant elle-même les critères qu'utilise l'Alberta Energy and Utilities Board pour évaluer les transactions entre différentes unités d'une entreprise intégrée qui n'est que partiellement soumise à la réglementation :
- « Although the Board has permitted affiliate transactions for utilities, the Board does hold that there is a substantial standard that must be met to assure the Board and the public that transactions with affiliated companies are appropriate for providing goods or services to a utility. The entire onus rests with the Applicant to demonstrate that the above criteria have been clearly satisfied. It should not be left for parties and the Board to try to find a valid basis for the transactions. The Board notes that the difference between perception and reality regarding whether or not affiliate transactions are structured to take advantage of the regulated business and customers is difficult to discern, and as such, the Applicant must clearly demonstrate that customers are not disadvantaged by reason of the affiliate transaction. In order to avoid the perceptions of bias and disadvantage to customers, the Applicant must present assessments of options which led to the conclusion to use an affiliate. »⁴¹
137. C'est d'ailleurs dans la perspective de connaître les circonstances entourant la création des unités de services partagés que la Coalition a interrogé les témoins d'Hydro-Québec pour mieux cerner les intentions de la haute direction de l'entreprise. Nous avons ainsi appris que ces unités bénéficiaient d'un monopole interne de durée indéterminée.⁴² C'est-à-dire que toutes les unités d'Hydro-Québec se doivent de faire affaire avec ces unités sans aucune option d'aller à l'externe. C'est bien ce qu'on appelle un monopole.

⁴¹ Preuve de Mark Drazen, page 14.

⁴² Transcription, 17/11/2003, p. 252.

138. La deuxième question qui vient ensuite à l'esprit est de savoir quels ont été les critères utilisés par la haute direction de l'entreprise pour allouer un tel monopole. Selon le témoin d'Hydro-Québec :

« Avant d'allouer ce monopole, est-ce que la Haute direction d'Hydro-Québec a fait des comparaisons de prix avec ce qui était disponible à l'externe pour ces mêmes services?

R. Je ne suis pas en mesure d'y répondre.

Q. Donc vous ne le savez pas?

R. D'après moi, ils ne l'ont pas fait compte tenu de la structure de fonctionnement d'Hydro-Québec. Ça ne répondait pas à leurs objectifs de base ni à la structure qu'ils ont en place. »⁴³

139. Il semblerait donc que la direction d'Hydro-Québec n'ait pas jugé opportun d'examiner ce qui se fait à l'externe, ni même de savoir si elle en avait pour son argent, avant d'allouer un monopole aux unités de services partagés. Dans ce contexte, comment pouvons-nous établir que le monopole alloué aux unités des services partagés est clairement dans l'intérêt des usagers, aucune étude des coûts ayant été conduites ou produites par Hydro-Québec?
140. Il serait probablement opportun de rappeler ici que les dépenses pour les services partagés représentent, à 386 M\$ en 2004, le deuxième coût d'opération en importance pour le Distributeur, derrière celui de la masse salariale. Une question naturelle devant l'importance de ces charges est de se demander si les coûts actuels des unités de services partagés sont les plus bas possibles.
141. Hydro-Québec a d'ailleurs produit une série d'étude de balisage en preuve. Cependant, le témoin de l'entreprise a pu estimer que chaque étude de balisage coûte dans les environs de 250 000 \$⁴⁴ sans toutefois connaître les économies ou les gains de productivité réalisés grâce à ces études :
- « Q. ...Est-ce que vous pouvez quantifier les économies qui ont été réalisées par le CSP grâce aux études dont on parle?
- R. Non. Pour moi, les études de balisage, c'est un des outils seulement et il n'y a pas de lien direct entre le balisage et nos gains de productivité. »⁴⁵
142. Une telle admission par le témoin d'Hydro-Québec vient d'ailleurs jeter un discrédit sur l'ensemble du plan de balisage proposé par HQD pour les services partagés. En effet, les usagers auront à assumer dans leurs tarifs les coûts

⁴³ Transcriptions, 17/11/2003, pp. 252-253.

⁴⁴ Transcriptions, 17/11/2003, p. 261.

⁴⁵ Transcriptions, 17/11/2003, p. 260.

d'une série d'étude à 250 000 \$ la pièce qui ne pourra ni quantifier les économies ni les gains de productivité réalisés par les unités de services partagés.

143. La Coalition soulignait plus haut que deux tests étaient nécessaires pour établir si les charges des services partagés étaient raisonnables. La première est de savoir si la décision d'allouer un monopole aux unités de services partagés était dans l'intérêt des utilisateurs et le deuxième est de savoir si les prix des services partagés minimisent les coûts pour les utilisateurs. Dans les deux cas, la meilleure réponse que peut fournir Hydro-Québec c'est qu'elle utilise les « meilleures pratiques » de même que les « pratiques gagnantes ».
144. Lorsque nous demandons à Hydro-Québec de fournir une évaluation indépendante de ces pratiques elle ne peut le faire,⁴⁶ et de plus, elle ne peut même pas quantifier les économies réalisées grâce à ces pratiques :

«Q. Donc vous nous dites finalement, pour clore là- dessus, tous vos collègues qui sont sur le panel nous donnent le plus possible des chiffres, des analyses chiffrées, c'est ça une cause devant la Régie, et, vous ou votre service, on doit, on devra vivre sous le régime de vous croire sur parole?

R. Absolument pas. Nous avons déposé le total de nos coûts que l'on chargeait au Distributeur d'une année à l'autre et je pense que ça c'est à peu près les chiffres les plus significatifs que vous pouvez avoir.

Q. Non, mais à l'égard des meilleures pratiques, on disait l'évaluation des économies, ça vous ne l'avez pas?

R. Non, on ne l'a pas. »⁴⁷

145. Si nous comprenons bien le témoin, seulement en regardant le total des coûts des services partagés, les intervenants et la Régie peuvent se prononcer sur le niveau « raisonnable » des coûts de ces services. Nous croyons qu'il est évident pour tous, et autant pour le Distributeur, qui utilise et paye pour ces services, que pour les utilisateurs, qui se font transférer le coût de ces services dans leur facture d'électricité, qu'il est clairement impossible de savoir si le recourt aux unités de services partagés est à leur avantage et si les coûts qu'ils doivent supporté sont les plus bas possibles.

146. Sur ce point, l'expert de la Coalition affirmait d'ailleurs :

« And the idea that there was no market test is not, again, not consistent with the fact that there is a deficit. If you, if as a company you have a deficit, you say: "We want to find ways to

⁴⁶ Transcriptions, 17/11/2003, p. 270.

⁴⁷ Transcriptions, 17/11/2003, p. 272.

reduce our costs", not to assume that somebody else is providing them at cheapest costs. »⁴⁸

147. C'est aussi pourquoi la Coalition a soulevé de manière répétée l'exemple de BC Hydro et de son entente de service avec Accenture. Pour évaluer ses options pour différents services administratifs et pour le service à la clientèle afin de fournir un « service à la clientèle exceptionnel tout en réduisant les coûts », BC Hydro a fait appel à l'expertise de 19 firmes différentes, avant de choisir la firme Accenture pour développer une stratégie visant à réduire ses coûts. Le résultat est que BC Hydro économisera 25 M\$ par année sur une période de 10 ans, et potentiellement jusqu'à 43 M\$ par année.⁴⁹
148. Soulignons ici que nous reconnaissons clairement que BC Hydro a une structure et une nature différente de celle d'Hydro-Québec. Cependant, le but de la comparaison est de montrer qu'il est possible de réaliser des économies substantielles pour les usagers en faisant appel à de l'expertise et des fournisseurs de biens et services de l'extérieur.
149. Plus précisément, les 25 millions de dollars qui seront économisés par BC Hydro représentent une diminution de 4,4% de ses coûts d'opération en 2003. Si les économies de 43 M\$ se matérialisaient, elles représenteraient 7,6% de coûts d'opération de l'entreprise.
150. Encore une fois, sans nous prononcer sur la nature exacte des services de BC Hydro transférés chez Accenture, serait-il véritablement irréaliste de croire que des économies de la même magnitude ne peuvent être réalisées chez Hydro-Québec? Revenons également sur le fait que ni la Régie, ni les intervenants, ni même le Distributeur ne semblent être capable de savoir si le recourt aux unités de services partagés minimisent les coûts pour les utilisateurs.
151. Dans ce contexte, et à défaut d'avoir l'information pertinente, un certain degré d'arbitraire devra être utilisé par la Régie pour fixer le niveau raisonnable des charges de services partagés.
152. Rappelons également que l'information qui sera rendue disponible suivant le balisage des services partagés ne permettra pas non plus de se prononcer ou de quantifier les économies réalisables au niveau des services partagés, posant la question de la pertinence même d'un coûteux exercice de balisage.
153. **Dans ce contexte, la Coalition recommande à la Régie de réduire les coûts d'opération du Distributeur de 42,5 M\$ en 2004, ce qui est équivalent à une baisse de 4,4% de ces coûts, de manière à tenir compte des économies**

⁴⁸ Transcriptions, 19/11/2003, p. 39.

⁴⁹ Voir : <http://www.bchydro.com/news/2003/feb/release4622.html> .

réalisables au niveau des charges de services partagés du Distributeur (recommandation 12).

154. De même, étant donné la séparation fonctionnelle de HQD, nous sommes surpris de voir que le Distributeur ne tente pas de manière plus déterminée de réduire le coût des services partagés ou à tout le moins de s'assurer que cette solution minimise réellement ses coûts, plutôt que de se laisser convaincre par les affirmations du genre « meilleures pratiques gagnantes ». Peut être que la question est davantage existe-t-il une véritable séparation fonctionnelle chez Hydro-Québec? Il est encore une fois difficile de se prononcer sur cette question.
155. Cela dit, nous savons tous que le Distributeur, pour ses nouveaux approvisionnements en électricité, se doit d'émettre des appels d'offre public pour arriver à obtenir le meilleur prix possible. Cette exigence existe entre autre pour donner une réalité, au moins au niveau des approvisionnements en électricité, à la séparation fonctionnelle entre les différentes unités d'Hydro-Québec.
156. **Dans l'intérêt des usagers et de la minimisation des coûts, en plus de donner plus de réalité à la notion de séparation fonctionnelle, la Coalition recommande que la Régie établisse un mécanisme d'appel d'offre public pour l'approvisionnement en bien et service du Distributeur dès 2004 (recommandation 13).**
157. Évidemment, les unités de services partagés d'Hydro-Québec seront libres de soumissionner dans le cadre du processus suggéré pour fournir les biens et services au Distributeur. Un tel processus devrait être aussi considéré dans le cas de TransÉnergie.
158. Au même moment, nous croyons que les unités de services partagés d'Hydro-Québec pourraient soumissionner à l'externe pour fournir à d'autres entreprises les biens et services pour lesquelles elles adoptent déjà les « meilleures pratiques ». Ceci contribuerait à donner un véritable test de marché à ces unités et pourrait éventuellement mener à l'établissement d'une filiale entièrement séparée du reste d'Hydro-Québec.
159. **De même, la Coalition recommande que la Régie ordonne aux unités de services partagés de suspendre le programme de balisage, qui de toute façon ne semble pas destiné à fournir des informations véritablement pertinentes, autant pour le Distributeur, les intervenants que la Régie (recommandation 14).**

3.1.5 Les frais corporatifs

160. Selon la méthode suggéré par Hydro-Québec, puis étonnamment supporté par le Distributeur, les frais corporatifs augmenteront de 26,8% entre 2001 et 2004,

passant de 35,8 M\$ à 45,4 M\$ sur cette période. Ces frais connaissent donc une croissance plus de quatre fois supérieure à l'inflation.

161. La première question que la Coalition aimerait soulever coûts dans le régime proposé pour allouer ces dépenses, et ce, peu importe la méthode sélectionnée. La seconde est quel intérêt défend le Distributeur en supportant la proposition d'Hydro-Québec? Pour reprendre les propos de l'expert Mark Drazen :

« Next, no matter what allocation method is chosen, the corporate entities have only a very small incentive to keep the growth of their costs in check, given they can simply transfer about 70% of the final bill to the regulated entities, HQD and TransÉnergie (which, in turn, bills much of its cost to HQD). In this context, productivity improvements may not be a concern to Hydro-Québec. Another matter is the somewhat puzzling situation where what is meant to be an arms-length stand alone entity, namely the Distributor relative to HQ, is arguing in favor of adopting a cost allocation methodology that would not minimize its own costs. In a competitive framework, would a firm having to purchase a service, facing two pricing options for the same service, argue for paying the higher cost? »⁵⁰ (nos soulignés).

162. Au niveau des incitatifs, Hydro-Québec défend sa méthode en niant qu'il y ait quelque incitatif que ce soit :

« Q. Mais quel incitatif a l'entité corporative, comment dire, à atténuer ses coûts? Il n'y a aucun incitatif selon ma compréhension, dans la méthode que vous choisissez, est-ce que je me trompe?

R. Il n'y a pas de méthode qui vont inciter. Je ne crois pas que le choix de la méthode c'est un incitatif sur le niveau des coûts. »⁵¹

163. Cependant, la croissance des dépenses des unités corporatives, la plus élevée de tous les postes de dépenses inclus dans le coût de service du Distributeur, semble cependant démontrer le contraire. En effet, pourquoi limiter ses dépenses quand on peut simplement passer le coût dans les tarifs des unités réglementées?

164. De même, le Distributeur ne tente même pas d'obtenir la méthode de répartition qui lui est la plus avantageuse parmi celles suggérées. Il ne fait que se plier aux décisions d'Hydro-Québec, soulevant encore une fois toute la question de la séparation fonctionnelle :

« Q. Donc je comprends est-ce que c'est le seul secteur chez Hydro-Québec où les décisions se prennent comme ça?

⁵⁰ Preuve de Mark Drazen, p. 19.

⁵¹ Transcriptions, 17/11/2003, p. 276.

R. Les décisions se prennent comment?

Q. Bien à l'égard, vous, je comprends que vous avez imposé au Distributeur votre façon de voir puis c'est ça. Ça finit là.

R. Le corporatif, oui. »⁵²

165. Maintenant, concernant la méthode de répartition comme telle, la Coalition juge très important que la méthode sélectionnée reflète la part des actifs nets de chacune des divisions d'Hydro-Québec. En effet, dans une activité intensive en capital comme la production, la transmission et la distribution d'électricité, la division de ces actifs entre les différentes unités de l'entreprise reflète dans une large proportion les coûts générés par celles-ci.

166. Questionné sur la méthode qu'il propose, c'est-à-dire la méthode des charges totales excluant les achats, Hydro-Québec et le Distributeur affirme que la méthode qu'ils défendent considère les actifs nets :

« Q. Oui, mais le Distributeur c'est un Distributeur qui a des actifs de distribution?

R. On considère sa détention via les coûts en capital générés par ces actifs-là qui sont l'amortissement, notamment, et les taxes. »⁵³

167. Nous nous interrogeons sérieusement sur la pertinence de considérer la répartition des actifs nets entre les divisions d'Hydro-Québec via le coût en capital les taxes et l'amortissement, plutôt que via les actifs nets eux-mêmes.

168. De plus, dans une des réponses à la FCEI/UMQ, qui demandait le lien entre le niveau des investissements annuels et la part des actifs nets d'une division, le Distributeur affirmait qu'il y avait un lien direct :

« De façon générale, les investissements d'une division sont composés de placements et d'immobilisations en exploitation ou en construction. Les immobilisations en construction sont virées aux immobilisations en exploitation lorsque la construction est terminée et que les installations sont mises en exploitation. Les immobilisations constituent l'essentiel des actifs nets acquis par la division et qui sont sous sa gestion. Il s'agit donc d'un lien direct. »⁵⁴

169. Lors des audiences, Hydro-Québec a d'ailleurs confirmé cette réponse :

« On dit que les immobilisations font partie de l'actif net.

Q. Bon. Puis qu'il y a un lien direct.

⁵² Transcriptions, 17/11/2003, p. 279.

⁵³ Transcriptions, 17/11/2003, p. 281.

⁵⁴ HQD-11, doc. 5 p. 62.

R. Bien, s'il en fait partie c'est un des composants majeurs des actifs nets. »⁵⁵

170. Il apparaît donc à la Coalition que la méthode des charges primaires et immobilisations nettes, une méthode qui tient compte autant des activités d'exploitation, de la part des actifs détenus par une division que de ces activités d'investissement, est le meilleur inducteur des coûts corporatifs, particulièrement lorsque nous considérons que tous ces éléments sont considérés de manière directe par cet inducteur, plutôt que de manière indirecte dans la méthode retenue par le Distributeur et Hydro-Québec.
171. **Ainsi, la Coalition recommande que la Régie retienne l'inducteur charges primaires et immobilisations nettes pour les fins de diviser les frais corporatifs entre les unités d'Hydro-Québec (recommandation E.1).**
172. Cet inducteur, tout comme les autres méthodes proposées, ne donne cependant aucun incitatif aux unités corporatives de contrôler leurs dépenses, comme la croissance importante des frais corporatifs entre 2001 et 2004 l'illustre. Notons ici que selon l'inducteur que nous recommandons, la croissance de ces dépenses serait de 30,1% pour le Distributeur sur la période considérée.
173. Encore une fois, la Coalition se doit de rappeler que le Distributeur, selon les données présentées en preuve, ferait face à un manque à gagner de plusieurs centaines de millions de dollars. Pour n'importe quelle entreprise, une pareille situation résulterait en une rationalisation des dépenses de toutes les unités de l'entreprise.
174. Cependant, nous avons plutôt des unités corporatives qui n'hésitent pas à augmenter leurs dépenses année après année, sans aucune considération pour les circonstances du Distributeur.
175. De la même manière, nous avons un Distributeur qui ne s'inquiète même pas de la croissance des charges corporatives et qui supporte, du moins par son silence, la méthode proposée par Hydro-Québec. Encore une fois, est-ce que la séparation fonctionnelle est une fiction ou une réalité?
176. **La Coalition estime donc devoir elle-même défendre les intérêts du Distributeur devant l'entité corporative Hydro-Québec. Pour ce faire, nous recommandons à la Régie que les frais corporatifs soient gelés au niveau de 2002 selon l'inducteur charges primaires et immobilisations nettes de 33,3 M\$ (recommandation 15).**
177. Dans le cas où la Régie désirerait reconnaître une certaine croissance future de ces charges, nous suggérons, une fois que le déficit du Distributeur sera résorbé,

⁵⁵ Transcriptions, 17/11/2003, p. 282

que ces charges puissent augmenter au maximum selon le taux d'inflation québécois.

3.1.6 Le balisage

178. La Régie soulignait, dans sa décision pour la Phase 1, une série de constat et de préoccupation concernant la preuve soumise par le Distributeur, que ce dernier rapporte lui-même dans sa preuve de la Phase 2 :

- prend acte que le Distributeur s'est donné comme objectif global d'absorber la croissance naturelle des activités en maintenant le niveau actuel des effectifs aux environs de 7 400 employés;
- remarque que le Distributeur a fourni peu de balisage;
- informe le Distributeur que des données de balisage rendraient sa preuve plus convaincante;
- demande au Distributeur de produire un plan de balisage accompagné d'un calendrier de réalisation et d'un rapport d'étape présentant un état d'avancement ainsi que les résultats disponibles à ce jour;
- demande au Distributeur une démonstration des mesures concrètes prises et des résultats obtenus par le Distributeur pour améliorer sa productivité et son efficacité.⁵⁶ ».

179. Une des questions importante, selon la Coalition, est de savoir si la preuve de la Phase 2 répond aux demandes et inquiétudes de la Régie, spécialement concernant les données de balisage soumises et de la démonstration des mesures concrètes prises pour améliorer la productivité et l'efficacité.

180. Concernant les mesures de balisage soumises, le Distributeur s'est contenté d'inclure quatre mesures sommaires :

- Coût de distribution et service à la clientèle/kWh normalisé
- Charges d'exploitation nettes/abonnement
- Charges d'exploitation nettes/kWh normalisé
- Immobilisations en exploitation nettes/abonnement⁵⁷

181. Ces Indicateurs, selon l'expert de la Coalition, sont clairement insuffisants.⁵⁸ En effet, les indicateurs utilisant les ventes totales en kWh ne sont pas très

⁵⁶ HQD-2, doc.1 p. 5.

⁵⁷ HQD-2, doc. 1 p.7.

⁵⁸ Transcriptions, 19/11/2003, pp. 44-45.

appropriés pour mesurer les coûts d'un Distributeur d'électricité, puisque ces ventes ne reflètent pas directement les coûts du réseau de distribution. Par exemple, la grande majorité des ventes aux grandes entreprises ne passent pas par le réseau de distribution, et le coût d'un compteur électrique ne dépend pas de la quantité d'énergie qui passe sur le système.⁵⁹

182. Si des mesures par kWh sont retenues par la Régie, elles devraient nécessairement tenter de compenser pour ces problèmes, notamment en séparant les coûts liés aux ventes des grandes entreprises. Cela dit, encore une fois, les mesures par kWh ne sont pas les plus appropriées, tel que souligné par notre expert :

« What I suggest is that the per kilowatt-hour ratios are not useful for a distributor. The first reason is that energy itself is not a cost-driver. If you look at the cost allocation studies, you'll find that there are costs allocated based on demand, there are costs allocated based on the number of customers, there are not costs that are allocated on the basis of energy. »⁶⁰

183. Examiner les coûts totaux du Distributeur sans faire de distinction entre ces coûts n'est pas une méthode qui fournit de l'information très pertinente sur la performance réelle de l'entreprise. Cette situation s'illustre notamment lorsque des charges comme le coût du capital, l'amortissement et les taxes sont considérées, sans les distinguer des charges directement sous le contrôle du Distributeur. Le Distributeur a d'ailleurs déjà présenté une séparation du coût du capital suite à une demande de la Régie,⁶¹ et semble d'accord pour le faire à l'avenir.⁶²
184. De même, l'expert de la Coalition recommande de séparer les coûts de distribution de ceux du service à la clientèle, dans les deux cas, en fournissant ses mesures par abonnement, qui demeure l'inducteur de coût principal du Distributeur.⁶³
185. Un autre inducteur de coût que la Coalition juge important est la taille du réseau en kilomètre. L'étendue et la densité du réseau de distribution influence évidemment les coûts du Distributeur, et mesurer les coûts normalisés pour la taille du réseau fournit de l'information utile sur la performance de l'entreprise et permet également des comparaisons intéressantes avec d'autres entreprises de

⁵⁹ Preuve de Mark Drazen, p. 22.

⁶⁰ Transcriptions, 19/11/2003, p. 45.

⁶¹ HQD-11, doc. 1, p. 20.

⁶² Transcriptions, 17/11/2003, pp. 192-193.

⁶³ Preuve de Mark Drazen, pp. 22-23.

distribution. C'est d'ailleurs une variable considérée dans un grand nombre d'indicateur de l'Association canadienne de l'électricité (ACE). Sur ce point, notons cet échange avec le témoin de HQD lors des audiences :

« Donc l'abonnement, mais dans l'abonnement, il y a des gens qui sont répartis partout sur le territoire. Comment dire, souvent, par exemple, dans l'industrie du transport, on vient dire que le territoire est une donnée fondamentale, incontournable, parce que c'est important, vu la géographie du Québec. Pour vous, le coût par kilomètre, c'est totalement inimportant? »

R. Ce n'est pas ce que j'ai dit.

Q. O.K., juste clarifier.

R. On ne met pas de côté aucun élément de mesurage pour le moment, aucun élément de balisage. Le coût par kilomètre est important, le nombre de défaillances du réseau par kilomètre va être important. Là où il faut faire attention, c'est quand on compare les entreprises entre elles, il faut qu'elles soient comparables. »

186. L'expert de la Coalition recommande donc dans sa preuve l'adoption des mesures suivantes par HQD :

- Coût du service à la clientèle par abonnement;
- Coût d'opération du service à la clientèle par abonnement;
- Coût de distribution par abonnement;
- Coût d'opération de distribution par abonnement;
- Coût de distribution par 100 Km de réseau;
- Coût d'opération de distribution par 100 Km de réseau;
- Actifs de distribution par abonnement;
- Actifs de distribution par 100 Km de réseau;
- Employés de distribution par 100 Km de réseau; et
- Employés de service à la clientèle par abonnements.⁶⁴

187. Dans ce contexte, la Coalition recommande que les dix mesures proposées par l'expert Mark Drazen dans sa preuve soient retenues parmi les mesures de balisage que le Distributeur présentera dans ses preuves futures sur le sujet (recommandation 16).

188. La Coalition recommande également, pour faciliter le balisage futur, notamment avec les firmes américaines, que la Régie adopte le « FERC Form 1 », ou un standard similaire, pour obtenir les données annuelles complètes de la part du Distributeur (recommandation 17).

⁶⁴ Preuve de Mark Drazen, p.26.

189. Suivant des questions de la Régie sur les indicateurs que recommande l'expert Mark Drazen dans sa preuve, le Distributeur a par ailleurs indiqué qu'il ne s'opposait pas à l'inclusion des mesures proposées :

« Q. ...Là, il cite dix indicateurs, est-ce que vous pourriez, vous avez cette référence-là, il y a dix indicateurs, est-ce que vous avez quelque chose, en fait, à ajouter, c'est peut-être un peu long vous demander de commenter la pertinence de chacun de ces indicateurs-là, mais est-ce que je dois comprendre de la réponse que vous avez donnée ce matin que vous n'avez pas d'objection de principe de vous pencher sur ces indicateurs-là qui sont suggérés par l'expert Drazen?

R. De mémoire, là, la liste des dix, je les ai quand même assez en tête, non, on n'a pas d'objection de principe. »⁶⁵

190. Cela étant dit, le faible nombre d'indicateur fournit par HQD dans le cadre de sa preuve de la Phase 2 vient encore une fois rendre difficile une évaluation objective de la performance du Distributeur entre 2001 et 2004. La faible quantité des indicateurs soumis est d'autant plus surprenante que HQD fournit déjà un grand nombre d'indicateur à l'ACE.
191. Le Distributeur aurait pu aisément fournir ces indicateurs sur l'ensemble de la période 2001-2004, quelques chose qu'il a refusé de faire, même pour un nombre restreint de ces indicateurs.⁶⁶
192. Certes la preuve sur la balisage évoluera dans le futur et deviendra, nous l'espérons, beaucoup plus complète, mais comme la Régie doit se prononcer dès maintenant sur des tarifs de distribution, nous estimons que la faiblesse de la preuve à cet égard vient mettre en doute la performance même du Distributeur et incite à un extrême conservatisme avant d'accorder des hausses tarifaires.
193. Soulignons d'ailleurs l'absence de mesures quantifiables des gains de productivité du Distributeur, et ce malgré les affirmations du président de HQD qui qualifiait la performance de l'entreprise « d'exceptionnelle ». D'ailleurs, en réponse à une question de la FCEI/UMQ, le Distributeur affirmait ne pouvoir mesurer l'impact des différentes mesures qu'il aurait pris pour améliorer son efficience et sa productivité :

« Par contre, les gains de productivité de chacune de ces mesures sont difficilement quantifiables et ne peuvent être fournis. »⁶⁷

⁶⁵ Transcriptions, 17/11/2003, pp. 337-338.

⁶⁶ Voir les réponses aux questions 2.15 et 2.16 de la Coalition, HQD-11, doc. 12, pp. 66-68.

⁶⁷ HQD-11, doc. 5, p. 78.

194. Lorsque nous mettons de pareilles affirmations en parallèle avec la demande de la Régie d'obtenir, suite à la Phase 1, une « démonstration des mesures concrètes prises et des résultats obtenus par le Distributeur pour améliorer sa productivité et son efficience », nous ne pouvons que constater qu'aucune démonstration convaincante n'a été fournie.
195. Les prétextes du Distributeur à l'effet que c'est « difficile à estimer », qu'il faut « prendre des pincettes », qu'on « ne peut trancher » ou que « ça dépend de ci et de ça », ne sont d'ailleurs pas plus convaincants, et démontrent peut-être que HQD prend à la légère le fait de fournir ces données pour que la Régie et les intervenants puissent se prononcer sur la performance du Distributeur.
196. Nous soumettons d'ailleurs respectueusement que des gains de productivité non quantifiables ne représentent tout simplement pas des gains de productivité et relèvent avant tout de la rhétorique.
197. Pour reprendre certains des chiffres présentés précédemment lors de la discussion sur les coûts, entre 2001 et 2004, les charges d'exploitation nette augmenteront de 938,6 M\$ à 977,2 M\$,⁶⁸ soit une augmentation de 4,1%, pendant que le nombre d'abonnement n'augmentera que de 3,4% et que la taille du réseau augmentera de 2.8%. Pour la Coalition, augmenter la productivité signifie des coûts qui augmentent moins vite que les abonnements et/ou la taille du réseau.
198. Au niveau de processus individuel, tel que montré dans le tableau A3 de la Coalition, des processus comme l'accueil et le traitement des demandes des clients, la relève des compteurs ou la facturation et l'encaissement ont tous vus leurs coûts augmenter de plus de 10% et parfois même jusqu'à 15%.
199. La seule rubrique ou le qualificatif « d'exceptionnel » pourrait être utilisé, c'est pour le processus crédit et recouvrement, qui voit ses coûts diminuer de 7,7% sur la période. C'est effectivement exceptionnel, puisque cela semble être la seule rubrique des coûts d'opération qui diminue de manière significative.
200. De même, si on considère la croissance des immobilisations en exploitation nette par abonnement, nous pouvons observer que la somme de ces immobilisations augmentent encore une fois plus rapidement que la croissance des abonnements.
201. La croissance des immobilisations est de 5.3% sur la période, pendant, encore une fois, que le nombre d'abonnement n'augmentera que de 3,4% et que la taille du réseau augmentera de 2.8%. Ceci montre donc une baisse de productivité du capital sur la période considérée.

⁶⁸ HQD-2, doc. 1 p. 54.

202. Cette situation, selon la Coalition, vient appuyer la demande de la Régie, une demande rejetée par la Distributeur, de présenter un plan de réduction de ses investissements. En effet, une entreprise qui fait face à un déficit important devrait réduire ses nouvelles immobilisations et tenter d'utiliser le capital existant aussi efficacement que possible. De telles mesures signifieraient, normalement, des immobilisations en exploitation par abonnement qui sont constantes ou bien qui diminuent.
203. Nous ne reviendrons pas ici en détail sur les questions touchant la masse salariale, mais nous nous contenterons de réitérer que la croissance des effectifs du Distributeur est plus rapide que celle des abonnements ou de la taille du réseau, ce qui signifie une baisse de productivité de la main d'œuvre.
204. Finalement, signalons les quelques indicateurs fournis par le Distributeur à l'engagement 8. Ces chiffres sont fort intéressants, et auraient été d'autant plus intéressant s'ils auraient été fournis sur la période 2001-2004.
205. Les mesures par kilomètre de réseau sont spécialement intéressantes. Tous ces indicateurs indiquent une augmentation des coûts par kilomètre de réseau sur ces deux années, à l'exception de celui concernant le coût du capital. Notons d'ailleurs des charges d'exploitation nette par Km de réseau qui augmentent de 5,0% en une seule année.
206. Signalons également la mesure en équivalent temps plein de l'effectif et les indicateurs correspondant, d'autres mesures qui seraient sûrement très pertinentes pour mesurer la performance du Distributeur sur la période 2001-2004.
207. **Dans le contexte du peu d'indicateurs de performances fournis par le Distributeur, des baisses de productivité constatées avec les indicateurs et mesures disponibles et de l'absence d'un plan de réduction des dépenses et de hausses de productivité, la Coalition recommande à la Régie de forcer des hausses de productivité significatives en réduisant le revenu requis du Distributeur, notamment au niveau de la masse salariale, des services partagés et des frais corporatifs, et en accordant une hausse de tarif nulle ou bien inférieure à celle demandée (recommandation 18).**
208. **De plus, la Coalition recommande que la Régie demande un plan de réduction des Investissements et des coûts de l'entreprise, de même qu'un plan de hausses de productivité quantifiables pour la prochaine cause tarifaire. La Régie devrait par ailleurs indiquer qu'en l'absence du dépôt d'un tel plan, elle ne pourra considérer des hausses tarifaires futures (recommandation 19).**

3.2 Coût du capital (Coalition)

3.2.1 Inclusion des éléments de court et long terme dans le calcul du coût de la dette

209. Sur la question de l'opportunité d'inclure les éléments de court terme pour calculer le coût de la dette, cette question peut être résumée en terme très simple. Hydro-Québec utilise des sources de financement de court et long terme et conséquemment, le coût de la dette devrait inclure autant les éléments de court terme que de long terme.
210. Avant d'examiner plus en détails les considérations qui nous mènent à cette conclusion, une remarque préliminaire s'impose. La prétention d'Hydro-Québec à l'effet duquel le coût de la dette incluant les éléments de court terme est plus élevé que sans ces éléments relève de la fiction ou de la mauvaise foi ou des deux. Cette affirmation soulève d'ailleurs certaines questions sur les méthodes de calculs et les prévisions d'Hydro-Québec, sur lesquelles nous reviendrons plus loin.
211. C'est un principe fondamental de la finance, qu'en moyenne, le financement de court terme coûte moins cher que le financement de long terme. En effet, les épisodes où la courbe des rendements est inversée sont exceptionnels et généralement de courte durée. La pièce Coalition-22 à la page 25 démontre clairement que dans les circonstances actuelles, le financement de court terme coûte moins chers.
212. De même, l'utilisation de swap de taux d'intérêt sur une portion de la dette long terme de l'entreprise ne change strictement rien à cette situation. Une telle politique, nous en convenons, contribue à réduire le coût de la dette à long terme d'Hydro-Québec. Cependant, elle n'empêche pas l'utilisation du financement de court terme de même que son inclusion dans le calcul du coût de la dette.
213. Soulevons également par ailleurs que l'utilisation de swap de taux d'intérêt par Hydro-Québec, s'il réduit les coûts de financement de la dette à long terme, implique que l'entreprise assume nécessairement un niveau de risque plus élevé à d'autres niveaux de sa politique financière. Rappelons-nous toujours qu'un autre principe fondamental de la finance est la relation risque versus rendement.
214. Maintenant, le principe guidant les recommandations des experts Kryzanowski et Roberts, en plus du principe de « stand-alone », est le principe que toute entreprise devrait tenter de faire correspondre la structure et la maturité de ses actifs à celui de ses passifs.
215. D'ailleurs, la pièce Coalition-25, à la page 224, mentionne que pour 63,25% des CFO de grandes entreprises provenant notamment des entreprises du Fortune-500, faire correspondre la maturité des passifs avec la vie utile des actifs est important ou très important.

216. De plus, pour remettre dans son contexte une des citations fournis par Hydro-Québec dans sa présentation, nommément celle Brealey & Myers, nous citerons un extrait plus complet du livre :

« What is the best level of long-term financing relative to the cumulative capital requirement? It is hard to say. There is no convincing theoretical analysis of this question. We can make practical observations, however. First, most financial managers attempt to match maturities of assets and liabilities. »⁶⁹

217. D'ailleurs, si nous examinons les tableaux A9 et A10 de la Coalition de même que les tableaux contenus au document HQD-11 document 12.3, nous pouvons constater que Hydro-Québec semble suivre cette politique, puisque la proportion des actifs et des passifs de long terme est approximativement similaire, quelque chose que le témoin de l'entreprise a confirmé lors des audiences :

« Q. O.K. et ce que je vous... d'accord. Et donc mais entre le tableau A9 et A10, qui un représente le Asset structure et l'autre Liability structure,

l'actif et le passif, est-ce que vous êtes d'accord avec moi que les taux qui sont là dans le premier en haut A9, soixante-huit point deux pour cent (68.2 %) et dans le second A10, soixante point un pour cent (60.1 %) c'est quand même des taux qui s'apparentent? On est dans le même registre.

R. Bon ce sont... oui vous avez raison. Est-ce que soixante-huit pour cent (68 %) ressemble à soixante pour cent (60 %)? À huit pour cent (8 %) près vous avez raison. »⁷⁰

218. Pour les actifs et les passifs de court terme, comme nous pouvons encore une fois le constater aux tableaux A9 et A10 de la Coalition, Hydro-Québec semble également suivre une politique où elle fait correspondre la maturité de ses passifs avec la vie utile de ses actifs, puisque 14,4% des actifs totaux sont des actifs de court terme, alors que 10,5% des passifs totaux sont des passifs de court terme.
219. Soulignons d'ailleurs ici que ces chiffres signifient que 72,8% des actifs de court terme sont financés avec des passifs de court terme. Nous y reviendrons d'ailleurs dans la prochaine section sur les frais d'emprunts capitalisés.
220. Étrangement, le témoin d'Hydro-Québec reproche aux experts de la Coalition d'utiliser des définitions comptables pour parvenir à ces conclusions :

« Toutefois je vous ferais remarquer que les... les définitions ou les entrées que vous avez faites là sont toutes selon les définitions comptables. »⁷¹

⁶⁹ HQD-13, document 6.28, p. 7.

⁷⁰ Transcriptions, 20/11/2003, pp. 157-158.

221. Nous nous demandons d'ailleurs, en passant, quelles autres normes et définitions que les normes et définitions comptables pourraient être utilisées par la Régie et les intervenants pour évaluer les actifs et les passifs d'Hydro-Québec, sans oublier ses revenus et dépenses.
222. Finalement, tant la structure des actifs et des passifs d'Hydro-Québec, que les pratiques de SCGM et d'autres entreprises réglementées militent en faveur de l'inclusion des éléments de la dette de court terme dans le calcul du coût de la dette. Dans les mots de nos experts :
- « So the cost of debt should include both short and long term debt when we're implementing Phase 1 decision. The reason is that HQD employs both long and short term maturity therefore, the cost of debt should reflect both long and short term maturities. It's consistent with the practice in the Gaz Métropolitain's case and thanks to the presentation and the answers to the questions that we heard this morning, a number of other cases in which a mix of long and short term debts are used by regulated utilities in other jurisdictions in Canada were documented, I won't repeat them, they're on record. »⁷²
223. **Conséquemment, la Coalition recommande que la Régie tienne compte des éléments de la dette de court terme dans le calcul du coût de la dette d'Hydro-Québec (recommandation 20).**
224. Maintenant, tel que souligné plus haut, Hydro Québec présente dans sa preuve et rapporté au tableau A11 et A12, un taux de la dette incluant les éléments de court terme qui est plus élevé que lorsque ce taux utilise seulement les éléments de long terme, un situation pour le moins surprenante.
225. Cependant, lorsque nous examinons les calculs d'Hydro-Québec de plus près, nous constatons que c'est l'inclusion des placements et de l'encaisse qui fait augmenter le coût de la dette incluant les éléments de court terme.
226. Cependant, tel que souligné par la Régie dans son contre interrogatoire,⁷³ HQD bénéficie déjà d'une compensation sur le niveau de son encaisse par le biais du rendement sur la base de tarification. Hydro-Québec chercherait-il à être compensé deux fois pour les mêmes coûts?
227. Le tableau A12.1 contient le calcul du coût de la dette sans l'encaisse et les placements. Nous pouvons d'ailleurs constater que l'absence de ces éléments fait diminuer le coût de la dette incluant les éléments de court terme.

⁷¹ Transcriptions, 20/11/2003, p. 158.

⁷² Transcriptions, 20/11/2003, p. 265.

⁷³ Transcriptions, 20/11/2003, p. 202.

228. De même, tel qu'illustré par les tableaux A12 et A13 de la Coalition, la prévision pour le niveau des billets à court terme en 2004 semble étrangement basse. En effet, cette prévision estime à 51 M\$ ces billets pour 2004, un niveau qui est inférieur de plusieurs centaines de millions de dollars au niveau des années précédentes.
229. Dans ce contexte, la Coalition soumet le Tableau A13.1 qui présente une simulation du coût de la dette incluant les billets à court terme, qui ont été ajustés pour refléter le niveau moyen pour ces billets de 2002 et 2003. Nous avons également exclu les placements et l'encaisse, comme HQD est déjà compensé via la base de tarification pour ces éléments. Il n'est pas surprenant de voir que suivant ces ajustements aux calculs d'Hydro-Québec, le coût de la dette incluant les billets à court terme est significativement plus bas que celui incluant exclusivement les éléments à long terme.
230. **La Coalition recommande donc à la Régie d'exclure l'encaisse et les placements des éléments de court terme et d'augmenter la prévision de la somme des billets de court terme, avant de fixer le coût de la dette d'Hydro-Québec (recommandation 21).**

3.2.2 Frais d'emprunts capitalisés

231. La question du taux d'intérêt à utiliser pour capitaliser les frais financiers sur les emprunts pour certains projets d'investissements peut également être simplifiée considérablement. En effet, l'essentiel du débat porte sur la teneur du taux qui doit être utilisé à cette fin. Est-ce que c'est le taux moyen du capital, reflétant le coût historique de la dette, ou le taux prospectif, c'est-à-dire le taux reflétant les conditions actuelles et futures sur les marchés des capitaux, qui doit être utilisé.
232. Comme la décision d'ajouter ou non de nouveaux investissements se prend sur la base du taux prospectif, nous croyons qu'il en va d'une simple logique économique que les frais financiers liés à ces mêmes investissements soient capitalisés en utilisant également un taux prospectif.
233. Le fait d'utiliser le taux moyen du capital, un taux de 8,16% pour 2004, contrairement à un taux prospectif plus bas, fournit d'ailleurs un incitatif supplémentaire pour le Distributeur d'augmenter le nombre et d'allonger la durée de réalisation de ses projets d'investissements.
234. La croissance de 219% entre 2001 et 2004 des projets d'investissements pour lesquels le Distributeur capitalise des frais financiers, tel que confirmé à la pièce HQD-13, document 6.26, semble d'ailleurs confirmer les inquiétudes de la Coalition à ce sujet.
235. Soulignons que si la Régie décidait d'utiliser le taux recommandé par les experts de la Coalition, soit un taux de 4,3%, ce sont des économies de 8,9 M\$ qui seraient réalisées par les usagers en 2004, un montant qui n'est définitivement

pas négligeable et qui représente encore moins des « fleurs du tapis » ou des « économies de papier », pour paraphraser les qualificatifs utilisées par le témoin d'Hydro-Québec sur cette question.⁷⁴

236. À l'engagement 25, Hydro Québec indique que la capitalisation des frais financiers semble s'appliquer à une somme bien plus grande de projet que ce que nous considérons jusqu'à maintenant :

« Il est à noter que la capitalisation des frais d'emprunt s'applique à tout projet d'investissement de plus de 100 000 \$ sans égard à sa durée de réalisation ainsi qu'à tout projet inférieur à 100 000 \$ s'échelonnant sur plus d'un an. »⁷⁵

237. Ce passage semble indiquer que presque tous les projets d'investissement du Distributeur comporteraient une part de frais financiers lorsqu'ils sont capitalisés. Si c'est véritablement le cas, les économies que nous suggérons pourraient s'avérer être bien plus importantes. Nous suggérons d'ailleurs à la Régie de vérifier avec le Distributeur pour s'assurer de bien comprendre ce qu'il entend par ce passage.
238. Un élément supplémentaire à considérer, jusqu'à maintenant, c'est le refus par Hydro-Québec de dévoiler le taux utilisé par le producteur pour fin de capitalisation des frais financiers sur ses projets d'investissement. En effet, on pourrait présumer que comme le producteur ne peut refiler ce coût dans les tarifs des usagers, qu'il utilise un taux qui minimise ses coûts et fournit de meilleurs incitatifs. Cela dit, tant que Hydro-Québec n'aura pas déposé cette information à la preuve comme il s'y était engagé en audience, cette question demeure ouverte et ajoute un doute supplémentaire sur la méthode proposée par le Distributeur.
239. Maintenant, si la Régie penche en faveur de l'adoption du taux prospectif pour capitaliser les frais financiers sur les projets d'investissements, la question suivante est quel taux prospectif utiliser.
240. Le témoin d'Hydro-Québec a tout d'abord reconnu que la formule présentée au paragraphe 3.17 du document de la FERC⁷⁶ et celle présentée par nos experts⁷⁷ étaient la même :

⁷⁴ Transcriptions, 20/11/2003, p. 55 et 57.

⁷⁵ HQD-13, document 6.25, p. 4.

⁷⁶ HQD-11, doc. 5.3, paragraphe 3.17.

⁷⁷ Preuve des experts Kryzanowski et Roberts, page 41.

« Q. Donc quand on regarde et on compare ces deux formules-là, est-ce que vous reconnaissez que la formule des experts Kryzanowski Roberts est équivalente à celle de la FERC?

R. En termes généraux, oui, mais pas en termes des paramètres qui la composent. »⁷⁸

241. Le seul point sur lequel nos experts et Hydro-Québec ne s'entendent pas concerne la pondération à accorder aux éléments de court terme. Hydro-Québec recommande qu'il n'y ait aucune pondération de ces éléments, alors que nos experts recommandent une pondération de 80%.
242. Sur ce point, la preuve de nos experts ayant été terminée avant qu'ils reçoivent les réponses aux demandes d'information, nous raffinerons ici la recommandation de la pondération des éléments de court terme. En effet, tel que discuté à la section précédente et qu'il peut être établi aux tableaux A9 et A10, 72,8% des actifs de court terme du Distributeur sont financés avec des passifs de court terme.
243. Le pourcentage de 72,8% correspond donc à la proportion précise des actifs de court terme financés avec des éléments de court terme. Le 27,2% des actifs de court terme restant est financé avec des passifs de long terme, soit la dette à long terme et l'avoir propre.
244. Une mise à jour du taux recommandé par nos experts pour tenir compte de cette conclusion signifierait un taux de 4,66% $[(72,8\% \times 3.35\%) + (27,2\% \times 8.16\%)]$.
245. Soulignons ici qu'il est possible que certains des projets d'investissement soient réalisés sur une période dépassant 1, 2 ou 3 ans, ce qui signifierait un dépassement de la définition stricte de court terme, qui est d'un an et moins. Cependant, la phase de réalisation demeure une phase de « court terme » par rapport à la phase d'exploitation, qui s'étale généralement sur une période de plusieurs décennies.
246. Encore une fois, cette recommandation suit le principe de faire correspondre la maturité de la dette avec la vie utile des actifs. La phase de réalisation d'un projet d'investissement étant avant tout une phase de court terme, il est logique d'accorder une pondération importante aux éléments de court terme dans la formule du taux prospectif.
247. Rappelons encore une fois que la formule recommandée par nos experts rémunère les éléments de long terme que sont le coût de la dette à long terme et de l'avoir propre, mais seulement dans la proportion où ils sont utilisés pour financer les actifs à court terme, c'est-à-dire 27,2%.

⁷⁸ Transcriptions, 20/11/2003, p. 92.

248. En conséquence, la Coalition recommande que la Régie établisse le taux prospectif suivant la formule de la FERC et de nos experts comme le taux devant être utilisé pour capitaliser les frais financier sur les nouveaux projets d'investissements, et que ce taux pondère le court terme à 72,8% et le long terme à 27,2%, résultant en un taux de 4,66% (recommandation 22).

3.2.3 Autres considérations sur le coût du capital

249. L'inclusion des éléments de court terme dans le calcul du coût de la dette et dans le calcul du coût prospectif est une application pratique du principe selon lequel la maturité de la dette doit correspondre à la durée de vie des actifs d'une entreprise.
250. Une autre considération est la relation risque rendement. Du financement de court terme est plus risqué principalement en raison du risque de refinancement. Cependant, ce niveau de risque supplémentaire est compensé par un coût inférieur.
251. De la même manière, le financement de long terme est moins risqué, puisque le coût et la source de financement sont assurés pour une longue période, mais ce risque plus faible est compensé par un coût plus élevé.
252. C'est d'ailleurs dans ce contexte que l'article de Simon Lalancette⁷⁹ sur la gestion des risques à Hydro-Québec a été soulevé. En effet, dans cet article, on y apprend que Hydro-Québec assume une série de risques importants sur quatre types d'instruments financiers pour lesquelles elles ne couvrent pas complètement ses positions aux moyens de produits dérivés. Cela vient contredire au moins en partie l'affirmation selon laquelle elle minimise ses risques en prenant exclusivement du financement de long terme.
253. Hydro-Québec est donc une entreprise qui est prête à assumer des risques significatifs à court terme. De même, Hydro-Québec, pour utiliser les stratégies mentionnées dans l'article précité, se doit de pouvoir faire des prévisions qui seront en moyenne supérieures aux prévisions des autres acteurs du marché. C'est donc avec une certaine surprise que nous avons appris que Hydro-Québec ne faisait pas de prévision de taux d'intérêt :

« De manière générale, ce que je vous demande aujourd'hui, est-ce que vous êtes d'accord avec cette projection datant de la fin du troisième trimestre de deux mille trois (2003)?

R. On ne fait pas de prévisions.

Q. Vous ne faites pas de prévisions?

79 Simon Lalancette, La gestion des risques à Hydro-Québec, « Gestion », Volume 25-Numéro 3 (Automne 2000), pp. 182-186.

R. Des prévisions de taux d'intérêt et des prévisions de taux de change pour l'avoir fait dans une vie antérieure, je peux vous dire que c'est un exercice frustrant, peu revalorisant, et qui a une valeur ajoutée qui est malheureusement relativement faible, malheureusement pour les prévisionnistes. »⁸⁰

254. Tout en étant d'accord avec le témoin d'Hydro-Québec sur le point que les prévisions des taux d'intérêts sont notoirement difficiles, nous soumettons que pour utiliser les stratégies d'Hydro-Québec sur le LIBOR et les acceptations bancaires, qui sont deux instruments financiers directement reliés aux taux d'intérêt, il faut pouvoir faire d'excellentes prévisions des taux d'intérêts tant canadiens, américains, qu'européens.
255. De même, nous aimerions mentionner une fois de plus la pièce Coalition-29, portant sur les nouvelles normes financières sur la comptabilisation de certaines transactions, et notamment des pertes de change. Sans entrer dans les détails, ce changement de la norme comptable pourrait venir renverser certaines des mesures proposées par Hydro-Québec dans le cadre de la norme comptable 1650.⁸¹ Nous suggérons donc à la Régie d'examiner de manière approfondie l'impact de la nouvelle norme proposée à la pièce Coalition-29 avant d'établir le traitement comptable de la perte de change de HQ.
256. Également, concernant le coût et la structure de la dette, ce n'est probablement pas un secret que la Coalition supporte l'adoption d'une structure présumée de la dette pour le Distributeur. L'adoption de ce traitement réglementaire pour le Distributeur viendrait corriger l'interfinancement au niveau du coût de la dette entre les différentes divisions d'Hydro-Québec.
257. Cet interfinancement favorise présentement le Producteur et le Transporteur au dépend du Distributeur, puisque ces divisions ont des actifs ayant une durée de vie plus longues que ceux du Distributeur, sans oublier qu'elles ont des actifs et/ou des revenus en dollars américains, contrairement au Distributeur, qui doit tout de même assumer le coût des pertes de change.
258. L'interfinancement existe également au niveau des frais de garantie, puisque le Producteur et le transporteur ont des activités plus risquées que le Distributeur, ce qui implique que la valeur de la garantie sur la dette est plus importante pour ces deux unités que pour le Distributeur.
259. Le but que poursuit la Coalition est d'obtenir un coût du capital équitable entre les différentes unités d'Hydro-Québec et équitable envers les usagers. Dans les mots de nos experts :

⁸⁰ Transcriptions, 20/11/2003, p. 106.

⁸¹ Transcriptions, 20/11/2003, pp. 295-296 et pp. 300-301.

« Then the last part, what I'll do is summarize the evidence. Again, as you realize, we're walking a fine line, we're just trying to talk about what is ruled to be allowable for Phase 2. First point is regulation, it should fairly balance interests of shareholders and customers. The stand-alone principles well established and is accepted for determination of capital structure, rate of return and cost of individual sources of funding. Many regulatory bodies are also used as stand-alone concept, even when firms are using the integrated debt management approach, to have different costs of debt for different divisions or subsidiaries of a holding company or a bigger company. »⁸²

260. **Dans ce contexte, la Coalition recommande que lors du prochain dossier tarifaire, les principes visant à établir le coût de la dette soit entièrement revus, incluant notamment les questions comme la maturité et la structure de la dette, les pertes de changes et les frais de garantie (recommandation 23).**
261. **La Coalition recommande également de revoir le principe visant à établir le taux d'intérêt applicable à l'ensemble des comptes de frais reporté dès le prochain dossier tarifaire (recommandation 24).**

⁸² Transcriptions, 20/11/2003, pp. 274-275.

3.3 Proposition tarifaire, répartition des coûts et mesure de l'interfinancement (Coalition et FCEI/UMQ);

3.3.1 Proposition tarifaire (Coalition)

262. Nous ne rappellerons pas intégralement ici les déclarations antérieures d'Hydro-Québec sur sa stratégie tarifaire, notamment à l'effet duquel des hausses tarifaires graduelles au niveau de l'inflation serait suffisante pour récupérer le déficit du Distributeur d'ici 2010.
263. Cela dit, dans le cadre de la phase 2, le Distributeur a décidé de tenter de revenir sur cet engagement maintes fois répétés en proposant une hausse de 3% applicable 15 jours après une décision de la Régie à cet effet, de même qu'une deuxième hausse de 2,9% à compter du 1^{er} avril 2004.
264. De même, compte tenu de l'importance de la hausse tarifaire demandé et du déficit du Distributeur, il convient de revenir sur la performance de ce dernier. Ainsi, les charges d'exploitation nettes de HQD ont augmenté de 4,2% sur la période, pendant que la taille du réseau augmentait de 2,8% et que le nombre des abonnements augmentait de 3,4%.
265. Rappelons ici que la grande majorité de la croissance des charges d'exploitations provient de la croissance de la masse salariale et des frais corporatifs. Ces postes de dépenses ont augmenté respectivement de 10,9% et de 26,8% entre 2001 et 2004. La croissance de ces dépenses reflète avant tout l'absence de considération de la part d'Hydro-Québec des circonstances financières particulières du Distributeur.
266. Soulignons également qu'il n'est pas possible d'établir si le monopole alloué aux unités de services partagés est dans l'intérêt des usagers et encore moins si le prix des produits de ces unités contribue à minimiser les coûts du Distributeur.
267. Les immobilisations en exploitation du Distributeur continuent à augmenter plus rapidement que le nombre des abonnements ou la taille du réseau.
268. Par surcroît, malgré la présence d'un déficit important depuis 2001, le Distributeur n'a proposé aucun plan de réduction de ses dépenses ni d'augmentation de sa productivité. En fait, le Distributeur ne peut simplement pas quantifier les hausses de productivité qu'il aurait réalisé durant les dernières années alors que la Coalition, au moyen de divers indicateurs, soutient que ce dernier a plutôt connu des baisses de productivité.
269. L'écart entre les revenus requis et les revenus prévus sera également réduit par des ventes plus importante que prévue par le Distributeur en 2004, et ce, sans

compter sur la baisse hautement probable du coût du capital du Transporteur qui devrait résulter en des économies de près de 230 M\$ pour HQD.

270. Il nous apparaît donc pour le moins surprenant que le Distributeur tente maintenant de revenir sur la stratégie tarifaire qu'il avait annoncée en phase 1, particulièrement au regard de sa performance. En fait, compte tenu des éléments précédents, le Distributeur devrait probablement demander des hausses tarifaires encore plus graduelle que ce qu'il annonçait précédemment.
271. Cela étant dit, la Coalition prend bonne note de la proposition tarifaire de l'Union des consommateurs, tel que formulé par l'expert Co Pham, qui recommande une hausse tarifaire au niveau de l'inflation estimée pour 2004 de 1,6%.
272. La Coalition souligne également la proposition d'un nouveau principe réglementaire par l'ACEF de Québec, à l'effet duquel l'électricité doit être accessible aux consommateurs québécois au plus bas tarif possible, dans les limites d'une saine gestion financière.
273. Finalement, la Coalition rappelle à la Régie que des hausses tarifaires de l'ordre proposé par le Distributeur, alors que tous les signaux émis jusqu'à cet automne allaient dans le sens d'une hausse tarifaire graduelle, causeront des préjudices importants aux consommateurs résidentiels et agricoles, aux petites et moyennes entreprises, aux municipalités et autres consommateurs institutionnels, sans oublier les préjudices importants aux consommateurs industriels.
274. **Compte tenu des points soulevés dans ce plaidoyer, la Coalition des consommateurs d'électricité recommande que la hausse tarifaire accordée par la Régie soit au maximum de 1,6%, soit le niveau de l'inflation projetée pour 2004 (recommandation 25).**
275. La Coalition aimerait également mentionner que les intervenants qui supportent la hausse tarifaire demandée par le Distributeur ont tous présenté des preuves montrant des lacunes significatives.
276. Dans le cas de l'AIEQ, mentionnons simplement que la présence d'Hydro-Québec sur le conseil d'administration de l'organisme vient considérablement réduire la crédibilité de l'expertise présentée.⁸³ Le fait qu'un employé de HQD ait eu accès à la preuve de l'AIFQ avant son dépôt pose minimalement un problème d'éthique important selon nous.
277. En ce qui concerne la preuve du GRAME, les recommandations tarifaires de l'organisme ne reposent sur aucune analyse des coûts du Distributeur.⁸⁴

⁸³ Transcriptions, 18/11/2003, pp. 199 et suivantes.

⁸⁴ Transcriptions, 18/11/2003, p. 180.

Mentionnons aussi que la proposition d'investissement supplémentaire de plusieurs centaines de millions du GRAME ne repose également sur aucune analyse complète des coûts et des revenus espérés par un pareil projet.⁸⁵

278. De même, du côté la preuve de SÉ-AQLPA, elle endosse les propositions tarifaires d'Hydro-Québec sans aucune analyse des coûts du Distributeur.⁸⁶ Le témoin expert de l'organisme prend d'ailleurs plusieurs des affirmations d'Hydro-Québec à son compte sans même avoir vérifié sérieusement leur véracité.⁸⁷

3.3.2 Interfinancement (FCEI/UMQ)

279. Concernant le niveau de l'interfinancement, étant donnée que le Distributeur propose des hausses tarifaires uniformes, la Coalition n'a pas de remarques particulières à formuler quant à l'effet de la proposition de hausse tarifaire du Distributeur sur l'interfinancement. Cela dit, pour l'usage de la Régie et des intervenants, nous soumettons les tableaux A14 et A15, qui présentent les données sur l'interfinancement contenu dans le preuve de HQD sous une forme que nous estimons plus utile.
280. Cependant, la FCEI/UMQ note que l'AQCIE/CIFQ recommande que la Régie adopte une stratégie de hausses tarifaires différenciées. LA FCEI/UMQ s'oppose avec véhémence à cette recommandation.
281. La recommandation de cet intervenant repose sur deux éléments principaux. Le premier concerne l'utilisation d'une mesure de l'interfinancement en utilisant la valeur absolue de l'écart entre les revenus prévus et les revenus requis de chaque classe tarifaire. Le deuxième élément concerne l'utilisation des prix de Ramsey pour la fixation des tarifs d'électricité.
282. Tout d'abord, concernant la mesure de l'interfinancement au moyen des valeurs absolues, la FCEI/UMQ notera simplement que la Régie a déterminé en phase 1 que c'était l'indice HQD qui servait d'indice de référence pour mesurer l'interfinancement, un point que l'expert a reconnu lors des audiences.⁸⁸
283. Dans ce contexte, vouloir utiliser les valeurs absolues revient à faire une demande de révision déguisée de la décision de la phase 1 sur l'interfinancement et devrait être rejeté par la Régie.

⁸⁵ Transcriptions, 18/11/2003, pp. 178 et suivantes.

⁸⁶ Transcriptions, 25/11/2003, p. 147.

⁸⁷ Transcriptions, 25/11/2003, p. 148 et suivantes.

⁸⁸ Transcriptions, 24/11/2003, pp. 110-112.

284. En deuxième lieu, comme le reconnaît l'expert de l'AQCIE/CIFQ, les prix de Ramsey sont peu ou pas utilisés pour fixer les tarifs d'électricité, sans oublier qu'ils n'ont jamais été mentionnés sérieusement lors de l'analyse de la question de l'interfinancement en phase 1.⁸⁹
285. Plus spécifiquement, le problème principal avec les prix de Ramsey est qu'il est très difficile d'obtenir des estimés fiables de la valeur de l'élasticité de la demande pour les différentes classes tarifaires. L'expert n'a d'ailleurs pas produit un estimé véritablement convaincant à cet égard et a lui-même reconnue cette difficulté d'estimation.
286. Dans ce contexte, il n'apparaît pas opportun pour la Régie de s'inspirer du concept des prix de Ramsey pour fixer les tarifs d'électricité, et plus spécifiquement pour motiver des hausses de tarif différenciées.
287. La FCEI/UMQ ajoutera par ailleurs que le choix de l'indice HQD pour mesurer l'interfinancement semble présupposer que la récupération du manque à gagner du Distributeur se fera au moyen de hausses tarifaires uniformes entre les différentes classes d'utilisateurs.
288. Mentionnons finalement que la plus grande exposition des classes tarifaires industrielles à une hausse des coûts de l'approvisionnement et du transport vient du fait que les coûts de Distribution ne représentent qu'une très faible part des coûts de ces utilisateurs, la majorité des ventes de cette classe ne transitant pas par le réseau de Distribution.
289. Nous ne pouvons, de plus, accepter que certaines des classes tarifaires représentées par la FCEI/UMQ supportent une hausse plus importante que celle des autres catégories.
290. Conséquemment, la FCEI/UMQ recommande que la Régie rejette la recommandation de l'expert de l'AQCIE/CIFQ et que si elle choisit d'accorder une hausse tarifaire, que cette hausse soit uniforme entre les classes d'utilisateurs (recommandation FCEI-UMQ 1).

3.4 Compte de frais reportés, contrat et coût d'approvisionnement au BT (FCEI/UMQ)

- Cet aspect sera traité le 12 décembre prochain.

⁸⁹ Transcriptions, 24/11/2003, pp.102-103.

4 ARGUMENTS EN DROIT

4.1 La preuve complète d'HQ –vs- la preuve partielle des consommateurs

291. Comme il a été souligné dans le chapitre introductif, le présent dossier tarifaire devant la Régie de l'énergie a été ponctué de rebondissements qui, d'étape en étape, de décisions en décisions, a amené graduellement la Régie de l'énergie à restreindre, selon la Coalition, la portée de la preuve que les intervenants auraient pu faire sur les coûts tout en permettant en même temps au Distributeur, de présenter un dossier où celui-ci pouvait récupérer tous ses coûts et éradiquer son déficit à l'intérieur même d'un délai de six (6) mois.
292. Personne ne contestera que la prémisse de départ de l'ensemble de la cause en Phase 1 laissait entendre que les recherches de hausses de tarifs ne dépasseraient jamais pour les années à venir, l'inflation et qu'en même temps, l'éradication du déficit se ferait sur plusieurs années. Tout le discours public d'HQ et d'HQD était à cet effet.
293. C'est donc dans ce contexte qu'à la fois la Régie de l'énergie, Hydro-Québec et tous les intervenants ont préparé leur intervention, interrogé, contre-interrogé et plaidé. (Phase 1)
294. De plus, la Régie, lorsqu'elle a rendu sa décision finale en Phase 1 au mois de mai 2003, a également jeté les bases du cadre pour la Phase 2. Or, comme la stratégie tarifaire d'Hydro-Québec Distribution n'avait pas encore été modifiée à ce moment et toujours sur la même prémisse de départ que le Distributeur n'augmenterait pas ses tarifs à un taux plus haut que l'inflation et corrigerait son déficit sur plusieurs années, la Régie de l'énergie a établi le cadre de la présente audience en excluant déjà à ce moment, certains volets de la Phase 2 pour le motif qu'on ne « pouvait pas tout faire dans un seul premier dossier ».
295. Cette phrase de la Régie et ses variantes à l'effet que « c'est un sujet intéressant mais on ne peut le traiter en Phase 2 compte tenu du temps imparti » a été réitérée à plusieurs reprises, tel que mentionné dans le chapitre introductif.
296. L'effet net est le suivant : le Distributeur, par sa seule discrétion, tente littéralement un coup de force, soit effacer son déficit en quelques mois tout en profitant du cadre d'une audience en Phase 2 déjà décidée, sur la base d'une autre réalité (la Phase 1), de manière fort restrictive par la Régie, compte tenu « qu'on ne peut tout traiter en un même dossier ».

297. Les intervenants ont été rapidement confrontés à cette situation lorsque les intervenants membres de la Coalition ont communiqué, le 29 septembre 2003, la nature des mandats qu'ils entendaient donner à leurs experts sur les coûts.
298. Or, dans la décision D-2003-184, la Régie, en s'appuyant sur sa propre décision en Phase 1, a elle-même déterminé qu'à l'égard de l'expert Drazen, le volet relatif au « Bench Marking » ne pouvait être fait dans le cadre de la présente audience en Phase 2.
299. En conséquence, la preuve normale qu'elle aurait fait dans une cause normale sur les coûts, s'avérait dès lors impossible à faire.
300. En parallèle, la Régie dans la même décision jugeait « a priori » acceptable le mandat portant sur le coût du capital donc relatif à la Phase 2 à l'égard des experts Kryzanowski et Roberts.
301. Or, une fois que les experts Kryzanowski et Roberts ont déposé leur preuve, le Distributeur a contesté la recevabilité d'une partie de celle-ci.
302. La Coalition a contesté avec force la requête en irrecevabilité du Distributeur.
303. La Régie jugeait toutefois dans la décision D-2003-184, qu'une portion de la preuve relative aux coûts qu'entendaient faire les experts Kryzanowski et Roberts « bien qu'intéressante pouvait être traitée lors d'une cause tarifaire ultérieure » ou était jugée comme ayant déjà été traitée en Phase 1.
304. Ajoutons à tout ceci le sentiment d'urgence évoqué et créé par le Distributeur lui-même, bien qu'aucun préjudice n'ait été prouvé, et le fait d'obtenir le plus rapidement possible une décision de la Régie.
305. La résultante est la suivante : le processus adopté par la Régie dans le présent dossier a été de donner au Distributeur pleine latitude pour pouvoir récupérer tous ses coûts et tenter d'effacer tout son déficit à l'intérieur même d'un délai fixé par le Distributeur, ou plus tôt, ou d'ici le 1^{er} avril 2003.
306. Quant aux intervenants, ceux-ci ont vu certains de leurs sujets relatifs aux coûts du Distributeur bien que souvent jugés comme étant « intéressants et pertinents » reportés à une phase ultérieure et ainsi, les intervenants n'ont pu mettre totalement, complètement et valablement tous les coûts du Distributeur sous examen.
307. Ce faisant, les intervenants n'ont pu bénéficier du principe « de l'égalité des armes ».
308. Pourtant, leurs reconnaissances comme intervenants à titre d'association représentative de consommateurs fait qu'ils doivent avoir une pleine participation et puisse « attaquer » raisonnablement l'ensemble de la preuve du demandeur **(voir onglet 2, Ouellette p.130 et suivants).**

309. Pour cette raison, la Régie ne peut rendre une décision qui ne prendrait pas en compte cette réalité et ainsi, permettre au Distributeur d'effacer entièrement son déficit sur six (6) mois sans avoir passé le jeu d'un balisage.

4.2 L'encadrement juridique et réglementaire du déficit d'HQD

310. Afin de déterminer comment le déficit allégué d'Hydro-Québec Distribution (« HQD ») doit être pris en considération lors de la détermination des coûts assumés par celle-ci, il importe d'analyser les pouvoirs et obligations de la Régie de l'énergie (la « Régie ») ainsi que les obligations d'Hydro-Québec.
311. La Coalition affirme, comme le démontrent les paragraphes qui suivent, que la Régie n'a aucune obligation légale la contraignant à devoir effacer le déficit d'HQD sur 6 mois.
312. Au contraire, celle-ci pourrait l'étaler sur cinq (5) ans.

4.2.1 Régie de l'énergie

313. En vertu de l'article 31 de la *Loi sur la régie de l'énergie*⁹⁰ (« *LRE* »), la Régie a compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par le Distributeur d'électricité, en l'espèce, HQD.⁹¹
314. Elle a aussi compétence exclusive pour surveiller les opérations d'HQD afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif.⁹²
315. La Régie de l'énergie peut par ailleurs rendre toute décision ou ordonnance qu'elle estime propre à sauvegarder les droits des personnes concernées.⁹³
316. Par contre, lorsqu'elle exerce sa compétence dans le cadre d'un dossier tarifaire, la Régie doit concilier les divers intérêts en jeu, et plus particulièrement, l'intérêt public, la protection des consommateurs et le traitement équitable d'HQD.⁹⁴
317. La Régie ne peut donc rendre une décision en ne prenant en considération que seuls les besoins d'HQD, telle que la nécessité d'inclure l'ensemble du déficit de cette division dans les coûts assumés par celle-ci, et ce, sur six (6) mois.

⁹⁰ L.R.Q. c. R-6.01.

⁹¹ *LRE*, art. 31(1) par.1.

⁹² *LRE*, art. 31(1) par. 2.1.

⁹³ *LRE*, art. 34.

⁹⁴ *LRE*, art. 5.

318. En plus de concilier les divers intérêts en jeu, la Régie doit prendre en compte certains éléments particuliers lorsqu'elle exerce sa compétence dans le cadre d'un dossier tarifaire. Ces éléments sont énoncés aux articles 52.1 à 52.3 *LRE*.
319. En vertu de l'article 52.1 de la *LRE*, la Régie, en tout tarif qu'elle fixe ou modifie, doit tenir compte **des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport** supporté par HQD, **des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution** ainsi que des **paragraphes 6 à 10 du premier alinéa de l'article 49 *LRE* et du deuxième alinéa de ce même article**.
320. La règle à suivre pour déterminer les coûts de fourniture d'électricité est établie par l'article 52.2 *LRE* (coûts de fourniture d'électricité patrimoniale et coûts réels des contrats d'approvisionnement). L'article 52.3 *LRE* édicte les règles à suivre pour déterminer les revenus requis afin d'assurer l'exploiter du réseau de distribution. Ceux-ci sont établis en tenant compte des dispositions des paragraphes 1 à 10 du premier alinéa de l'article 49, du dernier alinéa de ce même article et des articles 50 et 51.95
321. En vertu de l'article 51 *LRE*⁹⁶, un tarif de distribution d'électricité ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du Distributeur et le développement normal du réseau de distribution ou d'assurer un rendement raisonnable sur la base des tarifications.
322. Il importe de souligner que l'article 51 de la *LRE* interdit uniquement la fixation d'un tarif à un taux plus élevé que les critères énoncés à cet article. Cet article n'édicte aucune interdiction à l'effet que le tarif de distribution puisse prévoir un taux plus faible ou des conditions moins onéreuses.
323. Une telle interprétation concorde d'ailleurs avec les pouvoirs de la Régie établis en vertu des articles 5, 31 et 49 *LRE* qui requièrent que la Régie s'assure que les consommateurs paient selon un tarif juste et raisonnable et qu'elle concilie les divers intérêts en jeu. Il ne serait donc être exclusivement question de rentabilité, ou de répondre automatiquement au désir du Distributeur de récupérer son déficit historique en moins de six (6) mois.
324. Il appert de ce qui précède que la *LRE* n'oblige aucunement la Régie à se sentir totalement liée par l'éradication d'un déficit dans une période prédéterminée par une entité qu'elle réglemente. Ce n'est pas HQD qui fixe les règles du jeu, c'est la Régie. Par le fait même, la *LRE* n'impose aucunement à la Régie l'obligation d'augmenter les tarifs afin de rembourser un déficit existant sur une période d'un an.

⁹⁵ *LRE*, art. 52.3.

⁹⁶ *LRE*, art. 52.3.

325. Par contre, si elle choisit de prendre en considération le déficit et les mesures visant son atténuation et son éradication lorsqu'elle exerce sa compétence dans le cadre d'un dossier tarifaire, elle doit orchestrer cet élément avec les autres obligations qui s'imposent à elle : s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif et concilier les intérêts en jeu⁹⁷.
326. Ainsi, la Régie devrait, afin d'exercer sa compétence et de remplir ses obligations, compte tenu de la preuve présentée au dossier, demander à ce que la prise en compte du déficit se fasse de façon progressive permettant ainsi à HQD de combler graduellement son déficit et aux consommateurs de prévoir les augmentations de tarifs.
327. De plus, en vertu de l'article 32, paragraphe 3.1 de la *LRE*, la Régie a toute la latitude pour déterminer les méthodes comptables et financières qui sont applicables au Distributeur.
328. Puisqu'il s'agit de la première étude des coûts du Distributeur, la Régie pourrait très bien établir une méthode comptable et financière transitoire pour traiter le déficit historique d'HQD selon des modalités réalistes.

4.2.2 Hydro-Québec

329. La *Loi sur Hydro-Québec*⁹⁸ impose à Hydro-Québec, et par le fait même à HQD, certaines obligations eu égard à la détermination des tarifs dont elle peut requérir l'application. Il est donc pertinent de déterminer si parmi les obligations qui s'imposent à HQD, se retrouve l'obligation de combler le déficit existant sur une période d'un an.
330. Aux termes de l'article 24 de la *Loi sur Hydro-Québec*, HQD doit maintenir des tarifs d'énergie à un niveau suffisant pour défrayer au moins : (i) tous ses frais d'exploitation; (ii) l'intérêt sur sa dette; et (iii) l'amortissement des saisies immobilisations sur une période maximale de 50 ans. Cependant, aux termes de l'article 22.0.1. de la *Loi sur Hydro-Québec*, les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est distribuée sont fixés par la Régie, à moins qu'il ne s'agisse d'un contrat spécial pour lequel le gouvernement du Québec peut fixer les tarifs et les conditions applicables.
331. Lors de la détermination des tarifs d'HQD, il faut donc prendre en considération tant la *LRE* que la *Loi sur Hydro-Québec*.
332. Or, ni aux termes de la *Loi sur Hydro-Québec* et de ses règlements d'application ni aux termes de la *LRE*, l'existence d'un déficit n'est un facteur qui doive être

⁹⁷ Arts 49, 52.1, 59.3 et 5.

⁹⁸ L.R.Q. c.H-5.

obligatoirement pris en considération lors de la fixation des tarifs de distribution d'Hydro-Québec. La Régie jouit donc encore ici de toute la latitude voulue.

333. De plus, et à l'opposé du gouvernement du Québec⁹⁹ (voir onglet 7) et des établissements publics du réseau de la santé et des services sociaux¹⁰⁰ (voir onglet 8), aucune disposition législative ou réglementaire stipule qu'HQD ne peut encourir un déficit budgétaire.
334. Il importe par ailleurs de préciser que le gouvernement du Québec a édicté des règles eu égard à la gestion comptable du déficit de certains organismes publics et a même interdit à certains d'entre eux d'encourir un déficit.
335. Tout comme Hydro-Québec, l'Agence métropolitaine de transport est une personne morale mandataire de l'État québécois¹⁰¹ (voir onglet 6) qui doit établir des tarifs pour les services offerts¹⁰² selon différents facteurs et diverses catégories d'usagers, voire de consommateurs.¹⁰³ Pour ces deux organismes, les facteurs qui doivent être considérés lors de la fixation des tarifs ne font aucunement mention de l'existence ou de la non existence d'un déficit.
336. Par contre, aux termes de la *Loi sur l'Agence métropolitaine de transport*, l'Agence ne peut prévoir, sauf exception, des dépenses supérieures à ces revenus. De même, la *Loi sur l'Agence métropolitaine de transport* impose à l'Agence l'obligation d'intégrer tout déficit encouru comme dépense à son budget :

« 61. Le budget ne peut prévoir, sauf avec l'autorisation du ministre, aux conditions et selon les modalités qu'il détermine, de dépenses supérieures aux revenus de l'Agence.

62. L'Agence doit intégrer dans son budget, comme revenu, le surplus anticipé de l'année courante et tout autre surplus dont elle dispose.

Elle doit aussi intégrer, comme dépense, le cas échéant, le déficit de l'année précédente et celui anticipé pour l'année courante. »

⁹⁹ *Loi sur l'équilibre budgétaire*, L.R.Q. c. E-12.00001, art. 6 : « Le gouvernement ne peut encourir aucun déficit budgétaire ».

¹⁰⁰ *Loi sur l'équilibre budgétaire du réseau public de la santé et des services sociaux*, L.R.Q. c. E-12.0001, art. 3 : « Un établissement public doit, en cours d'année financière, maintenir l'équilibre entre ses dépenses et ses revenus. » et art. 4 : « Aucun établissement public ne doit encourir de déficit à la fin d'une année financière. »

¹⁰¹ *Loi sur l'Agence métropolitaine de transport*, art. 2.

¹⁰² *Loi sur l'Agence métropolitaine de transport*, arts. 25 (1) et 35 par. 4 et 11.

¹⁰³ *Loi sur l'Agence métropolitaine de transport*, arts. 25 (2) et 40.

337. Précisons que le gouvernement du Québec a assujéti d'autres organismes publics à des obligations similaires. Mentionnons à titre d'exemple la Société de transport de Montréal¹⁰⁴(voir onglet 9). Il en est de même pour la Régie de l'énergie à titre d'organisme public dont les exercices financiers ne peuvent, en vertu de l'article 107 *LRE*, comporter un déficit cumulé.
338. Or, ni la *Loi sur Hydro-Québec* ni la *LRE* n'interdisent à HQD d'encourir un déficit ou de prévoir des dépenses supérieures à ces revenus. D'ailleurs, la tolérance d'HQ intégré ou d'HQD envers son propre déficit historique le démontre bien. Il n'y a non plus aucune obligation légale exigeant qu'HQD intègre, comme dépense, le déficit d'une année et celui anticipé pour l'année courante.
339. HQD doit donc être gérée comme toute autre entreprise privée, sous réserve des obligations énoncées à la *LRE* et la *Loi sur Hydro-Québec*, à savoir des tarifs justes et raisonnables, des montants globaux de dépenses nécessaires pour assurer la prestation de service et les obligations réglementaires ordonnées par la Régie de l'énergie.

4.2.3 Analyse

340. Il appert de ce qui précède que si le gouvernement du Québec avait voulu interdire à HQD d'encourir un déficit, il l'aurait indiqué dans la *Loi sur Hydro-Québec* ou dans la *LRE* ou encore dans leurs règlements d'application.
341. Il importe de souligner que le gouvernement du Québec n'a par ailleurs adopté aucun décret donnant des directives à Hydro-Québec ou à la Régie eu égard à la gestion du déficit ainsi qu'à son remboursement.
342. À cet égard, le dégel des tarifs autorisé par décret du gouvernement du Québec¹⁰⁵ ne saurait être interprété comme imposant à HQD l'obligation de combler son déficit sur une période d'une année.
343. Sans directive spécifique, les prétentions d'HQD devant la Régie prennent la nature d'un souhait. HQD veut régler son déficit le plus vite possible, à sa seule discrétion.

¹⁰⁴ *Loi sur les sociétés de transports en commun*, L.R.Q. c. S-30.01, arts. 119 et 120. Il en est de même pour les municipalités en vertu de la *Loi sur les cités et villes*, L.R.Q. c. C-19, arts 468.45, 474.4 et 474.7; du *Code municipal du Québec*, L.R.Q. c. C-27.1, arts 614, 957.1 et 957.4, de la *Loi sur les villages nordiques et l'administration régionale Kativik*, L.R.Q. c. V-6.1, arts 229 et 400 et de la *Loi sur les dettes et les emprunts municipaux*, L.R.Q. c. D-7, arts. 3. C'est aussi le cas pour la Communauté métropolitaine de Montréal en vertu de la *Loi sur la communauté métropolitaine de Montréal*, L.R.Q. c. C-37.01, art. 174, et les commissions scolaires en vertu de la *Loi sur l'instruction publique*, L.R.Q. c. I-13.3, art. 280.

¹⁰⁵ Décret 817-2003 (11 août 2003), G.O.Q.2003.II.3897.

344. Certes, le décret du gouvernement permet l'augmentation des tarifs, mais cette augmentation doit se faire dans le respect des obligations découlant de la *LRE* et de la *Loi sur Hydro-Québec*. Autrement dit, l'augmentation doit respecter et concilier les intérêts des consommateurs et d'HQD.
345. Tel que mentionné précédemment, une façon de concilier les intérêts des consommateurs et d'HQD est de prendre en compte le déficit d'HQD de façon progressive permettant ainsi à HQD de combler graduellement son déficit, si celui-ci existe toujours, et aux consommateurs de prévoir les augmentations de tarifs.
346. À ce sujet et à titre illustratif, il est intéressant de souligner que même si la *Loi sur l'équilibre budgétaire* interdit au Gouvernement d'encourir un déficit, celle-ci lui permet d'encourir, en certaines circonstances, un dépassement, i.e. les sommes manquantes pour atteindre les objectifs d'équilibre budgétaire ou de surplus prévus pour une année financière prévue par la loi ou par un plan financier de résorption.¹⁰⁶
347. Lorsqu'un dépassement se réalise, le gouvernement du Québec a l'obligation de le résorber, mais celui-ci peut le faire de façon progressive sur une période de cinq (5) ans.¹⁰⁷
348. Certes, le dégel tarifaire a été devancé, mais cela ne justifie en rien le remboursement du déficit sur une période de six (6) mois.

CONCLUSION

349. En somme, ni la loi, ni les règlements, ni les directives du gouvernement du Québec ni même la pratique d'HQD ne permettent de justifier le remboursement du déficit existant sur une période de six (6) mois.
350. La Régie se doit donc d'exercer sa compétence en fonction des critères établis par la *LRE* et la *Loi sur Hydro-Québec*. Alors que ces textes et leurs règlements d'application ne comportent aucune indication quant à la gestion et au remboursement d'un déficit existant, ceux-ci imposent clairement à la Régie l'obligation de s'assurer que les tarifs seront justes et raisonnables et de concilier les intérêts en jeu.
351. La Coalition, espérant avoir été utile aux travaux de la Régie, demande le remboursement de ses frais.

¹⁰⁶ *Loi sur l'équilibre budgétaire*, arts. 2, 8 et 10.

¹⁰⁷ *Loi sur l'équilibre budgétaire*, arts. 11 et 12.

352. Le tout respectueusement soumis.

Montréal, ce 1^{er} décembre 2003

(s) Fasken Martineau DuMoulin

FASKEN MARTINEAU DuMOULIN s.r.l.
Procureurs la Coalition et de la FCEI/UMQ

Copie conforme

ANNEXE A

LISTE DES RECOMMANDATIONS

Recommandation 1 :	La Coalition recommande à la Régie que pour chacune des pièces dans les preuves soumises par Hydro-Québec ou une de ses divisions, il soit clairement indiqué de quelle partie de l'entreprise elle émane (HQD, HQT, HQP ou autre). Cette règle devrait être valide autant pour la preuve écrite, que les demandes d'information ou les engagements.
Recommandation 2 :	Dans ce contexte, alors que nous sommes en mode prospectif par rapport aux dossiers futurs, la Coalition recommande qu'à l'avenir l'ensemble des données contenues dans les preuves présentées par Hydro-Québec soit disponible en format Excel.
Recommandation 3 :	La Coalition recommande donc que HQD fournisse à l'avenir une dérivation complète de ses revenus historiques pour chaque catégorie tarifaire, incluant le nombre d'abonnement, les charges et tarifs, les ventes en GWh, de même que les revenus en dollars, et cela autant sur une base normalisée que réelle, pour chacune des catégories tarifaires.
Recommandation 4 :	La Coalition recommande également que HQD fournisse le même niveau de détail pour les données prévisionnelles que pour les données historiques.
Recommandation 5 :	Dans ce contexte, et suivant les indications de la Régie qu'elle désirait examiner cette question dans le futur, nous recommandons que le Distributeur ajoute dans sa preuve une section présentant l'ensemble des dérivations et hypothèses permettant d'obtenir le niveau des ventes normalisées en GWh et en dollars pour chaque catégorie tarifaire. Encore une fois, cette information devrait être disponible autant sur une base historique que prévisionnelle.
Recommandation 6 :	La Coalition recommande également que les revenus réglementaires du Distributeur soient réconciliés avec les revenus comptables figurant aux rapports annuels

	et aux rapports trimestriels.
Recommandation 7 :	La Coalition suggère donc à la Régie de faire preuve d'une extrême prudence et de bien étudier les scénarios des tableaux A16 et A17 avant d'établir le niveau des revenus espérés pour 2004. Nous recommandons d'ailleurs à la Régie d'adopter des ventes de 167,4 TWh, soit un niveau excédant le tarif patrimonial et représentant une croissance de 1,7% par rapport à 2003, comme la borne inférieure de la prévision des ventes pour 2004.
Recommandation 8 :	Dans ce contexte, étant donné la hausse de l'effectif moyen au-delà du niveau de 2002, la Coalition recommande de retrancher le coût attribuable aux employés additionnels de 18,4 M\$ du revenu requis du Distributeur pour 2004.
Recommandation 9 :	La Coalition recommande donc que la Régie demande à HQD de s'engager à fournir, lors du prochain dossier tarifaire, une évaluation et une discussion sur les mérites respectifs des différentes mesures de son effectif qu'elle utilise ou pourrait utiliser.
Recommandation 10 :	Dans le contexte du manque à gagner important allégué par le Distributeur, du fait que le versement des primes et bonis est pratiquement garanti à chaque année, sans oublier que les indicateurs servant de déclencheurs ne dépendent pas de la productivité des employés ni même des résultats de leurs divisions, la Coalition croit que le régime d'intéressement représente une politique corporative est que les coûts de ce régime devrait être supporté par l'entité corporative. Les coûts de 26,5 M\$ de ce régime pour le Distributeur en 2004 devraient donc être retranchés du revenu requis par la Régie.
Recommandation 11:	La Coalition recommande donc que la Régie indique au Distributeur que pour les années futures la croissance de la masse salariale, à laquelle les montants liés à la croissance de l'effectif et du régime d'intéressement auront été soustraits, ne pourra dépasser le taux annuel de l'inflation québécoise.
Recommandation 12:	Dans ce contexte, la Coalition recommande à la Régie de réduire les coûts d'opération du Distributeur

	de 42,5 M\$ en 2004, ce qui est équivalent à une baisse de 4,4% de ces coûts, de manière à tenir compte des économies réalisables au niveau des charges de services partagés du Distributeur.
Recommandation 13:	Dans l'intérêt des usagers et de la minimisation des coûts, en plus de donner plus de réalité à la notion de séparation fonctionnelle, la Coalition recommande que la Régie établisse un mécanisme d'appel d'offre public pour l'approvisionnement en bien et service du Distributeur dès 2004.
Recommandation 14:	De même, la Coalition recommande que la Régie ordonne aux unités de services partagés de suspendre le programme de balisage, qui de toute façon ne semble pas destiné à fournir des informations véritablement pertinentes, autant pour le Distributeur, les intervenants que la Régie.
Recommandation 15:	La Coalition estime donc devoir elle-même défendre les intérêts du Distributeur devant l'entité corporative Hydro-Québec. Pour ce faire, nous recommandons à la Régie que les frais corporatifs soient gelés au niveau de 2002 selon l'inducteur charges primaires et immobilisations nettes de 33,3 M\$.
Recommandation 16 :	Dans ce contexte, la Coalition recommande que les dix mesures proposées par l'expert Mark Drazen dans sa preuve soient retenues parmi les mesures de balisage que le Distributeur présentera dans ses preuves futures sur le sujet.
Recommandation 17 :	La Coalition recommande également, pour faciliter le balisage futur, notamment avec les firmes américaines, que la Régie adopte le « FERC Form 1 », ou un standard similaire, pour obtenir les données annuelles complètes de la part du Distributeur.
Recommandation 18 :	Dans le contexte du peu d'indicateurs de performances fournis par le Distributeur, des baisses de productivité constatées avec les indicateurs et mesures disponibles et de l'absence d'un plan de réduction des dépenses et de hausses de productivité, la Coalition recommande à la Régie de forcer des hausses de productivité significatives en réduisant le revenu requis du Distributeur,

	notamment au niveau de la masse salariale, des services partagés et des frais corporatifs, et en accordant une hausse de tarif nulle ou bien inférieure à celle demandée.
Recommandation 19 :	De plus, la Coalition recommande que la Régie demande un plan de réduction des investissements et des coûts de l'entreprise, de même qu'un plan de hausses de productivité quantifiables pour la prochaine cause tarifaire. La Régie devrait par ailleurs indiquer qu'en l'absence du dépôt d'un tel plan, elle ne pourra considérer des hausses tarifaires futures.
Recommandation 20:	Conséquemment, la Coalition recommande que la Régie tienne compte des éléments de la dette de court terme dans le calcul du coût de la dette d'Hydro-Québec.
Recommandation 21 :	La Coalition recommande donc à la Régie d'exclure l'encaisse et les placements des éléments de court terme et d'augmenter la prévision de la somme des billets de court terme, avant de fixer le coût de la dette d'Hydro-Québec.
Recommandation 22 :	En conséquence, la Coalition recommande que la Régie établisse le taux prospectif suivant la formule de la FERC et de nos experts comme le taux devant être utilisé pour capitaliser les frais financier sur les nouveaux projets d'investissements, et que ce taux pondère le court terme à 72,8% et le long terme à 27,2%, résultant en un taux de 4,66%.
Recommandation 23 :	Dans ce contexte, la Coalition recommande que lors du prochain dossier tarifaire, les principes visant à établir le coût de la dette soit entièrement revus, incluant notamment les questions comme la maturité et la structure de la dette, les pertes de changes et les frais de garantie.
Recommandation 24 :	La Coalition recommande également de revoir le principe visant à établir le taux d'intérêt applicable à l'ensemble des comptes de frais reporté dès le prochain dossier tarifaire.
Recommandation 25 :	Compte tenu des points soulevés dans ce plaidoyer, la Coalition des consommateurs d'électricité

	recommande que la hausse tarifaire accordée par la Régie soit au maximum de 1,6%, soit le niveau de l'inflation projeté pour 2004.
Recommandation FCEI/UMQ 1 :	Conséquemment, la FCEI/UMQ recommande que la Régie rejette la recommandation de l'expert de l'AQCIE/CIFQ et que si elle choisit d'accorder une hausse tarifaire, que cette hausse soit uniforme entre les classes d'utilisateurs.

ANNEXE B

TABLEAUX

Tableau 1 - Composantes des coûts de service d'Hydro-Québec Distribution

	Années historiques		Année de base	Année témoin
	2001	2002	2003	2004
	(Millions de dollars)			
Achats				
Approvisionnement en électricité				
Patrimoniale	4 046.9	4 173.2	4 420.6	4488.6
Non-patrimoniale	52.4	51.4	67.3	138.8
Sous-total	4 099.3	4 224.6	4 487.9	4 627.4
Service de transport				
	2 313.0	2 313.0	2 313.0	2 313.0
Total des Achats	6 412.3	6 537.6	6 800.9	6 940.4
Coûts de distribution et service à la clientèle				
Charges d'exploitation				
<i>Charges brutes directes</i>				
Masse salariale				
Salaire de base	384.5	431.4	430.9	437.0
Temps supplémentaire	51.7	43.4	35.1	36.3
Régime d'intéressement corporatif	8.7	9.7	9.7	10.0
Autres primes	14.6	17.2	15.8	16.5
Avantages sociaux	64.6	72.8	78.4	81.2
Sous-total	524.1	574.5	569.9	581.0
Autres charges brutes directes				
Dépenses de personnels et indemnités	41.2	32.2	21.7	21.7
Services externes et ressources financières	167.2	166.0	181.7	181.4
Stocks, achats de biens, locations, autres	102.5	118.1	113.6	120.6
Sous-total	310.9	316.3	317.0	323.7
Récupération des coûts	-40.8	-47.8	-42.3	-42.2
Total des charges brutes directes	794.2	843.0	844.6	862.5
<i>Charges de services partagés</i>				
Centre de services partagés				
Approvisionnements et services	146.2	156.0	160.2	148.1
Technologies de l'information	83.6	80.3	83.9	73.2
Télécommunications de service	33.5	28.4	29.7	32.6
Autres	6.1	6.2	7.5	20.4
Rendement	5.8	5.7	5.4	5.9
Sous-total	275.2	276.6	286.7	280.2
Unités corporatives				
Institut de recherche d'Hydro-Québec	46.3	37.2	34.8	37.8
Hydro-Québec TransÉnergie	27.0	27.6	27.5	27.5
Hydro-Québec Production	43.3	44.3	42.9	36.3
Hydro-Québec Équipements	0.6	1.5	1.5	1.5
Valorisations et participations	2.2	2.7	2.0	2.0
Régularisations et ajustements divers	0.2	0.8	1.9	1.9
	3.7	1.1	-6.8	-1.2
Total des charges de services partagés	398.5	391.8	390.5	386.0
<i>Coûts capitalisés</i>				
Prestations de travail	-218.9	-232.3	-227.9	-232.7
Gestion du matériel	-41.7	-38.7	-37.9	-38.5
Autres	6.5	18.6		
Total des coûts capitalisés	-254.1	-252.4	-265.8	-271.2
Frais corporatifs	35.8	36.4	44.9	45.4
Facturation interne émise	-23.8	-35.1	-42.8	-51.2
Total des charges d'exploitation	950.6	983.7	971.4	971.5
Éléments exceptionnels				
Crédits de retraite	-31.9	-42.3	-44.0	-18.2
Crédit d'intérêts (remboursement gouvernemental)	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9
Total des éléments exceptionnels	-37.8	-48.2	-49.9	-24.1

Tableau 1 - Composantes des coûts de service d'Hydro-Québec Distribution

	Années historiques		Année de base	Année témoin
	2001	2002	2003	2004
Autres Charges				
Achats de combustible	25.6	24.7	26.9	26.9
Amortissement et déclassement				
Immobilités et actifs incorporels	413.4	414.5	426.5	413.4
Actifs réglementaires	7.6	6.9	6.1	9.2
Radiations et retraits	2.1	19.4	0.5	7.7
Sous-Total	423.1	440.8	433.1	430.3
Taxes				
Capital	47.7	48.9	47.9	52.7
Revenu brut	39.0	39.6	41.9	40.6
Municipales et scolaires	12.0	12.5	12.6	12.6
Sous-total	98.7	99.0	102.4	105.9
Total des autres charges	521.8	539.8	535.5	536.2
Facturation externe émise	-70.3	-53.2	-51.3	-52.0
Coût en capital	799.2	736.6	686.0	665.8
Total des coûts de distribution et service à la clientèle	2 189.1	2 183.4	2 118.6	2 124.3
Total du coût de service du distributeur	8 601.4	8 721.0	8 919.5	9 064.7
Références I	(Millions de dollars)			
Base de tarification	8 164.0	8 103.1	8 237.5	8 465.2
Structure de capital				
Capitaux empruntés	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%
Capitaux propres	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%
Taux				
Capitaux empruntés	10.00%	8.92%	8.12%	7.41%
Capitaux propres	9.41%	9.41%	8.71%	8.71%
Rendement sur la base de tarification	9.79%	9.09%	8.33%	7.87%
Rendement sur la base de tarification	799.2	736.6	686.0	665.8
Références II				
Ventes normalisées (GWh)	154 600	158 600	163 227	166 278
Ventes brutes (GWh)	152 212	158 265	164 556	166 278
Ventes sans hausses	7 796.6	8 066.5	8 499.8	8 597.7
Ventes avec les hausses	7 796.6	8 166.5	8 565.0	9 012.0
Revenus requis	8 601.4	8 721.0	8 919.5	9 064.7
Déficit sans hausses	-804.8	-654.5	-419.7	-467.0
Déficit avec hausses	-804.8	-654.5	-354.5	-52.7
Références III				
Nombre d'abonnement	3 557 000	3 597 000	3 639 000	3 678 000
Nombre d'employé	7 584	7 651	7 862	7 871
Taille du réseau (km)	106 394	107 100	108 300	109 383
Taux d'inflation Québec	2.4%	2.2%	2.0%	1.3%
Index de l'inflation	100.0	102.2	105.2	106.5

Tableau A1 - abonnements, ventes et revenus par catégorie tarifaire

Catégorie de consommateur	Abonnements				Ventes				Ventes				Revenus				Revenus Avec hausses Normalisés (M\$)
	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004	
	Réal	Réels (GWh)	Réels (GWh)	Normalisés (GWh)	Réels (M\$)	Réels (M\$)	Réels (M\$)	Normalisés (M\$)	Tarifs actuels Normalisés (M\$)	Tarifs actuels Normalisés (M\$)	Tarifs actuels Normalisés (M\$)	Tarifs actuels Normalisés (M\$)	Tarifs actuels Normalisés (M\$)	Tarifs actuels Normalisés (M\$)	Tarifs actuels Normalisés (M\$)		
Domestique et agricole																	
Réseau relié																	
Tarifs D et DM	2 942 066	2 977 662	52 856	49 861	50 979	51 806	53 133	2 987	3 108	3 277	3 097	3 155	3 216	3 290	3 452	3 595	
Tarif DH	198	186	4	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tarif DT	117 418	118 524	2 524	2 470	2 387	2 577	2 585	122	113	125	128	116	122	125	132	132	
Réseaux autonomes																	
Tarifs D et DM	11 173	11 375	160	141	156	160	162	9	10	11	9	10	11	11	11	11	
Sous-total	3 070 855	3 107 747	55 544	52 476	53 526	54 547	55 884	3 119	3 231	3 412	3 234	3 281	3 348	3 426	3 595	3 595	
% du Total Distributeur	91,2%	91,2%	33,5%	33,9%	33,7%	33,4%	33,6%	40,0%	40,0%	40,1%	40,6%	40,4%	39,7%	40,0%	40,1%	40,1%	
Var. ann. (M\$)	1,2%	1,2%	4,6%	3,9%	2,0%	1,8%	2,5%	1,5%	1,5%	5,6%	1,5%	1,5%	2,6%	2,3%	7,2%	7,2%	
Petite et moyenne puissance																	
Réseau relié																	
Tarifs G et à forfait	269 396	270 094	12 173	11 924	12 167	12 070	12 214	898	927	925	907	926	919	932	980	980	
Tarif G-9	3 507	3 664	1 041	970	1 041	1 043	1 055	96	104	105	96	104	104	105	110	110	
Tarif M	11 118	11 508	24 317	23 360	24 308	25 123	25 904	1 404	1 468	1 532	1 410	1 468	1 528	1 571	1 652	1 652	
Tarifs d'éclairage public et																	
Sentinelles	5 833	5 744	554	546	556	554	553	41	41	41	41	41	41	41	43	43	
Tarif BT	4 645	4 516	1 527	1 560	1 527	1 700	1 839	54	53	60	54	53	60	64	67	67	
Réseaux autonomes																	
Tarifs G et à forfait	2 262	2 282	86	78	86	87	90	6	7	7	6	7	7	7	8	8	
Tarif G-9	10	11	3	3	2	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tarif M	25	28	44	40	44	45	48	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Tarifs d'éclairage public et																	
Sentinelles	44	44	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sous-total	296 840	297 891	39 748	38 483	39 733	40 625	41 707	1 500	2 603	2 672	2 516	2 602	2 662	2 723	2 863	2 863	
% du Total Distributeur	8,8%	8,7%	25,1%	24,9%	25,0%	24,9%	25,1%	32,1%	32,3%	31,4%	31,7%	32,1%	31,6%	31,8%	31,9%	31,9%	
Var. ann. (M\$)	0,6%	0,6%	4,3%	2,8%	3,2%	2,2%	2,7%	4,1%	4,1%	2,7%	3,4%	3,4%	2,5%	2,3%	7,6%	7,6%	
Grande puissance																	
Réseau relié																	
Tarif L	241	241	45 155	42 154	45 182	47 831	48 451	618	1 744	1 863	1 622	1 745	1 861	1 880	1 976	1 976	
Tarif H	3	2	16	35	16	13	16	3	2	1	3	2	1	1	1	1	
Tarif LD et LP	9	10	5	5	9	7	9	0	0	1	0	0	1	1	1	1	
Contrats spéciaux	8	7	20 370	21 446	20 370	20 203	20 298	556	487	551	556	487	551	532	535	535	
Sous-total	261	260	65 550	63 638	65 577	68 055	68 774	1 178	2 233	2 415	2 181	2 234	2 413	2 414	2 514	2 514	
% du Total Distributeur	0,8%	0,8%	41,4%	41,2%	41,3%	41,7%	41,3%	27,9%	27,7%	28,4%	27,5%	27,5%	28,6%	28,2%	28,0%	28,0%	
Var. ann. (M\$)	0,0%	0,0%	3,3%	4,0%	3,0%	3,9%	4,1%	2,5%	2,5%	8,2%	2,4%	2,4%	8,0%	3,0%	4,2%	4,2%	
Total Distributeur	3 367 956	3 405 898	158 266	154 597	158 836	163 227	166 366	7 797	8 068	8 500	7 931	8 117	8 424	8 563	8 972	8 972	
Var. ann. (M\$)	1,1%	1,1%	4,0%	2,1%	2,1%	2,8%	1,9%	3,5%	3,5%	5,4%	2,3%	2,3%	3,8%	1,7%	6,5%	6,5%	

Source: HQD-11 document 12 pp. 26-27 et HQD-13, doc. 6.17 p. 8

Tableau A2 - Comparaison des prévisions et des résultats après 3 trimestres

	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004	2004	2004
	Ventes				Revenus				Revenus	Revenus
									Tarifs	Avec hausse
									actuels	de tarif
									Normalisés	Normalisés
									(M\$)	(M\$)
	Réelles	Normalisées	Tarifs actuels	Tarifs réels	Tarifs réels	Tarifs réels	Tarifs réels	Tarifs réels	Tarifs réels	Tarifs réels
	(GWh)	(GWh)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
Total Distributeur	152 211	158 266	164 556	166 366 *	7 797	8 068	8 500	8 563 *	8 563 *	8 972
Variation	4,0%	4,0%	4,0%	1,9%	3,5%	3,5%	5,4%	0,7%	0,7%	5,6%
Résultats après 3 trimestres	112 100	114 200	121 700	121 700	5 723	5 820	6 229	6 229	6 229	6 229
Variation	1,9%	1,9%	6,5%	0,0%	1,7%	1,7%	7,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Résultats annuels 2003 avec la même croissance qu'après 3 trimestre			168 712	168 712			8 633	8 633	8 633	8 633
Différence avec la prévision du distributeur			4 156	4 156			133	133	133	133
Résultats 2004 en assumant une croissance égale à la moyenne de 2002 et 2003										
Différence avec la prévision du distributeur										

Source: HQD-11 document 12 pp. 26-27 et rapports trimestriels de Hydro-Québec à : <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/index.html>.
 *: Nouvelle prévision pour 2004 provenant de HQD-1 doc. 1 p.16 et de HQD-9 doc. 1 p. 13.

Tableau A3 - Indicateurs de performances pour certains processus du Distributeur

Accueil et traitement des demandes des clients						
Année	CEN en M\$	Variation	Abonnements	Variation	CEN en \$ / abonnement	Variation
2000	117.30		3 528 437		33.24	
2001	117.70	0.34%	3 556 980	0.81%	33.09	-0.46%
2002	129.70	10.20%	3 596 240	1.10%	36.07	8.99%
2003	126.50	-2.47%	3 638 918	1.19%	34.76	-3.61%
2004	131.20	3.72%	3 677 617	1.06%	35.68	2.62%
2000-2004		11.85%		4.23%		7.31%

Relève des compteurs						
Année	CEN en M\$	Variation	Abonnements	Variation	CEN en \$ / abonnement	Variation
2000	55.40		3 528 437		15.70	
2001	55.50	0.18%	3 556 980	0.81%	15.60	-0.62%
2002	59.00	6.31%	3 596 240	1.10%	16.41	5.15%
2003	60.30	2.20%	3 638 918	1.19%	16.57	1.00%
2004	61.20	1.49%	3 677 617	1.06%	16.64	0.42%
2000-2004		10.47%		4.23%		5.99%

Facturation et encaissement						
Année	CEN en M\$	Variation	Abonnements	Variation	CEN en \$ / abonnement	Variation
2000	25.00		3 528 437		7.09	
2001	25.50	2.00%	3 556 980	0.81%	7.17	1.18%
2002	28.20	10.59%	3 596 240	1.10%	7.84	9.38%
2003	27.40	-2.84%	3 638 918	1.19%	7.53	-3.98%
2004	28.80	5.11%	3 677 617	1.06%	7.83	4.00%
2000-2004		15.20%		4.23%		10.53%

Crédit et recouvrement						
Année	CEN en M\$	Variation	Abonnements	Variation	CEN en \$ / abonnement	Variation
2000	101.60		3 528 437		28.79	
2001	102.60	0.98%	3 556 980	0.81%	28.84	0.17%
2002	93.50	-8.87%	3 596 240	1.10%	26.00	-9.86%
2003	96.90	3.64%	3 638 918	1.19%	26.63	2.42%
2004	93.80	-3.20%	3 677 617	1.06%	25.51	-4.22%
2000-2004		-7.68%		4.23%		-11.42%

Source: HQD-11 Doc. 12, pp. 62-63

Tableau A4 - Masse salariale et effectifs

	Années Historiques		Année de base	Année projetée	Variation	Variation
	2001	2002	2003	2004	2001-2004	2001-2004
Masse salariale (en M\$)	524.1	574.5	569.9	581.0	10.9%	56.9
Salaire de base	384.5	431.4	430.9	437.0	13.7%	52.5
Temps supplémentaire	51.7	43.4	35.1	36.3	-29.8%	-15.4
Primes et revenus divers	23.3	26.9	25.5	26.5	13.7%	3.2
Régime d'intéressement corporatif	8.7	9.7	9.7	10.0	14.9%	1.3
Autres	14.6	17.2	15.8	16.5	13.0%	1.9
Avantages sociaux	64.6	72.8	78.4	81.2	25.7%	16.6
Effectif annuel moyen	7584	7651	7862	7871	3.8%	287.0
Masse salariale moyenne	69 106.0	75 088.2	72 487.9	73 815.3	6.8%	4 709.3

Source: HQD-5 Document 4

Tableau A5 - Croissance relative des abonnements, du réseau, du nombre d'employé et de l'inflation

	Années Historiques		Année de base	Année projetée	Variation
	2001	2002	2003	2004	2001-2004
Abonnements (000)	3 557	3 597	3 639	3 678	3.4%
Lignes de distribution - km	106 400	107 100	108 300	109 400	2.8%
Nombre d'employé	7 584	7 651	7 862	7 871	3.8%
Inflation (2001=100)	100.0	102.2	105.2	106.5	6.5%

Source: HQD-2 Doc. 1 p.53, HQD-5 Doc. 4 et Phase I, HQD-10 Doc. 5 p.4, Profil Régional, HQ, 2001 and 2002.

Note: Le réseau croît de 1% en 2004, par hypothèse.

Tableau A6 - Effectif total

	Années historiques		Année de base	Année témoin	Variation
	2001	2002	2003	2004	2001-2004
Effectif annuel moyen	7 584	7 651	7 862	7 871	287
<i>Variation</i>		<i>0.9%</i>	<i>2.8%</i>	<i>0.1%</i>	<i>3.8%</i>
Bureaux	3 373	3 277	3 261	3 231	-142
Permanent	2 270	2 227	2 219	2 368	98
Temporaire	1 103	1 050	1 042	863	-240
<i>Variation</i>		<i>-2.8%</i>	<i>-0.5%</i>	<i>-0.9%</i>	<i>-4.2%</i>
Métiers	2 006	2 024	2 045	2 045	39
Permanent	1 903	1 895	1 908	1 897	-6
Temporaire	103	129	137	148	45
<i>Variation</i>		<i>0.9%</i>	<i>1.0%</i>	<i>0.0%</i>	<i>1.9%</i>
Techniciens	433	451	435	450	17
Permanent	290	294	324	324	34
Temporaire	143	157	111	126	-17
<i>Variation</i>		<i>4.2%</i>	<i>-3.5%</i>	<i>3.4%</i>	<i>3.9%</i>
Ingénieurs	216	236	239	242	26
Permanent	214	229	231	231	17
Temporaire	2	7	8	11	9
<i>Variation</i>		<i>9.3%</i>	<i>1.3%</i>	<i>1.3%</i>	<i>12.0%</i>
Spécialistes	824	869	1 044	1 063	239
Permanent	800	834	1 011	1 029	229
Temporaire	24	35	33	34	10
<i>Variation</i>		<i>5.5%</i>	<i>20.1%</i>	<i>1.8%</i>	<i>29.0%</i>
Professionnels	170	193	211	214	44
Permanent	160	180	197	202	42
Temporaire	10	13	14	12	2
<i>Variation</i>		<i>13.5%</i>	<i>9.3%</i>	<i>1.4%</i>	<i>25.9%</i>
Cadres	562	601	627	626	64
Permanent	562	601	627	626	64
<i>Variation</i>		<i>6.9%</i>	<i>4.3%</i>	<i>-0.2%</i>	<i>11.4%</i>

Source: HQD-11 Document 5 page 32.

Tableau A7 - Salaire moyen

	Années historiques		Année de base	Année témoin	Variation
	2001	2002	2003	2004	2001-2004
Salaire pondéré moyen (\$)	50 469.6	53 156.7	55 648.9	57 231.7	6 762
<i>Variation</i>		5.3%	4.7%	2.8%	13.4%
Bureaux	39 550.2	40 998.5	42 387.4	43 622.0	4 072
Permanent	41 129.4	42 535.9	43 862.0	44 789.0	3 660
Temporaire	36 300.3	37 737.8	39 247.0	40 420.0	4 120
<i>Variation</i>		3.7%	3.4%	2.9%	10.3%
Métiers	50 137.1	53 695.0	55 377.6	56 534.5	6 397
Permanent	50 559.0	54 374.0	56 112.0	57 343.0	6 784
Temporaire	42 342.0	43 721.0	45 150.0	46 172.0	3 830
<i>Variation</i>		7.1%	3.1%	2.1%	12.8%
Techniciens	52 409.3	53 964.8	57 219.5	58 217.5	5 808
Permanent	57 092.0	59 072.0	61 081.0	62 546.0	5 454
Temporaire	42 913.0	44 401.0	45 948.0	47 087.0	4 174
<i>Variation</i>		3.0%	6.0%	1.7%	11.1%
Ingénieurs	71 618.7	74 270.6	77 939.7	80 110.6	8 492
Permanent	71 716.0	74 590.0	78 334.0	80 684.0	8 968
Temporaire	61 212.0	63 823.0	66 555.0	68 070.0	6 858
<i>Variation</i>		3.7%	4.9%	2.8%	11.9%
Spécialistes	65 299.8	66 912.0	69 864.8	72 089.4	6 790
Permanent	65 672.0	67 529.0	70 390.0	72 659.0	6 987
Temporaire	52 892.0	52 209.0	53 775.0	54 851.0	1 959
<i>Variation</i>		2.5%	4.4%	3.2%	10.4%
Professionnels	67 773.1	70 497.2	73 404.1	75 886.4	8 113
Permanent	68 711.0	71 744.0	74 724.0	77 072.0	8 361
Temporaire	52 766.0	53 234.0	54 831.0	55 928.0	3 162
<i>Variation</i>		4.0%	4.1%	3.4%	12.0%
Cadres	80 591.3	83 282.2	86 274.0	88 593.0	8 002
Permanent	80 591.3	83 282.2	86 274.0	88 593.0	8 002
<i>Variation</i>		3.3%	3.6%	2.7%	9.9%

Source: HQD-11 Document 5 page 32.

Tableau A8 - Avantages sociaux moyens

	Années historiques		Année de base	Année témoin	Variation
	2001	2002	2003	2004	2001-2004
Avantages sociaux pondérés moyens (\$)	6 751.2	7 212.2	8 158.3	8 800.6	2 049
<i>Variation</i>		6.8%	13.1%	7.9%	30.4%
Bureaux	5 881.6	6 189.9	6 970.3	7 533.6	1 652
Permanent	6 035.0	6 328.0	7 125.0	7 673.0	1 638
Temporaire	5 566.0	5 897.0	6 641.0	7 151.0	1 585
<i>Variation</i>		5.2%	12.6%	8.1%	28.1%
Métiers	7 163.1	7 708.1	8 674.6	9 333.4	2 170
Permanent	7 212.0	7 787.0	8 768.0	9 442.0	2 230
Temporaire	6 260.0	6 549.0	7 374.0	7 942.0	1 682
<i>Variation</i>		7.6%	12.5%	7.6%	30.3%
Techniciens	6 928.8	7 378.5	8 427.8	9 041.5	2 113
Permanent	7 270.0	7 776.0	8 756.0	9 429.0	2 159
Temporaire	6 237.0	6 634.0	7 470.0	8 045.0	1 808
<i>Variation</i>		6.5%	14.2%	7.3%	30.5%
Ingénieurs	7 871.3	8 367.1	9 418.3	10 132.4	2 261
Permanent	7 877.0	8 389.0	9 446.0	10 173.0	2 296
Temporaire	7 265.0	7 652.0	8 617.0	9 279.0	2 014
<i>Variation</i>		6.3%	12.6%	7.6%	28.7%
Spécialistes	7 366.3	7 847.1	8 847.8	9 527.9	2 162
Permanent	7 387.0	7 896.0	8 891.0	9 575.0	2 188
Temporaire	6 676.0	6 682.0	7 524.0	8 103.0	1 427
<i>Variation</i>		6.5%	12.8%	7.7%	29.3%
Professionnels	7 753.9	8 232.2	9 271.1	9 995.6	2 242
Permanent	7 756.0	8 297.0	9 343.0	10 061.0	2 305
Temporaire	7 720.0	7 335.0	8 260.0	8 895.0	1 175
<i>Variation</i>		6.2%	12.6%	7.8%	28.9%
Cadres	8 727.0	9 292.0	10 463.0	11 268.0	2 541
Permanent	8 727.0	9 292.0	10 463.0	11 268.0	2 541
<i>Variation</i>		6.5%	12.6%	7.7%	29.1%

Source: HQD-11 Document 5 page 32.

Table A9 - HQ asset structure

Maturity of Assets by Asset Category:	Fiscal Year: 2002	
	\$ millions	% of total assets
Current Assets, Fixed Assets under 1 year, work in progress	8 087	14.4
Fixed Assets with remaining expected asset lives of >1 year to £5 years	772	1.4
Fixed Assets with remaining expected asset lives of >5 years to £10 years	2 423	4.3
Fixed Assets with remaining expected asset lives of >10 years	38 333	68.2
Remaining Assets (i.e., assets not accounted for above), Fixed Assets not Analyzed	6 554	11.7
Total Assets	56.169	100.0

Source: HQD-11 doc. 12.3

Table A10 - HQ liability structure

Maturity and Currency Structure of Liabilities by Liability Category:	Fiscal Year: 2002	
	\$ millions	% of Total Assets
Current Liabilities	5 884	10.5
Debt with remaining term-to-maturity of >1 year to ≤5 years	8 590	15.3
Debt with remaining term-to-maturity of >5 year to ≤10 years	7 086	12.6
Debt with remaining term-to-maturity of >10 years, perpetual debt	19 529	34.8
Remaining Liabilities	875	1.6
Total Liabilities	41 964	74.7
Equity	14 205	25.3
Total Liabilities plus Equity	56.169	100.0

Source: HQD-11 doc. 12.3

Tableau A11 - Frais financiers, dette ajustée et taux moyen de la dette (révisé 28-11-2003)

Année tarifaire	Années historiques		Année de base	Année témoin	Variation 2001-2004	Variation 2001-2004
	2001	2002	2003	2004		
Calcul des frais financiers						
Intérêts nets sur la dette à long terme	2 988.0	2 654.0	2 372.6	2 421.7	-566.3	-19.0%
Perte de change	308.0	179.0	181.0	-67.8	-375.8	-122.0%
Frais de garantie	184.0	187.0	186.2	173.7	-10.3	-5.6%
Frais financiers	3 480.0	3 020.0	2 739.8	2 527.6	-952.4	-27.4%
Calcul de la dette ajustée						
Dette à long terme au taux courant	38 772.0	37 805.0	35 853.3	35 350.1	-3 421.9	-8.8%
Actifs financiers liés à la dette	396.0	364.0	427.0	409.0	13.0	3.3%
Perte de change reportée nette	3 468.0	2 329.0	322.6	-434.0	-3 902.0	-112.5%
Portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées au BNR		1 207.0	1 268.7	1 227.2		
Frais reportés liés à la dette	97.0	67.0	57.0	57.0	-40.0	-41.2%
Dette ajustée du montant des frais reportés	34 811.0	33 836.0	33 778.0	34 090.9	-720.1	-2.1%
Taux moyen de la dette	10.00%	8.92%	8.11%	7.41%	-2.6%	-25.8%
Intérêts nets sur la dette ajustée	8.58%	7.84%	7.02%	7.10%	-1.5%	-17.2%
Perte de change sur la dette ajustée	0.88%	0.53%	0.54%	-0.20%	-1.1%	-122.5%
Frais de garantie sur la dette ajustée	0.53%	0.55%	0.55%	0.51%	0.0%	-3.6%

Source: Tableau 1 HQD-7, Document 2, page 7.

Tableau A12 - Coût moyen de la dette incluant les éléments à court terme

Année tarifaire	Années historiques		Année de base	Année témoin	Variation	Variation
	2001	2002	2003	2004	2001-2004	2001-2004
Calcul des frais financiers						
Intérêts nets sur la dette à long terme	2 988.0	2 654.0	2 372.6	2 421.7	-566.3	-19.0%
Intérêt sur billets à court terme	20.0	22.0	21.5	2.0	-18.0	-90.0%
Perte de change	308.0	179.0	181.0	-67.8	-375.8	-122.0%
Frais de garantie	184.0	187.0	186.2	173.7	-10.3	-5.6%
Revenus net de placement	42.0	17.0	15.0	12.0	-30.0	-71.4%
Frais financiers	3 458.0	3 025.0	2 746.3	2 517.6	-940.4	-27.2%
Calcul de la dette ajustée						
Dette à long terme au taux courant	38 772.0	37 805.0	35 835.4	35 350.1	-3 421.9	-8.8%
Billets à court terme	382.0	787.0	797.0	51.0	-331.0	-86.6%
Encaisse et placement à court terme	848.0	683.0	677.0	279.0	-565.0	-67.8%
Actifs financiers liés à la dette	396.0	364.0	427.0	409.0	13.0	3.3%
Perte de change reportée nette	3 468.0	2 329.0	322.6	-434.0	-3 902.0	-112.5%
Portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées au BNR		1 207.0	1 268.7	1 227.2		
Frais reportés liés à la dette	97.0	67.0	57.0	57.0	-40.0	-41.2%
Dette ajustée du montant des frais reportés	34 345.0	33 942.0	33 880.1	33 868.9	-476.1	-1.4%
Taux moyen de la dette	10.07%	8.91%	8.11%	7.43%	-2.6%	-26.2%
Intérêts nets sur la dette ajustée						
	8.70%	7.82%	7.00%	7.15%	-1.5%	-17.8%
Perte de change sur la dette ajustée						
	0.90%	0.53%	0.53%	-0.20%	-1.1%	-122.3%
Frais de garantie sur la dette ajustée						
	0.54%	0.55%	0.55%	0.51%	0.0%	-4.3%
Différence entre le taux moyen long terme et le taux moyen court et long terme (HQD)						
	-0.07%	0.01%	0.01%	-0.02%		

Source: Tableau 1 HQD-7, Document 2, page 9.

Tableau A12.1 - Simulation du coût moyen de la dette incluant les billets à court terme

Année tarifaire	Années historiques		Année de base	Année témoin	Variation 2001-2004	Variation 2001-2004
	2001	2002	2003	2004		
Calcul des frais financiers						
Intérêts nets sur la dette à long terme	2 988.0	2 654.0	2 372.6	2 421.7	-566.3	-19.0%
Intérêt sur billets à court terme	20.0	22.0	21.5	2.0	-18.0	-90.0%
Perte de change	308.0	179.0	181.0	-67.8	-375.8	-122.0%
Frais de garantie	184.0	187.0	186.2	173.7	-10.3	-5.6%
Frais financiers	3 500.0	3 042.0	2 761.3	2 529.6	-970.4	-27.7%
Calcul de la dette ajustée						
Dette à long terme au taux courant	38 772.0	37 805.0	35 835.4	35 350.1	-3 421.9	-8.8%
Billets à court terme	882.0	787.0	797.0	51.0	-331.0	-86.6%
Actifs financiers liés à la dette	396.0	364.0	427.0	409.0	13.0	3.3%
Perte de change reportée nette	3 468.0	2 329.0	322.6	-434.0	-3 902.0	-112.5%
Portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées au BNR		1 207.0	1 268.7	1 227.2		
Frais reportés liés à la dette	97.0	67.0	57.0	57.0	-40.0	-41.2%
Dette ajustée du montant des frais reportés	35 193.0	34 625.0	34 557.1	34 141.9	-1 051.1	-3.0%
Taux moyen de la dette	9.95%	8.79%	7.99%	7.41%	-2.5%	-25.5%
Intérêts nets sur la dette ajustée	8.49%	7.66%	6.87%	7.09%	-1.4%	-16.5%
Perte de change sur la dette ajustée	0.88%	0.52%	0.52%	-0.20%	-1.1%	-122.7%
Frais de garantie sur la dette ajustée	0.52%	0.54%	0.54%	0.51%	0.0%	-2.7%
Différence entre le taux moyen long terme et le taux moyen court et long terme (HQD)	0.05%	0.14%	0.12%	0.01%		

Source: Tableau 1 HQD-7, Document 2, page 9.

Tableau A13 - Simulation du coût moyen de la dette incluant les éléments à court terme (révisé 28-11-2003)

Année tarifaire	Années historiques		Année de base	Année témoin	Variation	Variation
	2001	2002	2003	2004	2001-2004	2001-2004
Calcul des frais financiers						
Intérêts nets sur la dette à long terme	2 988.0	2 654.0	2 372.6	2 421.7	-566.3	-19.0%
Intérêt sur billets à court terme	20.0	22.0	21.5	21.8	1.8	8.8%
Perte de change	308.0	179.0	181.0	-67.8	-375.8	-122.0%
Frais de garantie	184.0	187.0	186.2	173.7	-10.3	-5.6%
Revenus net de placement	42.0	17.0	15.0	12.0	-30.0	-71.4%
Frais financiers	3 458.0	3 025.0	2 746.3	2 537.4	-920.7	-26.6%
Calcul de la dette ajustée						
Dette à long terme au taux courant	38 772.0	37 805.0	35 835.4	35 350.1	-3 421.9	-8.8%
Billets à court terme	382.0	787.0	797.0	792.0	410.0	107.3%
Encaisse et placement à court terme	848.0	683.0	677.0	273.0	-575.0	-67.8%
Actifs financiers liés à la dette	396.0	364.0	427.0	409.0	13.0	3.3%
Perte de change reportée nette	3 468.0	2 329.0	322.6	-434.0	-3 902.0	-112.5%
Portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées au BNR		1 207.0	1 268.7	1 227.2		
Frais reportés liés à la dette	97.0	67.0	57.0	57.0	-40.0	-41.2%
Dette ajustée du montant des frais reportés	34 345.0	33 942.0	33 880.1	34 605.9	264.9	0.8%
Taux moyen de la dette	10.07%	8.91%	8.11%	7.33%	-2.7%	-27.2%
Intérêts nets sur la dette ajustée						
	8.70%	7.82%	7.00%	7.00%	-1.7%	-19.6%
Perte de change sur la dette ajustée	0.90%	0.53%	0.53%	-0.20%	-1.1%	-121.8%
Frais de garantie sur la dette ajustée	0.54%	0.55%	0.55%	0.50%	0.0%	-6.3%
Différence entre le taux moyen long terme et le taux moyen court et long terme (HQD)	-0.07%	0.01%	0.01%	0.08%		

Source: Tableau 1 HQD-7, Document 2, page 9.

Note: les billets à court terme et les intérêts sur les billets à court terme sont assumés être au même niveau que la moyenne de 2002 et 2003.

Tableau A13.1 - Simulation du coût moyen de la dette incluant les billets à court terme (révisé 28-11-2003)

Année tarifaire	Années historiques 2001	2002	Année de base 2003	Année témoin 2004	Variation 2001-2004	Variation 2001-2004
Calcul des frais financiers						
Intérêts nets sur la dette à long terme	2 988.0	2 654.0	2 372.6	2 421.7	-566.3	-19.0%
Intérêt sur billets à court terme	20.0	22.0	21.5	21.8	1.8	8.8%
Perte de change	308.0	179.0	181.0	-67.8	-375.8	-122.0%
Frais de garantie	184.0	187.0	186.2	173.7	-10.3	-5.6%
Frais financiers	3 500.0	3 042.0	2 761.3	2 549.4	-950.7	-27.2%
Calcul de la dette ajustée						
Dette à long terme au taux courant	38 772.0	37 805.0	35 835.4	35 350.1	-3 421.9	-8.8%
Billets à court terme	382.0	787.0	797.0	792.0	410.0	107.3%
Actifs financiers liés à la dette	396.0	364.0	427.0	409.0	13.0	3.3%
Perte de change reportée nette	3 468.0	2 329.0	322.6	-434.0	-3 902.0	-112.5%
Portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées au DNR		1 207.0	1 268.7	1 227.2		
Frais reportés liés à la dette	97.0	67.0	57.0	57.0	-40.0	-41.2%
Dette ajustée du montant des frais reportés	35 193.0	34 625.0	34 557.1	34 882.9	-310.1	-0.9%
Taux moyen de la dette	9.95%	8.79%	7.99%	7.31%	-2.6%	-26.5%
Intérêts nets sur la dette ajustée	8.49%	7.66%	6.87%	6.94%	-1.5%	-18.2%
Perte de change sur la dette ajustée	0.88%	0.52%	0.52%	0.10%	-1.1%	-122.2%
Frais de garantie sur la dette ajustée	0.52%	0.54%	0.54%	0.50%	0.0%	-4.8%
Différence entre le taux moyen long terme et le taux moyen court et long terme (HQD)	0.06%	0.14%	0.12%	0.11%		

Source: Tableau 1 HQD-7, Document 2, page 9.

Note: les billets à court terme et les intérêts sur les billets à court terme sont assumés être au même niveau pour 2004 que la moyenne de 2002 et 2003.

Tableau A14 - Comparaisons des revenus prévus et requis de 2002 à 2004 (avec et sans hausses)

Catégorie de Consommateur	2002		2003		2004		2003		2004		2004	
	Revenus avant interfinancement	Requis avant interfinancement	Revenus avant interfinancement	Requis avant interfinancement	Revenus avant interfinancement	Requis avant interfinancement	Revenus prévus	Requis prévus	Revenus prévus (sans hausses)	Requis prévus (sans hausses)	Revenus prévus (avec hausses 1er janvier)	Requis prévus (avec hausses 1er avril)
Domestique	4 377	4 429	4 429	4 461	3 231	3 412	3 426	3 426	3 426	3 426	3 529	3 595
Variation sur l'année précédente		1.2%		0.7%		5.6%	0.4%				3.4%	5.4%
Petite Puissance	952	934	934	936	1 079	1 078	1 085	1 085	1 085	1 085	1 116	1 141
Variation sur l'année précédente		-1.9%		0.2%		-0.1%	0.6%				3.7%	5.8%
Moyenne Puissance	1 223	1 244	1 244	1 266	1 471	1 535	1 574	1 574	1 574	1 574	1 621	1 665
Variation sur l'année précédente		1.7%		1.8%		4.4%	2.5%				5.6%	7.8%
Grande Puissance	1 624	1 693	1 693	1 705	1 746	1 864	1 881	1 881	1 881	1 881	1 937	1 977
Variation sur l'année précédente		4.2%		0.7%		6.8%	0.9%				3.9%	6.1%
Total - tarifs réguliers	8 176	8 300	8 300	8 368	7 527	7 889	7 966	7 966	7 966	7 966	8 205	8 366
Variation sur l'année précédente		1.5%		0.8%		4.8%	1.0%				4.0%	6.1%
Contrats spéciaux	487	551	551	535	487	551	532	532	532	532	535	535
Variation sur l'année précédente		13.1%		-2.9%		13.1%	-3.4%				2.9%	2.9%
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	59	75	75	153	54	60	65	65	65	65	67	68
Variation sur l'année précédente		27.1%		104.0%		11.1%	8.3%				11.7%	13.3%
Total	8 722	8 926	8 926	9 056	8 067	8 500	8 563	8 563	8 563	8 563	8 807	8 971
Variation sur l'année précédente		2.3%		1.5%		5.4%	0.7%				3.8%	5.5%

Source: HQD-9 doc. 1

Tableau A15 - Évaluation des indices d'interfinancement entre 2002 et 2004 (avec et sans hausses)

Catégorie de Consommateur	2002		2003		2004		2002		2003		2004		2004		2004	
	Indice d'inter- financement	Variation	Indice d'inter- financement	Variation	Indice d'inter- financement	Variation	Indice d'inter- financement HQD	Variation	Indice d'inter- financement HQD	Variation	Indice d'inter- financement HQD	Variation	Indice d'inter- financement HQD	Variation	Indice d'inter- financement HQD	Variation
Domestique Variation sur l'année précédente	73.8%		77.0%	4.4%	76.8%	-0.3%	80.2%		81.1%	1.1%	80.7%	-0.5%	80.6%	-0.6%	80.6%	-0.6%
Petite Puissance Variation sur l'année précédente	113.3%		115.4%	1.8%	115.9%	0.4%	123.1%		121.4%	-1.4%	121.8%	0.3%	121.9%	0.4%	121.9%	0.4%
Moyenne Puissance Variation sur l'année précédente	120.3%		123.4%	2.6%	124.3%	0.8%	130.6%		129.8%	-0.6%	130.6%	0.6%	130.7%	0.7%	130.7%	0.7%
Grande Puissance Variation sur l'année précédente	107.5%		110.1%	2.4%	110.3%	0.2%	116.8%		115.8%	-0.8%	115.9%	0.0%	115.9%	0.1%	115.9%	0.1%
Total - tarifs réguliers Variation sur l'année précédente	92.1%		95.0%	3.2%	95.2%	0.2%	100.0%		100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%
Contrats spéciaux Variation sur l'année précédente	100.0%		100.0%	0.0%	99.4%	-0.6%	100.0%		100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%
Tarifs de gestion de la consommation et de secours Variation sur l'année précédente	91.5%		80.0%	-12.6%	42.5%	-46.9%	100.0%		100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%
Total Variation sur l'année précédente	92.5%		95.2%	3.0%	94.6%	-0.7%	100.0%		100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.9%	100.0%	0.9%

Source: HQD-9 doc.1

Tableau A16 - Analyse de sensibilité - Année 2003

	Ventes Patrimoniales	Ventes Post Patrimoniales	Ventes Non Patrimoniales	Ventes Réseaux autonomes	Ventes totales	Variation des ventes patrimoniales	Variation des ventes post patrimoniales	Variation totale	Revenus avant hausse	Coût de fourniture	Marge bénéficiaire	Revenus avant hausse	Revenus requis	Déficit
HQD 2003 (croissance 5,4%)	162 553	0	1 708	296	164 556	0	0	0	8 500	4 488		8 500	8 925	-425
	163 553	0	1 708	296	165 556	1 000	0	1 000	56	28	28	8 556	8 953	-397
	164 597	0	1 708	296	166 600	2 044	0	2 044	114	57	57	8 614	8 982	-368
Niveau patrimonial	165 000	0	1 708	296	167 004	2 448	0	2 448	136	68	68	8 636	8 993	-357
	165 000	596	1 708	296	167 600	2 448	596	3 044	170	110	60	8 670	9 035	-365
	165 000	1 552	1 708	296	168 556	2 448	1 552	4 000	223	177	46	8 723	9 102	-379
Projection croissance de 7%	165 000	1 708	1 708	296	168 712	2 448	1 708	4 156	231	188	44	8 731	9 113	-381

Ventes au tarif moyen 0,0557

Achat Patrimonial 0,0279

Achat post patrimonial 0,0700 (incluant les pertes de transport et distribution)

Source: HQD-13 doc. 6.3, doc. 6.10 et doc. 6.11 et HQD-1 doc.1 p. 16.

Tableau A16.1 - Analyse de sensibilité - Année 2003

	Ventes Patrimoniales	Ventes Post Patrimoniales	Ventes Non Patrimoniales	Ventes Réseaux autonomes	Ventes totales	Variation des ventes patrimoniales	Variation des ventes post patrimoniales	Variation totale	Revenus avant hausse	Coût de fourniture	Marge bénéficiaire	Revenus avant hausse	Revenus requis	Déficit
HQD - 2003 (croissance 5,4%)	162 553	0	1 708	296	164 556	0	0	0	8 500	4 488		8 500	8 925	-425
	163 553	0	1 708	296	165 556	1 000	0	1 000	56	28	28	8 556	8 953	-397
	164 597	0	1 708	296	166 600	2 044	0	2 044	114	57	57	8 614	8 982	-368
Niveau patrimonial	165 000	0	1 708	296	167 004	2 448	0	2 448	136	68	68	8 636	8 993	-357
	165 000	596	1 708	296	167 600	2 448	596	3 044	170	104	65	8 670	9 029	-360
	165 000	1 552	1 708	296	168 556	2 448	1 552	4 000	223	161	61	8 723	9 086	-364
Projection croissance de 7%	165 000	1 708	1 708	296	168 712	2 448	1 708	4 156	231	171	61	8 731	9 096	-364

Ventes au tarif moyen

0,0557

Achat Patrimonial

0,0279

Achat post patrimonial

0,0600

(incluant les pertes de transport et distribution)

Source: HQD-13 doc. 6.3, doc. 6.10 et doc. 6.11 et HQD-1 doc. 1 p. 16.

Tableau A17 - Analyse de sensibilité - Année 2004

Ventes		Ventes Post	Ventes Non	Ventes	Ventes totales	Variation des		Variation	Revenus		Marge bénéficiaire	Revenus		Déficit
Patrimoniales	Réseaux autonomes	Patrimoniales	Patrimoniales	Réseaux autonomes		ventes patrimoniales	ventes post patrimoniales	totale	additionnels avant hausse	Coût de fourniture		avant hausse	Revenus requis	
HQD - 2004 (croissance 0,7%)	164 214	0	1 848	304	166 366	0	0	0	8 563	4 594		8 563	9 056	-493
Niveau Patrimonial	164 586	0	1 848	304	166 738	372	0	372	21	10	10	8 584	9 066	-483
Borne inférieure	165 000	0	1 848	304	167 152	786	0	786	44	22	22	8 607	9 078	-471
	165 000	214	1 848	304	167 366	786	214	1 000	56	37	19	8 619	9 093	-474
	165 000	1 214	1 848	304	168 366	786	1 214	2 000	111	107	4	8 674	9 163	-489
	165 000	2 214	1 848	304	169 366	786	2 214	3 000	167	177	-10	8 730	9 233	-503
	165 000	3 214	1 848	304	170 366	786	3 214	4 000	223	247	-24	8 786	9 303	-517
	165 000	4 214	1 848	304	171 366	786	4 214	5 000	279	317	-38	8 842	9 373	-531
	165 000	5 214	1 848	304	172 366	786	5 214	6 000	334	387	-53	8 897	9 443	-546
	165 000	6 214	1 848	304	173 366	786	6 214	7 000	390	457	-67	8 953	9 513	-560
	165 000	7 214	1 848	304	174 366	786	7 214	8 000	446	527	-81	9 009	9 583	-574
Projection croissance 4,4%	165 000	8 308	1 848	304	175 460	786	8 308	9 094	507	603	-97	9 070	9 659	-590

Note: la borne inférieure de la Coalition représente un croissance de 1,7% par rapport aux ventes prévues par HQD de 164,6 TWh en 2003

Ventes au tarif moyen 0.0557
Achat Patrimonial 0.0279
Achat post patrimonial 0.0700 (incluant les pertes de transport et distribution)

Source: HQD-13 doc. 6.3, doc. 6.10 et doc. 6.11 et HQD-1 doc.1 p. 16.

Tableau A17.1 - Analyse de sensibilité - Année 2004

	Ventes Patrimoniales	Ventes Post Patrimoniales	Ventes Non Patrimoniales	Ventes Réseaux autonomes	Ventes totales	Variation des ventes patrimoniales	Variation des ventes post patrimoniales	Variation totale	Revenus additionnels avant hausse	Coût de fourniture	Marge bénéficiaire	Revenus avant hausse	Revenus requis	Déficit
HQD-2004 (croissance 0,7%)	164 214	0	1 848	304	166 366	0	0	0	8 563	4 594		8 563	9 056	-493
Niveau Patrimonial	164 586	0	1 848	304	166 738	372	0	372	21	10	10	8 584	9 066	-483
Borne inférieure	165 000	0	1 848	304	167 152	786	0	786	44	22	22	8 607	9 078	-471
	165 000	214	1 848	304	167 366	786	214	1 000	56	35	21	8 619	9 091	-472
	165 000	1 214	1 848	304	168 366	786	1 214	2 000	111	95	17	8 674	9 151	-476
	165 000	2 214	1 848	304	169 366	786	2 214	3 000	167	155	12	8 730	9 211	-481
	165 000	3 214	1 848	304	170 366	786	3 214	4 000	223	215	8	8 786	9 271	-485
	165 000	4 214	1 848	304	171 366	786	4 214	5 000	279	275	4	8 842	9 331	-489
	165 000	5 214	1 848	304	172 366	786	5 214	6 000	334	335	1	8 897	9 391	-494
	165 000	6 214	1 848	304	173 366	786	6 214	7 000	390	395	5	8 953	9 451	-498
	165 000	7 214	1 848	304	174 366	786	7 214	8 000	446	455	9	9 009	9 511	-502
Projection croissance 4,4%	165 000	8 308	1 848	304	175 460	786	8 308	9 094	507	520	-14	9 070	9 576	-507

Note: la borne inférieure de la Coalition représente un croissance de 1,7% par rapport aux ventes prévues par HQD de 164,6 TWh en 2003.

Ventes au tarif moyen 0.0557
Achat Patrimonial 0.0279

Achat post patrimonial 0.0600 (incluant les pertes de transport et distribution)

Source: HQD-13 doc. 6.3, doc. 6.10 et doc. 6.11 et HQD-1 doc.1 p. 16.

Tableau A17.2 - Analyse de sensibilité - Année 2004 (incluant une hausse de 2,5%)

	Ventes Patrimoniales	Ventes Post Patrimoniales	Ventes Non Patrimoniales	Ventes Réseaux autonomes	Ventes totales	Variation des ventes patrimoniales	Variation des ventes post patrimoniales	Variation totale	Revenus additionnels avant hausse	Coût de fourniture	Marge bénéficiaire	Revenus avant hausse	Revenus requis	Déficit
HQD - 2004 (croissance 0,7%)	164 214	0	1 848	304	166 366	0	0	0	8 972	4 594		8 972	9 056	-84
	164 586	0	1 848	304	166 738	372	0	372	21	10	11	8 993	9 066	-73
Niveau Patrimonial	165 000	0	1 848	304	167 152	786	0	786	45	22	23	9 017	9 078	-61
Borne inférieure	165 000	214	1 848	304	167 366	786	214	1 000	57	37	20	9 029	9 093	-64
	165 000	1 214	1 848	304	168 366	786	1 214	2 000	114	107	7	9 086	9 163	-77
	165 000	2 214	1 848	304	169 366	786	2 214	3 000	171	177	6	9 143	9 233	-90
	165 000	3 214	1 848	304	170 366	786	3 214	4 000	228	247	-19	9 200	9 303	-103
	165 000	4 214	1 848	304	171 366	786	4 214	5 000	285	317	-31	9 257	9 373	-115
	165 000	5 214	1 848	304	172 366	786	5 214	6 000	343	387	-44	9 315	9 443	-128
	165 000	6 214	1 848	304	173 366	786	6 214	7 000	400	457	-57	9 372	9 513	-141
	165 000	7 214	1 848	304	174 366	786	7 214	8 000	457	527	-70	9 429	9 583	-154
Projection croissance 4,4%	165 000	8 308	1 848	304	175 460	786	8 308	9 094	519	603	-84	9 491	9 659	-168

Note: la borne inférieure de la Coalition représente un croissance de 1,7% par rapport aux ventes prévues par HQD de 164,6 TWh en 2003.

Ventes au tarif moyen 0,0571
Achat Patrimonial 0,0279
Achat post-patrimonial 0,0700 (incluant les partes de transport et distribution)

Source: HQD-13 doc. 6.3, doc. 6.10 et doc. 6.11 et HQD-1 doc.1 p. 16.

Tableau A17.3 - Analyse de sensibilité - Année 2004 (incluant une hausse de 5%)

	Ventes Patrimoniales	Ventes Post Patrimoniales	Ventes Non Patrimoniales	Ventes Réseaux autonomes	Ventes totales	Variation des ventes patrimoniales	Variation des ventes post patrimoniales	Variation totale	Revenus additionnels avec hausse	Coût de fourniture	Marge bénéficiaire	Revenus avec hausse	Revenus requis	Déficit
HQD - 2004 (croissance 0,7%)	164 214	0	1 843	304	166 366	0	0	0	8 972	4 594		8 972	9 056	-84
Niveau Patrimonial	164 586	0	1 843	304	166 733	372	0	372	22	10	11	8 994	9 066	-73
Borne inférieure	165 000	0	1 843	304	167 152	786	0	786	46	22	24	9 018	9 078	-60
	165 000	214	1 843	304	167 366	786	214	1 000	58	37	22	9 030	9 093	-62
	165 000	1 214	1 843	304	168 366	786	1 214	2 000	117	107	10	9 089	9 163	-74
	165 000	2 214	1 843	304	169 366	786	2 214	3 000	175	177	1	9 147	9 233	-85
	165 000	3 214	1 843	304	170 366	786	3 214	4 000	234	247	-13	9 206	9 303	-97
	165 000	4 214	1 843	304	171 366	786	4 214	5 000	292	317	-24	9 264	9 373	-108
	165 000	5 214	1 843	304	172 366	786	5 214	6 000	351	387	-36	9 323	9 443	-120
	165 000	6 214	1 843	304	173 366	786	6 214	7 000	409	457	-48	9 381	9 513	-132
	165 000	7 214	1 843	304	174 366	786	7 214	8 000	468	527	-59	9 440	9 583	-143
Projection croissance 4,4%	165 000	8 308	1 843	304	175 460	786	8 308	9 094	532	603	-72	9 504	9 659	-155

Note: la borne inférieure de la Coalition représente un croissance de 1,7% par rapport aux ventes prévues par HQD de 164,6 TWh en 2003.

Ventes au tarif moyen 0,0585
Achat Patrimonial 0,0279
Achat post patrimonial 0,0700 (incluant les pertes de transport et distribution)

Source: HQD-13 doc. 6.3, doc. 6.10 et doc. 6.11 et HQD-1 doc.1 p. 16.

Tableau A18 - Plan stratégique d'Hydro-Québec 2004-2008

Année	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Variation 2003-2008
Ventes en M\$	8 566.0	9 029.0	9 684.0	10 100.0	10 172.0	10 492.0	22.5%
Variation		5.4%	7.3%	4.3%	0.7%	3.1%	
Ventes en TWh	166.4	167.1	169.7	173.8	175.4	177.5	6.7%
Variation		0.4%	1.6%	2.4%	0.9%	1.2%	
Calculs de la Coalition:							
Revenus moyens en M\$/TWh	51.5	54.0	57.1	58.1	58.0	59.1	14.8%
Variation		5.0%	5.6%	1.8%	-0.2%	1.9%	
Revenus moyens en ¢/kWh	5.15	5.40	5.71	5.81	5.80	5.91	14.8%
Variation (hausse annuelle des tarifs)		5.0%	5.6%	1.8%	-0.2%	1.9%	

Source: Plan Stratégique 2004-2008, page 72

Tableau A19 - Redistribution de l'effectif du Distributeur

	2001-2004 Variation des Effectifs	Salaires et avantages en 2004	2001-2004 Augmentation des salaires et avantages
Cadres	64	101 260	11 941
Ingénieurs	26	90 243	10 788
Professionnels	44	85 882	10 389
Spécialistes	239	81 617	8 978
Techniciens	17	67 259	7 967
Métiers	39	65 868	8 627
Bureaux	-142	51 156	5 709

Salaires et avantages
moyen des employés
additionnels

83 507

Salaires et avantages
moyen des employés de moins

51 156

Variation de l'effectif moyen 2002-2004

220

Coûts des effectifs supplémentaires en \$

18 371 530

Source : HQD-5 document 4 p. 32.