

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

No : R-3579-2005

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3579-2005
PIÈCE NO: C-8.21
Date: 19 décembre 2005

-ET-

OPTION CONSOMMATEURS, 2120, rue  
Sherbrooke Est, bureau 604, Montréal (Québec),  
H2K 1C3;

Intervenante

---

**DEMANDE DU DISTRIBUTEUR RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS  
D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2006-2007**

---

**PLAN D'ARGUMENTATION D'OPTION CONSOMMATEURS**

- I. **Intérêts d'Option consommateurs en l'instance;**
1. Représenter et promouvoir les intérêts des consommateurs résidentiels, particulièrement ceux à faible revenu;
  2. Dans le cadre de cette argumentation, nous ferons des représentations sur les sujets suivants :
    - (a) Le compte d'étalement ;
      - La remise du débat;
      - Le traitement du compte;
    - (b) Les réductions du coût de service du Distributeur pour l'année 2006;
      - La réduction de la masse salariale;

- La provision pour les plans d'évaluation des emplois et l'équité salariale et la provision pour les aléas d'exploitation;
- (c) Les réductions du coût de service à plus long terme;
- Les incitatifs de gestion des approvisionnements;
  - Les pistes d'amélioration découlant des exercices de balisage et l'efficience globale du Distributeur;
  - L'étude relative aux taux de pertes;
- (d) Mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour les aléas climatiques;
- (e) Les propos et recommandations de l'expert William Harper;
- L'allocation des coûts de fourniture post-patrimoniale;
  - Les changements proposés par HQD dans la structure tarifaire pour les clients résidentiels;

## II. Compte d'étalement

### a) *La remise du débat sur le compte d'étalement*

3. OC est en désaccord avec la création d'un compte d'étalement telle que proposée par le Distributeur. OC propose de remettre le débat sur le compte d'étalement à la prochaine cause tarifaire, alors que nous disposerons de plus de renseignements sur :
- a. la rétroactivité des coûts de Transport (coûts très importants qui expliquent en grande partie la hausse de 10.1% prévue pour 2007, sans compte d'étalement);
  - b. les tendances des coûts liés à l'approvisionnement postpatrimonial (si 2006 est une année exceptionnelle ou si les prix plus élevés représentent une tendance à long terme);
4. En principe, OC n'est pas contre un lissage des tarifs dans certaines circonstances précises pour des fins de stabilité tarifaire. Cependant, selon OC, les circonstances actuelles ne favorisent pas l'établissement d'un compte d'étalement pour l'année 2006. Nous soulignons également que le traitement proposé par HQD de ce compte, et surtout la rémunération demandée par le Distributeur, rendent cette proposition très peu attrayante pour les consommateurs résidentiels;
5. Contrairement à la position de l'AQCIE (C-3-22, p 3), OC n'est pas du tout convaincu que le besoin de ce compte découle d'un effet passager;

6. Premièrement, personne ne peut prévoir les tendances de prix des coûts d'approvisionnement postpatrimonial. Même depuis le dépôt du dossier actuel, nous avons vu une augmentation du coût unitaire du postpatrimonial de 25%. Il y a des bonnes possibilités, compte tenu du contexte énergétique actuel, que ces coûts d'approvisionnement continuent d'augmenter;
7. Par ailleurs, OC souligne que par le jeu combiné des art. 52.1 et 49 al.1 (8) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« LRÉ »), la Régie doit tenir compte, dans l'établissement des tarifs, des « prévisions de vente ». L'étalement actuellement proposé découle de spéculations sur des prévisions de vente jusqu'en 2014, alors qu'en l'espace de quelques mois, nous avons observé une augmentation de 25% des coûts prévus pour l'électricité postpatrimoniale en 2006;
8. Dans ce contexte, OC appelle la Régie de l'énergie à la prudence, compte tenu du fait que les prévisions du Distributeur relatives à l'établissement de son compte d'étalement sont grandement susceptibles d'être modifiées au cours des prochaines années;
9. Deuxièmement, tel que démontré par la FCEI dans sa preuve, HQD ne respecte pas complètement son engagement relatif au gel des charges d'exploitation. Ces charges feront l'objet d'une discussion plus détaillée ultérieurement dans cette argumentation. Il est fort possible que le Distributeur présente, dans les années à venir, d'autres charges hors de son contrôle. Ces charges créeront des pressions à la hausse sur le coût de service, faisant en sorte que l'étalement de 3% sur 8 ans n'est probablement pas réaliste;
10. Finalement, les investissements nécessaires au cours des années à venir créeront aussi des pressions à la hausse sur le revenus requis, le résultat étant que l'étalement de 3% sur 8 ans n'est probablement pas réaliste;
11. OC croit que la remise du débat sur la création du compte d'étalement à l'année prochaine nous permettra de procéder à l'étude d'une proposition moins spéculative. Évidemment, la Régie devra prendre une décision en procédant à l'étude de prévisions, mais, à tout le moins, elle disposera alors: (i) d'une décision sur la rétroactivité des coûts de transport dans le dossier R-3549-2004 - Phase 2; (ii) d'une année de plus pour suivre les marchés d'approvisionnement postpatrimonial pour mieux juger si les prix plus élevés sont une tendance à long terme;
12. OC mentionne que plusieurs intervenants, dont l'Union des consommateurs (C-1-3, p 52) et la FCEI (C-6-5, p 21) rejettent également le compte d'étalement dans les circonstances actuelles;

**b) Traitement du compte d'étalement**

13. De nombreux intervenants représentant les consommateurs dans ce dossier partagent l'avis que le traitement proposé par HQD du compte d'étalement, et surtout la rémunération de ce compte, sont inacceptables.
14. En effet, il est choquant que le Distributeur veuille fournir de l'électricité à crédit et qu'il veuille traiter le compte comme faisant partie de la base tarifaire (entre autres, voir l'engagement 14). Cette proposition est d'autant plus insatisfaisante dans le contexte actuel des tarifs à la hausse;
15. Ceci constitue une autre raison pour laquelle OC est en désaccord avec la création du compte d'étalement proposé dans cette cause;
16. Si, toutefois, la Régie décidait d'approuver un compte d'étalement tarifaire dès cette année, OC suggère fortement que la rémunération proposée par HQD soit rejetée. À ce sujet, OC propose que ce compte d'étalement ne porte aucun intérêt, ni à long terme, ni à court terme et certainement pas au taux de rendement du Distributeur;
17. OC est parfaitement consciente que cette proposition implique qu'HQD n'atteindra pas son plein rendement. Cependant, OC est d'avis que rien n'oblige le Distributeur à réclamer son plein rendement à chaque année;
18. Il est tout à fait légitime, par préoccupation sociale, dans un contexte où les tarifs d'électricité sont de plus en plus élevés, que le Distributeur assume une partie du fardeau qu'il cherche à faire entièrement supporté par les consommateurs;
19. Par ailleurs, nous notons qu'HQD est une entité publique qui répond au gouvernement et non une compagnie privée qui doit rencontrer les attentes de ses actionnaires. Comme tel, HQD n'est pas obligé de rencontrer son plein taux de rendement (voir art. 52.1 al.1 et 49 al.1 (3) LRÉ);
20. OC souligne également que dans d'autres juridictions, des Distributeurs acceptent parfois, par préoccupation sociale, une réduction de leur taux de rendement dans le but d'éviter un choc tarifaire socialement indésirable. Cette question est actuellement très pertinente en Ontario et notre expert, M. William Harper en a fait allusion dans son témoignage oral. En faisant référence au « OEB 2006 Electricity Rate Handbook », M. Harper a indiqué :

*...if the rate impact is, total bill impact is greater than ten percent (10%) then basically the utility is expected to provide to the OEB either a mitigation plan that is how do they plan to mitigate that impact or reasons why they do not believe it's appropriate that they mitigate that impact.*

(N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p. 64)

21. Le « Handbook » suggère qu'un « mitigation plan » - un plan d'atténuation - peut inclure des mesures ayant pour but la réduction volontaire des revenus requis (OEB 2006 Electricity Rate Handbook, p.132). Les revenus requis peuvent être réduits de plusieurs façon, dont par la perception, par un Distributeur, d'un taux de rendement inférieur au plein taux de rendement auquel il aurait autrement droit. En Ontario, cette stratégie est appelée « share the pain »;
22. Plus de 90 requêtes pour les tarifs effectifs à compter du 1er mai 2006 sont actuellement devant la CEO et au moins deux distributeurs municipaux (Norfolk Power et Thunder Bay Hydro) ont accepté des taux de rendement inférieurs comme plan de mitigation pour les tarifs 2006<sup>1</sup>;
23. Enfin, OC voudrait clarifier que M. Harper n'a jamais témoigné à l'effet qu'un choc tarifaire constitue une hausse d'au moins 10%. Comme la plupart des experts en conviennent un choc tarifaire est un concept relatif. OC souligne que les plus démunis de la société en subissent normalement les pires effets. Dans son rapport d'expertise, M. Harper faisait allusion spécifiquement à une politique du OEB qui voit les hausses de 10% comme suscitant des préoccupations particulières, compte tenu du choc tarifaire qu'elles représentent (C-8-15, Rapport d'expertise de M Harper, p 32, note de bas de page 94). OC considère que des mesures de mitigation devrait être mises en place même dans les cas où la hausse n'atteint pas 10%;

### **III. Réductions du coût de service du Distributeur pour 2006**

#### **a) Réduction de la masse salariale**

24. Dans le contexte des hausses tarifaires actuelles et des coûts croissants reliés aux approvisionnements postpatrimoniaux, OC est d'avis qu'il est primordial que le Distributeur fasse tous les efforts nécessaires afin de réduire les coûts de service qu'il peut contrôler, et ce, tant au cours de l'année 2006 qu'à plus long terme;
25. OC appuie les recommandations de la FCEI quant à la réduction de la masse salariale. Ainsi, l'augmentation de la masse salariale de 5.2% devrait être ramenée à 3%, soit l'évolution des prévisions des ventes;
26. OC partage l'avis de la FCEI à ce sujet et est convaincue du bien-fondé de cette proposition qui résultera en une diminution de 13 millions \$ dans le coût de service de 2006 (C-6-5, Mémoire de la FCEI/ASSQ, p 9);
27. OC souligne qu'HQD s'est engagé à geler ses charges d'exploitation et OC s'attend à ce que le Distributeur fasse sa part, surtout dans le contexte actuel où

---

<sup>1</sup> La liste complète des requêtes ontariennes peut être consulté au [www.oeb.gov.on.ca/documents/edr-2006-rates](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/edr-2006-rates);

les tarifs d'électricité sont à la hausse. Or, la masse salariale représente 38% de ces charges (C-6-5, Mémoire de la FCEI/ASSQ, p. 6);

28. Les gestionnaires d'HQD devraient pouvoir gérer les salaires des employés permanents, les bonis et les salaires des employés temporaires de façon à contrôler les coûts de la masse salariale. Comme le souligne la FCEI, le Distributeur a quand même relativement plus de contrôle sur la masse salariale que sur la plupart des autres éléments du coût de service;
29. En conséquence, OC invite la Régie de réduire les dépenses de la masse salariale du Distributeur de 13 millions \$ afin que l'augmentation de la masse salariale suive l'augmentation des prévisions des ventes;

**b) *Provision pour les plans d'évaluation des emplois et l'équité salariale et provision pour les aléas d'exploitation***

30. La FCEI est également d'avis que la provision pour les plans d'évaluation des emplois et l'équité salariale et la provision pour les aléas d'exploitation devraient être rejetées. Bien qu'il s'agisse de montants relativement petits, et bien qu'OC appuie le principe de l'équité salariale, nous sommes d'accord avec la FCEI quant au rejet de ces provisions. (C-6-5, Mémoire de la FCEI/ASSQ, pp. 9-10). Les dépenses relatives à ces provisions devraient être mieux quantifiées et plus transparentes. OC partage l'avis de la FCEI à l'effet qu'il n'y a pas lieu de donner « un chèque en blanc » au Distributeur relativement à ces provisions;

**IV. Réductions du coût de service à plus long terme**

31. Dans le contexte des hausses tarifaires actuelles et des coûts croissants reliés aux approvisionnements postpatrimoniaux, OC est d'avis qu'il est primordial que le Distributeur fasse tous les efforts nécessaires afin de réduire les coûts de service qu'il peut contrôler, et ce, tant au cours de l'année 2006 qu'à plus long terme;
32. Le contre-interrogatoire du Distributeur a permis de constater que le Distributeur n'a actuellement aucun plan ni objectif concret relié aux incitatifs de gestion des approvisionnements, aux exercices de balisage et à la réduction du taux de pertes de l'électricité;

**a) *Incitatifs de gestion des approvisionnements***

33. Lors de la dernière cause tarifaire, R-3541-2004, OC a exprimé ses préoccupations quant aux incitatifs de gestion des approvisionnements postpatrimoniaux dans l'éventualité où la Régie décidait d'approuver le compte de *pass-on* proposé par HQD;
34. L'an dernier, dans sa plaidoirie, OC a indiqué qu'elle était préoccupée par le fait que le Distributeur aurait moins d'incitatifs à gérer les risques financiers reliés à la

fourniture d'électricité postpatrimoniale si ceux-ci étaient transférés aux consommateurs (D-2005-34, p. 47). La Régie a également exprimé une préoccupation quant aux incitatifs de gestion des approvisionnements :

*De plus, la Régie manque d'information sur les incitatifs qui favorisent une meilleure gestion des approvisionnements, plus particulièrement dans le contexte où la gestion d'approvisionnement postpatrimonial est une activité nouvelle pour le Distributeur.*

(D-2005-34, p. 49)

35. Dans la décision D-2005-132, la Régie a accordé à HQD le compte de *pass-on* proposé dans le dossier R-3541-2004, transférant ainsi tout le risque financier de l'approvisionnement postpatrimonial aux consommateurs. Dans ce contexte, OC juge que le besoin d'établir des indicateurs de suivi concrets servant à favoriser la meilleure gestion des approvisionnements est essentiel;
36. Le fait que le Distributeur ait procédé à l'énumération de certains indicateurs afin de suivre les activités d'approvisionnement, soit (i) le coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux, (ii) les prix du marché, (iii) le succès des appels d'offre tel que mesuré par le nombre de soumissionnaires, (iv) le degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale, (v) le recours à l'entente cadre (HQD-2, Doc. 2, Section 5.4, p. 15), constitue un pas dans la bonne direction. Malheureusement, la preuve déposée par le Distributeur ne consiste qu'en l'énumération de ces indicateurs, sans donner de détails spécifiques sur la façon dont le Distributeur utilisera chacun des indicateurs, de façon concrète, pour suivre les activités d'approvisionnement;
37. En contre-interrogatoire, le Distributeur a mentionné qu'aucun objectif n'avait été fixé et n'a pas expliqué la façon dont les indicateurs énumérés allaient être utilisés, de façon concrète, afin de suivre les activités d'approvisionnement :

*Ce qu'on a ici, ce n'est pas des indicateurs sur lesquels on se fixe des objectifs. (...) on ne se fixe pas d'objectifs parce qu'il n'est pas possible de se fixer d'objectifs, parce qu'on ne contrôle pas ces données-là, on ne contrôle pas la prévision de la demande, on ne contrôle pas la demande, c'est-à-dire, puis on a l'obligation de servir, vous le savez. On ne contrôle pas l'évolution non plus du prix du marché, on ne contrôle pas les ouragans, on ne contrôle pas, et ainsi de suite, ça, c'est assez évident pour tout le monde. Alors ne contrôlant pas les principaux paramètres, si on veut, de notre coût d'approvisionnement, alors c'est très difficile et illusoire de se fixer un objectif. Ce qu'on se donne, c'est des indicateurs qui nous permettent de suivre notre performance étant donné ce contexte. Alors ce sont des références.*

(N.S., vol 2, le 6 décembre, pp. 45-46)

38. OC comprend qu'il y a beaucoup d'éléments reliés à l'approvisionnement que le Distributeur ne peut pas contrôler. Cependant, comme OC l'a mentionné à plusieurs reprises dans le passé, HQD est quand même dans la meilleure position pour gérer le risque relié aux approvisionnements postpatrimoniaux. Il serait donc désirable d'établir des indicateurs concrets qui constitueraient de véritables incitatifs à une saine gestion des approvisionnements postpatrimoniaux, surtout dans le présent contexte où le compte *pass-on* a été accordé par la Régie et où la hausse requise pour 2006 est principalement basée sur l'augmentation des coûts postpatrimoniaux;

39. Conséquemment, OC suggère à la Régie de demander à HQD de fournir, dans le cadre de la prochaine cause tarifaire : (i) des indicateurs concrets et chiffrés permettant à HQD de se fixer des objectifs et qui constitueraient de véritables incitatifs à une saine gestion des approvisionnements postpatrimoniaux; et (ii) des détails spécifiques sur la façon dont HQD utilisera chacun des indicateurs, de façon concrète, pour suivre les activités d'approvisionnement;

**b) *Piste d'amélioration découlant des exercices de balisage et efficience globale du Distributeur***

40. En contre-interrogatoire, HQD a confirmé que les activités clientèle sont balisées depuis 2001-2002 (N.S., vol 3, le 7 décembre 2005, p 28). Cependant, les exercices de balisage et les pistes d'amélioration qui en découlent n'ont pas donné naissance à des objectifs concrets, ni à des plans d'action concrets en ce qui concerne l'optimisation de l'ensemble des opérations du Distributeur :

*Bien, en termes d'objectifs sur des améliorations d'actions structurantes, monsieur Boulanger l'a mentionné lundi, il n'y en a pas puisqu'on va faire un plan d'efficience au cours de deux mille six (2006), intégré, cohérent, à l'ensemble des activités du Distributeur. Il y a beaucoup d'analyses qui se font dans certains processus à l'heure actuelle depuis environ un an, un an et demi, mais de faire de façon structurelle, organisée, cohérent, qui fait du sens, ça n'existait pas puisque monsieur Boulanger a annoncé qu'il y aurait un plan pour deux mille six (2006).*

(N.S., vol 3, le 7 décembre 2005, p 16)

41. Évidemment après presque cinq ans de balisage, OC est préoccupée par ce manque d'objectif concret. Nous appuyons donc la demande de la FCEI, exprimée dans sa présentation (C-6-8, p. 12) à l'effet que « le Distributeur devrait au minimum déposer le programme d'amélioration découlant de son analyse des résultats du balisage avec des objectifs chiffrés et une échéance. »;

42. OC est d'accord avec la FCEI quant au fait que la Régie devrait imposer une échéance pour ce programme d'amélioration, et nous suggérons qu'il soit déposé

à la Régie avec le plan d'efficience qui est promis pour l'année 2006 (N.S., vol 8, pp. 102-103);

43. En ce qui concerne l'efficience globale d'HQD, OC appuie également les propos de la FCEI exprimés dans sa présentation (C-6-8, p 11) à l'effet que :

*Le Distributeur devrait démontrer davantage le lien entre les cibles opérationnelles (qu'il n'a toujours pas) et budgétaires et les objectifs d'évolution. La promesse de contenir l'évolution moyenne de ses indicateurs sous l'inflation ne peut se substituer à une telle démonstration.*

**c) Étude sur le taux de pertes**

44. L'année dernière dans la cause tarifaire R-3541-2004, le Distributeur a confirmé que :

- (i) une diminution du taux de pertes augmente la quantité d'électricité patrimoniale disponible aux consommateurs québécois;
- (ii) que le coût de la fourniture moyen de l'électricité postpatrimoniale pour 2005 incluant les pertes était de 8,06 cents/kWh et qu'en conséquence, les pertes coûtaient effectivement 8,06 cents/kWh;
- (iii) que le Distributeur procédait, à ce moment-là, à une étude du potentiel d'amélioration du taux de pertes, mais qu'il n'avait pas établi de cible concrète pour la réduction du taux de pertes;

(R-3541-2004, N.S., vol 1, le 6 décembre 2004, pp. 251-253)

45. En contre-interrogatoire dans la cause actuelle, HQD a confirmé que ce qui était vrai l'année dernière est toujours vrai cette année, sauf qu'à l'heure actuelle, les pertes sur le réseau de Distribution coûtent effectivement 11 cents/kWh (ou selon notre calcul, 11,8 cents/kWh si on inclut le taux de pertes);
46. HQD nous a aussi informé qu'il procédait toujours à l'étude du potentiel d'amélioration du taux de pertes, mais, qu'encore une fois, il n'existe pas de cible concrète pour la réduction du taux de pertes. (N.S., vol 3, le 7 décembre 2005, pp 42-50). L'engagement 4 (B-67, HQD-15, Doc 6.4, p 3) nous donne une mise à jour sur le progrès de cette étude et nous comprenons qu'HQD prévoit avoir complété l'étude en 2006;
47. À la lumière de ces faits, OC est davantage convaincue que la réduction du taux de pertes est un enjeu très important qui permet effectivement d'accroître la quantité d'énergie patrimoniale disponible aux consommateurs québécois. D'autant plus que le coût des pertes est effectivement de 11.8¢/kWh;
48. En conséquence, tout comme l'année dernière, OC suggère que le Distributeur soumette, pour la prochaine cause tarifaire : (i) son étude du potentiel

d'amélioration du taux de pertes; (ii) des cibles comprenant des initiatives concrètes et économiquement rentables pour réduire le taux de pertes;

49. Nous notons que l'étude sur le potentiel d'amélioration du taux de pertes pourrait être basé sur les mêmes principes que l'étude du potentiel technico-économique des mesures en efficacité énergétique (R-3519-2003), c'est-à-dire que le Distributeur pourrait identifier toutes les mesures techniquement possibles et économiquement rentables permettant de réduire le taux de pertes;

**V. Mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour les aléas climatiques (HQD-4, Doc. 4)**

50. En principe, OC ne s'oppose pas à l'établissement d'un mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour les aléas climatiques. Cependant, OC est en désaccord avec le mécanisme proposé par le Distributeur dans la cause actuelle. À la lumière des réponses du Distributeur à la demande de renseignements no. 1 d'OC ainsi que des réponses du Distributeur fournies lors des contre-interrogatoires, OC conclut que le mécanisme proposé est caractérisé par les problèmes fondamentaux suivants:

1. le calcul du compte de nivellement est basé sur des données qui datent des années 1980 (Engagement numéro 3, B-59, HQD-15, Doc 6.3, p. 3) et HQD ne prévoit pas faire la mise à jour de ces données (B-20, HQD-14, Doc. 6, DDR 19 b), p. 32);
2. l'ajustement des revenus n'est pas approprié car le mécanisme ne prend pas en compte de façon explicite la facturation de la puissance (N.S., vol. 3, p 37, lignes 6-8; B-20, HQD-14, Doc. 6, DDR 21 a)-b), p 33);

51. En ce qui concerne le premier problème, l'utilisation de données datant des années 1980, HQD confirme dans l'engagement numéro 3 que:

*Les paramètres fondamentaux relatifs aux poids utilisés dans la répartition de l'impact de l'aléa climatique par catégorie de consommateurs ont été établis dans les années 1980.*

(B-59, HQD-15, Doc 6.3, p 3)

52. En réponse à une demande de renseignements d'OC, au sujet des mêmes données, HQD indique que:

*Le Distributeur ne prévoit pas faire la mise à jour de ces facteurs pour l'instant.*

(B-20, HQD-14, Doc 6, DDR 19 b), p 32)

53. En ce qui concerne le deuxième problème avec le mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour les aléas climatiques, le Distributeur a confirmé en réponse à une demande de renseignement d'OC que:

*Aucune analyse distinguant l'impact des aléas climatiques sur les besoins de puissance et sur les besoins en énergie par catégorie de client n'a été effectuée par le Distributeur. Logiquement, une augmentation de 5 % de la demande en énergie ne devrait pas nécessairement conduire à une variation de 5 % des besoins en puissance.*

(B-20, HQD-14, Doc 6, DDR 21 a), p 33)

54. Cependant, en réponse à l'engagement 2, HQD nous informe que "la proportion des revenus associée à la facturation de la puissance est de l'ordre de 20%" (B-57, HQD-15, Doc 6.2, p 2). OC est d'avis que ce montant est non-négligeable. En contre-interrogatoire, M. Bastien a soutenu qu'il pense que le calcul [de l'impact des aléas climatiques sur la puissance facturée] se fait de façon implicite" (N.S., vol. 3, p 37, lignes 5-6). Cependant OC note que l'absence d'un ajustement précis prenant en compte explicitement la facturation de la puissance dans l'ajustement des revenus pour le mécanisme résulte en un mécanisme qui est imprécis;
55. À la pièce B-1, HQD-4, Doc. 4, p 24, lignes 19-22, HQD conclut que :
- Compte tenu que le mécanisme de nivellement pour aléas climatiques proposé capte tous les paramètres climatiques associés au chauffage et à la climatisation, le Distributeur évalue que le solde du compte de nivellement devrait s'annuler naturellement au fil des années.*
56. OC est d'avis que le solde du compte s'annulera naturellement si et seulement si (i) les données sur lesquelles le calcul est basé sont précises; et (ii) le calcul de l'effet des aléas sur l'énergie et la puissance est précis;
57. En raison des deux problèmes importants décrits ci-haut (soit, le fait que les données sur lesquelles le mécanisme est basé ne sont pas à jour et le fait que le mécanisme ne tient pas compte de la puissance facturée de façon explicite), OC est d'avis que la Régie doit considérer que le solde du compte ne se nivellera probablement pas au fil des années car ce compte est basé sur des données qui datent des années 1980 et un calcul imprécis;
58. À la lumière de ces constats, OC suggère fortement à la Régie de rejeter le mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour les aléas climatiques;
59. Par ailleurs, OC est d'avis qu'HQD devrait améliorer son mécanisme en tenant compte des problèmes soulevés ci-haut, notamment (i) en mettant à jour les

données qui servent de poids utilisés dans la répartition de l'impact des conditions climatiques par catégorie de consommateurs. (B-1, HQD-4, Doc 4, Tableau 1, p 12), et (ii) en entamant une analyse distinguant l'impact des aléas climatiques sur la facturation de la puissance de l'impact des aléas climatiques sur la facturation énergie par catégorie de client;

60. Toutefois, dans l'éventualité où la Régie décidait d'accorder la demande du distributeur à ce sujet, OC appuie les propos d'UC quant à la nécessité de traiter ce compte « hors base de tarification ». (C-13-3, Rapport d'expertise d'UC, p 13);

#### **VI. Les propos et recommandations de notre expert M. William Harper;**

61. OC appuie les propos et recommandations de l'expert M. William Harper, tels qu'élaborés dans le rapport d'expertise de M. Harper (C-8-15), dans les réponses d'OC à la demande de renseignements d'HQD (C-8-19) et dans le témoignage oral de M. Harper du 12 décembre 2005;
62. Particulièrement, OC invite la Régie à prendre en considération les conclusions de M. Harper et à adopter les recommandations de ce dernier quant aux sujets suivants :
- a. les changements dans la méthodologie de la répartition des coûts de service proposés par HQD pour 2006 (rapport d'expertise de M. Harper, C-8-15, pp 3-9);
  - b. la proposition d'HQD quant à l'allocation des coûts de fourniture postpatrimoniale (C-8-15, pp 9-14);
  - c. la proposition d'HQD pour évaluer les impacts des changements dans la répartition des coûts sur les indices d'interfinancement (C-8-15, pp 14-22);
  - d. les changements proposés par HQD dans la structure tarifaire pour les clients résidentiels (C-8-15, pp 23-32);

#### **VII. Les recommandations d'Option consommateurs à la lumière de la preuve de M. Harper et des audiences;**

63. À la lumière de la preuve de M. Harper, ainsi que de la preuve présentée lors des audiences, OC souhaite formuler des suggestions complémentaires et apporter quelques clarifications quant aux sujets suivants :
- a. la proposition d'HQD quant à l'allocation des coûts de fourniture postpatrimoniale;
  - b. les changements proposés par HQD dans la structure tarifaire pour les clients résidentiels.

a) ***L'allocation des coûts de fourniture postpatrimoniale***

64. Ce sujet a fait l'objet de nombreuses discussions lors de la présente audience. OC souhaite faire quelques commentaires afin de résumer ce qui ressort du rapport d'expert et du témoignage de M. Harper, du témoignage du Distributeur ainsi que de celui de M. Knecht. Nous tenterons aussi d'éclaircir la Régie sur cette question et de réduire la confusion et les malentendus qui ont caractérisé ce débat depuis maintenant plus d'un an;
65. Tout d'abord, revenons sur l'un des objectifs établit par la Régie dans la décision qu'elle a rendu lors du dernier dossier tarifaire du Distributeur, soit celui de procéder au ré-examen de la question de l'allocation des coûts post-patrimoniaux au cours de la dernière année;
66. Dans la décision D-2004-35, la Régie, préoccupée par le fait que le traitement global ne permettrait pas de refléter adéquatement les coûts postpatrimoniaux, a demandé au Distributeur d'explorer des alternatives « afin d'arriver à une solution qui respecte à la fois l'esprit et la lettre de la Loi » (p. 130). Dans son choix de méthode d'allocation, la Régie a souligné que « le critère de causalité doit primer sur le critère de simplicité » (p. 131);
67. Par ailleurs la Régie a clairement indiqué sa préoccupation quant à l'utilisation continue du traitement global pour répartir les coûts post-patrimoniaux :

*Le profil de consommation global du Distributeur pourrait, au fil du temps, différer significativement des spécificités et caractéristiques propres du produit patrimonial établies au décret 1277-2001. D'ailleurs, pour l'année 2005, la Régie constate que les besoins en électricité postpatrimoniale sont davantage concentrés durant les mois d'été ou les périodes hors-pointe et, qu'en conséquence, le profil de consommation associé au bloc d'énergie postpatrimoniale est significativement différent de celui du bloc patrimonial. La Régie est d'avis, que dans ce contexte, le traitement global proposé par le Distributeur pourrait ne pas permettre de refléter adéquatement la causalité des coûts.*

(D-2005-34, p. 132)

68. Lorsque M. Knecht critique l'allocation de coûts post-patrimoniaux sur une base horaire, il constate que cette méthodologie produit une courbe « that just doesn't make sense » (N.S., vol 7, le 13 décembre 2005, p 54). Il ajoute que cette courbe reflète le jeu (« gamesmanship ») d'HQD dans sa gestion du patrimonial (N.S., vol 7, le 13 décembre 2005, p 55);
69. En tout respect pour l'opinion de M. Knecht, ce dernier, par ses commentaires, semble manquer le but de l'exercice qui consiste à trouver une meilleure méthode d'allocation des coûts post-patrimoniaux, puisque justement, la

demande actuelle reliée à l'électricité postpatrimoniale (et pour les années à venir) ne présente pas les mêmes caractéristiques que la demande reliée à l'électricité patrimoniale. Si tel était le cas, nous n'aurions pas besoin d'un traitement alternatif;

70. Que la courbe présente une forme dénaturée ou non, cette courbe postpatrimoniale est la courbe à laquelle nous devons faire face et avec laquelle nous devons travailler, maintenant, en 2006 et pour les années à venir. C'est la Régie, elle-même, qui a constaté que « le profil de consommation global du Distributeur pourrait, au fil du temps, différer significativement des spécificités et caractéristiques propres du produit patrimonial établies au décret 1277-2001 » (D-2005-34, p 132). Et c'est pour cette raison que la Régie a demandé qu'il soit procédé à l'étude de traitements alternatifs pouvant mieux refléter la structure des coûts postpatrimoniaux;
71. En ce qui concerne la recommandation de M. Knecht qui consiste à attendre que la courbe postpatrimoniale soit assez grande pour faire une allocation des coûts sur une base raisonnable (C-3-24, Présentation de M. Knecht, p. 10 et N.S., vol 7, le 13 décembre 2005, p 118), OC doit exprimer son désaccord;
72. En effet, OC est d'avis qu'il n'est pas raisonnable d'attendre jusqu'en 2014 afin que la courbe représentant la demande postpatrimoniale reprenne la forme de la courbe représentant la demande patrimoniale. Le but de l'exercice consistant à étudier des traitements alternatifs était bien de trouver une allocation qui refléterait mieux les caractéristiques de la courbe postpatrimoniale maintenant et dans les années à venir, ces caractéristiques étant différentes de celle de la courbe patrimoniale;
73. Pour comparer les deux principales alternatives proposées dans cette cause, ainsi que pour clarifier la terminologie utilisée, OC présente un tableau retrouvé à l'annexe A du présent plan d'argumentation. Le tableau illustre la comparaison du Scénario A « hybride » tel que proposé par l'expert Harper avec le traitement global, proposé par HQD;
74. Pour entamer la comparaison, OC aimerait clarifier quelques éléments de terminologie qui risquent de confondre un débat déjà compliqué. Ces éléments de terminologie sont les suivants : « incrémental », « rolled-in », « marginal », et « hybride ».
75. "Incrémental" : selon M. Knecht, « In an incremental approach, the high costs of the new power supplies are somehow allocated only to the new customers or to growing loads. » (R-3541-2004, Rapport d'expertise de M. Knecht, p.2). C'est ce que le Distributeur appelle une allocation de « premier arrivé, premier servi ». OC note que cette méthode n'est pas conforme aux principes acceptés en réglementation et elle est rejetée tant par M. Harper que M. Knecht;

76. « Rolled-in »: toujours selon M. Knecht, "The alternative methodology [à l'allocation incrémentale] is to allocate all of the generating costs to all loads, regardless of their status as "old" or "new." This latter approach can be described as rolled-in cost allocation". (R-3541-2004, Rapport d'expertise de M. Knecht, p.2);
77. OC note que l'allocation « rolled-in » est la méthode préconisée par les deux experts M. Harper et M. Knecht dans le dossier actuel;
78. « Marginal » : la Régie interprète l'utilisation d'HQD du terme « marginal » (ou plus spécifiquement, « traitement à la marge ») de la façon suivante :

*En ce qui concerne la méthode de répartition alternative dite de « traitement à la marge », le Distributeur fait valoir qu'un tel scénario consisterait à fixer une seule fois pour les années à venir le coût de fourniture et les volumes de consommation par catégorie de consommateurs pour l'électricité patrimoniale.*

(D-2005-34, p. 127)

79. Quant à M. Knecht, il définit un traitement marginal de la façon suivante (en faisant référence à la page 4 de sa présentation) :

*I think when we refer to marginal methods, it could be any of the other three cells because it means that there is something being, something different being done with postpatrimonial load and costs than we did with patrimonial load and costs.*

(N.S., vol. 7, le 13 décembre 2005, pp. 40-41)

80. En faisant référence au Scénario A « hybride » qu'il préconise, M. Harper note que :

*Finally, it should be noted that Scenario A is not a "marginal approach" if the term "marginal" is meant to suggest that the approach grants "first come, first serve" rights to customers.*

(C-8-19, Réponses d'OC à la demande de renseignements no. 1 d'HQD, p. 4)

81. Comme il y a confusion au sujet du terme marginal, tenons-nous au terme « incrémental » comme signifiant l'allocation des coûts de type « premier arrivé, premier servi », tel que définit par M. Knecht et le Distributeur (voir définitions ci-haut). De même, nous utiliserons le terme « traitement alternatif » pour signifier l'utilisation d'une méthode différente pour la répartition des coûts postpatrimoniaux que pour la répartition des coûts patrimoniaux.

82. « Hybride » : hybride signifie un traitement alternatif qui ne présuppose ni une allocation « rolled-in », ni une allocation « incrémentale » de la fourniture postpatrimoniale. (N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 64, ligne 22 – p. 65, ligne 3; p 60, ligne 6 – p 61, ligne 18; p 82, ligne 25 – p 84, ligne 84; p 87, ligne 6 – p 89, ligne 3; p 97, ligne 1 – 15). Ce traitement s'en remet au gouvernement pour la méthode d'allocation de la fourniture patrimoniale. (N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 24, ligne 20 – p. 25, ligne 3;
83. Le traitement hybride est compatible avec un traitement « rolled-in » car il utilise le traitement global pour répartir les volumes postpatrimoniaux. Une fois les volumes postpatrimoniaux étant répartis selon le traitement global, le traitement hybride répartit les coûts post-patrimoniaux selon une base de coûts horaires, conformément à l'approche du Scénario A original pour l'allocation des coûts postpatrimoniaux;
84. OC note que si le gouvernement décidait de fixer les volumes patrimoniaux par catégorie de consommateurs une fois pour toute (ce que ni OC, ni son expert ne préconise), la méthode hybride serait également compatible avec une telle politique;
85. La majorité des alternatives étudiées par HQD lors des réunions techniques et que nous retrouvons dans la preuve, incluant le Scénario A original, assument que le volume du patrimonial sera fixé de façon définitive. Ceci implique que le post-patrimonial doit être alloué de façon « incrémentale », une allocation qui ne correspond pas à de bonnes pratiques réglementaires (N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 19, lignes 17-25, Rapport d'expertise de M. Knecht, C-3-16, p2). Par ailleurs, cette allocation « incrémentale » n'est pas compatible avec une situation dans laquelle des décrets annuels fixent les coûts (et implicitement les volumes) patrimoniaux par catégorie de consommateurs;
86. Comme OC appuie une allocation « rolled-in », notre expert a suggéré un traitement hybride compatible avec cette allocation, soit l'utilisation du traitement global pour l'allocation des volumes postpatrimoniaux, et l'utilisation du Scénario A pour l'allocation des coûts postpatrimoniaux (c'est-à-dire, une allocation sur une base de coûts horaires des contrats postpatrimoniaux). Voilà pourquoi l'approche recommandée par OC et par son expert est mieux qualifiée de « Scénario A hybride »;
87. Ce qui ressort du tableau retrouvé à l'annexe A du présent plan d'argumentation est que les deux propositions, soit le Scénario A hybride et le traitement global ont plusieurs caractéristiques communes :
- a. les deux propositions sont compatibles avec l'allocation « rolled-in »;
  - b. les deux propositions procèdent à l'allocation des volumes postpatrimoniaux en utilisant le traitement global;

- c. les deux propositions permettent le respect de la LRE et des décrets annuels du gouvernement visant à établir les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale (i.e., décret 759-2005 et décret 1277-2001);
88. Le tableau retrouvé à l'annexe A du présent plan d'argumentation illustre également les différences suivantes entre les deux méthodes :
- a. Le Scénario A « hybride » est un traitement alternatif, faisant une répartition des volumes postpatrimoniaux en fonction du traitement global et une répartition des coûts postpatrimoniaux sur une base de coûts horaires (selon la répartition des coûts postpatrimoniaux décrite dans le Scénario A d'HQD). En comparaison, le traitement global utilise la méthode « traditionnelle » d'HQD, basée sur les facteurs d'utilisation et les taux de pertes pour répartir la fourniture postpatrimoniale, de la même manière que pour la fourniture patrimoniale;
  - b. Nous constatons également que le désavantage principal du Scénario A « hybride » constitue l'avantage principal du traitement global, soit la simplicité d'implantation. OC est consciente que sa proposition requiert plus d'effort de la part du Distributeur que la mise en application du traitement global. Cependant, notre expert croit que cet effort additionnel en vaut la peine, puisque la méthode qu'il préconise permet justement de refléter une meilleure causalité des coûts, ce qui est précisément le but de l'exercice demandé par la Régie dans sa décision lors du dernier dossier tarifaire au sujet de l'étude de méthodes alternatives au traitement global; (C-8-15, p 13, ligne 7 – p. 14, ligne 16)
  - c. Le tableau met aussi en évidence le fait suivant : l'avantage principal du Scénario A « hybride » constitue le désavantage principal du traitement global. Tout simplement, le Scénario A « hybride » est nettement supérieur au traitement global quant au reflet de la causalité des coûts postpatrimoniaux, et rencontre l'objectif de l'exercice consistant à procéder à l'étude de méthodes alternatives au traitement global, tel que demandé par la Régie; (N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 23, ligne 15 – p 24, ligne 11; p 25, ligne 15 – p 26, ligne 3; p 26, ligne 12 – p 27, ligne 7)
89. Rappelons que dans la décision D-2005-34, la Régie a souligné que « le critère de causalité doit primer sur le critère de simplicité » (p. 131) dans le choix de la méthode d'allocation des coûts postpatrimoniaux;
90. Par ailleurs, OC note avec intérêt qu'en discutant des éléments permettant de comparer les méthodes d'allocation, M. Knecht mentionne en premier lieu la causalité des coûts et admet que le critère de la simplicité et de la stabilité est le moins important des critères d'évaluation (N.S., vol 7, le 13 décembre 2005, pp 44-45);

91. De plus, en contre-interrogatoire, M. Knecht a dû avouer que le traitement global n'est pas compatible avec le critère de la causalité des coûts et, en fait, ne reflète pas la causalité des coûts :

*Q. ...So, then, I would like you to confirm that the global treatment is not demonstrably consistent with cost causation, that it has never reflected the actual nature of the costs incurred by Hydro Québec, and that it cannot reflect any changes in the nature of the costs incurred by HQD in the future?*

*A. I believe that's correct, that's consistent with the evidence that I filed in R-3477-2001.*

(N.S., vol. 7, le 13 décembre, p. 85, lignes 7 – 15)

92. L'objectif de l'expert Harper était effectivement de suivre la directive de la Régie et de proposer une méthode d'allocation des coûts postpatrimoniaux pouvant mieux refléter la causalité des coûts postpatrimoniaux que le traitement global. La justification de la supériorité du Scénario A « hybride » en comparaison au traitement global est discutée dans le rapport d'expertise de M. Harper (C-8-15, p 13, ligne 7 – p 14, ligne 16), ainsi que dans son témoignage oral (N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 23, ligne 15 – p 24, ligne 11; p 25, ligne 15 – p 26, ligne 3; p 26, ligne 12 – p 27, ligne 7);

93. OC note que dans son rapport des réunions techniques au sujet de l'allocation postpatrimoniale, les commentaires d'HQD indiquent également la supériorité du Scénario A quant au critère causalité des coûts :

*Par ailleurs, le scénario A ne fait pas non plus d'utilisation explicite des facteurs d'utilisation et des taux de pertes à la marge, comme le prescrit la Loi. Les facteurs d'utilisation à la marge pourraient être considérés implicitement puisque le traitement sur une base horaire fait de façon plus précise ce que les facteurs d'utilisation font de façon plus sommaire, c'est-à-dire répartir des coûts plus élevés en période de pointe et des coûts moins élevés en période creuse.*

(B-1, HQD-12, Doc 1.1, p 9, lignes 7-12)

94. OC admet que le Scénario A « hybride » ne constitue pas une solution parfaite en ce qui a trait à la causalité des coûts. Dans sa preuve et lors de son témoignage oral, notre expert a discuté des problèmes reliés à la confidentialité de certains contrats patrimoniaux et de l'inclusion de tous les produits d'approvisionnement dans les prévisions des contrats postpatrimoniaux. En tenant compte de ces problèmes, notre expert a quand même conclu que le Scénario A reflète beaucoup mieux la causalité des coûts postpatrimoniaux que le traitement global proposé par le Distributeur dans le présent dossier (C-8-15, Rapport d'expertise de M. Harper, p 13, lignes 16-27; N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 92, ligne 23 – p 94, ligne 1);

95. En ce qui a trait à la préoccupation d'HQD quant à la confrontation du principe de la causalité de coûts et du principe du maintien de l'interfinancement, (B-51, HQD-15, Doc 4.1, p 4), M. Harper a indiqué dans sa preuve que :

*HQD's arguments that the results of a different allocation of post-Heritage Pool costs to customer classes will not achieve the desired objectives due to the requirement to maintain the existing cross-subsidization by customer class are somewhat misdirected.*

(C-8-15, Rapport d'expertise de M. Harper, p 12, lignes 3-6. Voir aussi la discussion sur ce sujet à la même page, lignes 3-17.)

96. Par ailleurs, quant à ce même sujet, M. Harper a aussi conclu que :

*Concerns that a particular approach to cost allocation may cause certain customer classes cross-subsidization indices to vary from the reference values should not be the basis for rejecting an approach as being appropriate if it has merit from a cost-tracking prospective since this is the primary objective of cost allocation.*

(N.S., volume 6, p 22. Pour plus de détails, voir pp 21-22)

97. Quand au désavantage illustré au tableau retrouvé à l'annexe A du présent plan d'argumentation concernant le Scénario A « hybride », soit qu'un plus grand effort sera requis pour son implantation, OC note que ces efforts ne sont pas d'une complexité démesurée. Par ailleurs, au Tableau présenté dans la preuve du Distributeur dans lequel sont comparés les différentes méthodes étudiées lors du groupe de travail de l'été dernier, même HQD a constaté, en évaluant la simplicité du Scénario A, que :

*Un traitement techniquement bien défini comportant certes un calcul plus élaboré que le traitement global doit être appliqué pour l'ajustement du patrimonial à la courbe du décret 1277-2000 et à l'évaluation des coûts horaires chronologiques.*

B-1, HQD-12, Doc 1.2, p 37 (non-numérotée)

98. OC réitère la conclusion de son expert M. Harper, à l'effet que cet effort additionnel vaut la peine d'être fait pour obtenir une méthode qui reflète adéquatement la causalité des coûts, tel que demandé par la Régie :

*It would appear, therefore, that a key question to be addressed is whether the results are a sufficient improvement in cost tracking to warrant the additional effort. In this regard, the two methods yield significantly different results for both 2006 and subsequent years.*

(...)

*On balance, given the pre-eminence that the Régie has assigned to cost causality in establishing cost allocation procedures and the increasing significance of the dollars associated with post-Heritage Pool supply, it would be reasonable for the Régie to direct HQD to invest the effort required to implement the more detailed cost allocation represented by Scenario A on an ongoing basis and to improve this methodology over time.*

(C-8-15, Rapport d'expertise de M. Harper, p 13, lignes 11-14 and p. 14, lignes 11-16).

99. M. Harper indique aussi que le choix de la méthode d'allocation des coûts postpatrimoniaux donnera des résultats forts différents pour l'année 2006 et les années subséquentes. Comme le mentionne M. Harper dans sa preuve, les différences projetées peuvent être constatées en comparant les résultats du traitement global à la pièce HQD-12, Doc. 1, Table A avec les résultats pour le Scénario A, à la pièce HQD-12, Doc. 1.1, Table A. Les résultats projetés pour les deux méthodes pour 2014 se retrouvent à la pièce HQD-12, Doc. 1.2, aux pp. 24 et 26. (C-8-15, rapport d'expertise de M. Harper, p 13, note de bas de page numéro 38);
  100. OC appuie complètement les conclusions de son expert à l'égard de la validité de procéder à l'implantation du Scénario A « hybride ». L'effort requis pour mieux refléter la causalité des coûts en vaut la peine et l'allocation proposée par M. Harper (Scénario A « hybride ») devrait être mise en place dès cette année pour assurer une allocation juste des coûts postpatrimoniaux qui représentent une proportion croissante des revenus requis;
  101. En prônant le traitement global qui ne reflète pas adéquatement la causalité des coûts, HQD prend le chemin le plus facile, mais ceci ne représente pas la solution la plus équitable pour les consommateurs du Québec. OC suggère fortement à la Régie de considérer la preuve et le témoignage de M. Harper et d'ordonner à HQD d'implanter, dès cette année, le Scénario A « hybride », qui est la méthode d'allocation qui reflète le mieux la causalité des coûts. Ce faisant, la Régie maintiendra la directive qu'elle a édictée dans la décision D-2005-34, quant au fait que « le critère de causalité doit primer sur le critère de simplicité » (p. 131).
- b) *Les changements proposés par HQD dans la structure tarifaire pour les clients résidentiels;***
102. OC appuie les recommandations de M. Harper quant aux changements proposés par HQD dans la structure tarifaire pour les clients résidentiels (C-8-15, rapport d'expertise de M. Harper, pp 27-32);

103. En particulier, OC considère intéressante la suggestion de M. Harper quant à l'étude d'une première tranche qui varie selon les saisons. Par exemple, le seuil de la première tranche pourrait être fixé à 25 kWh l'été (l'été étant du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre, selon la proposition de M. Harper) et à 35 kWh l'hiver (C-8-15, rapport d'expertise de M. Harper, p 30);

104. Nous notons aussi qu'en contre-interrogatoire, HQD semblait relativement ouvert à l'étude d'une première tranche qui varie selon les saisons :

*Donc, c'est pour ça que la proposition de votre expert, nous la gardons en réserve puis on va l'étudier de façon approfondie, de voir qu'est-ce que, effectivement, l'idée de, de toute façon, l'idée n'est pas nouvelle, elle vient de l'Ontario, comme on disait, on l'a regardée un peu comme, comme en Ontario ils implantent les compteurs avancés. Donc, tout ce qui vient de l'Ontario, nous étudions ça attentivement.*

(N.S., vol 4, pp 67-68; pour la discussion complète, lire pp 66-73 du même volume).

105. M. Harper recommande que l'analyse relative à l'étude de sa proposition doive inclure les éléments suivants :

- a) billing frequencies with break points at 25 and 35 kWh per day;*
- b) usage for DM as well as D customers;*
- c) usage for customers with no electric space heating;*
- d) consistency with rate making principles; and*
- e) possible implementation strategies.*

(C-8-15, Rapport d'expertise de M. Harper, p 30)

106. De plus, OC considère pertinente la proposition du ROÉÉ et apprécie particulièrement la suggestion d'établir une tranche pour les besoins de base en chauffage électrique, ainsi que le souci pour les consommateurs à faible revenu;

107. Nous accueillons positivement le fait que cet intervenant apporte des solutions innovatrices à cette question. Nous partageons les préoccupations de notre expert quant aux défis reliés à l'application de cette proposition (N.S., vol 6, le 12 décembre, pp 44-48). Nous croyons cependant que cette proposition mérite d'être étudiée de façon attentive par le Distributeur;

108. Dans le contexte actuel de hausses tarifaires fréquentes et des coûts post-patrimoniaux à la hausse, des réformes appropriées à la structure tarifaire sont d'autant plus pertinentes. En conséquence, OC suggère à la Régie de demander au Distributeur de fournir une évaluation de la proposition d'OC, ainsi que de celle du ROÉÉ, et ceci, dans le cadre de la prochaine cause tarifaire;

109. Nous suggérons que l'évaluation de la proposition de notre expert, M. Harper, contienne les éléments d'étude énumérés au paragraphe 105, ci-haut. OC suggère que l'évaluation de l'étude de la proposition du ROEE contienne les éléments d'étude suggérés par M. Harper dans son témoignage oral (N.S., vol 6, le 12 décembre, pp 43-48), surtout en ce qui a trait aux problèmes pratiques soulevés par cette proposition;
110. En ce qui concerne la proposition du ROEE, OC rappelle également que M. Harper a suggéré que la Régie donne une indication quant auquel des deux principes suivants doit primer, soit le principe de l'efficacité énergétique ou le principe concernant le reflet de la structure des coûts dans l'établissement de la structure tarifaire (N.S., vol 6, le 12 décembre, pp 46-47);

### **VIII. Conclusions**

## Annexe A - Allocation des coûts de la fourniture postpatrimoniale : Comparaison de Scénario A « hybride » et Traitement global

Scénario A « hybride »	Traitement global
<b>Caractéristiques communes</b>	
compatible avec l'allocation « rolled-in » <sup>1</sup> <ul style="list-style-type: none"> <li>compatible avec la détermination annuelle du patrimonial par décret</li> <li>allocation des volumes postpatrimoniaux par le traitement global<sup>2</sup></li> </ul>	compatible avec l'allocation « rolled-in » <sup>3</sup> <ul style="list-style-type: none"> <li>compatible avec la détermination annuelle du patrimonial par décret</li> <li>allocation des volumes postpatrimoniaux par le traitement global</li> </ul>
respect de la Loi et des décrets <sup>4</sup>	respect de la Loi et des décrets <sup>5</sup>
<b>Différences</b>	
un traitement alternatif <ul style="list-style-type: none"> <li>définition : utilise une méthode différente pour la répartition des coûts postpatrimoniaux que pour la répartition des coûts patrimoniaux</li> <li>Scénario A « hybride » répartit les coûts postpatrimoniaux sur une base de coûts horaires des contrats post-patrimoniaux<sup>6</sup></li> </ul>	un traitement global <ul style="list-style-type: none"> <li>définition : utilise la même méthode pour la répartition des coûts postpatrimoniaux que pour la répartition des coûts patrimoniaux</li> <li>utilise la méthode « traditionnelle » d'HQD (facteurs d'utilisation et taux de pertes) pour répartir la fourniture postpatrimoniale<sup>7</sup></li> </ul>
désavantage principal : un plus grand effort est requis pour implanter cette méthode <sup>8</sup>	désavantage principal : ne reflète pas adéquatement la causalité des coûts <sup>9</sup>
avantage principal : reflète la causalité des coûts de façon beaucoup plus précise que le traitement global <sup>10</sup>	avantage principal : peu d'effort est requis pour implanter cette méthode – en continuité avec le status quo. <sup>11</sup>

<sup>1</sup> N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 64, ligne 22 – p. 65, ligne 3; p 60, ligne 6 – p 61, ligne 18; p 82, ligne 25 – p 84, ligne 84; p 87, ligne 6 – p 89, ligne 3; p 97, ligne 1 – 15

<sup>2</sup> N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 24, ligne 12 – p. 26, ligne 3

<sup>3</sup> B-1, HQD-12, Doc 1, pp 8 -12, Sections 2.2 – 2.3

<sup>4</sup> N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 84, ligne 5 – p. 89, ligne 3

<sup>5</sup> B-1, HQD-12, Doc 1.2, p 37 (non-numérotée)

<sup>6</sup> C-8-15, p 10, lignes 3 – 7; N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 24, lignes 6 – 11; p 26, lignes 12 – 19.

<sup>7</sup> B-1, HQD-12, Doc 1, pp 8 - 9, Section 2.2; N.S., vol 7, le 13 décembre, p 84, lignes 7 – 15.

<sup>8</sup> C-8-15, p 13, lignes 11-13

<sup>9</sup> N.S., vol. 7, le 13 décembre, p. 85, lignes 7-15

<sup>10</sup> N.S., vol 6, le 12 décembre 2005, p 23, ligne 15 – p 24, ligne 11; p 25, ligne 15 – p 26, ligne 3; p 26, ligne 12 – p 27, ligne 7; C-8-15, p 13, ligne 7 – p. 14, ligne 16.

<sup>11</sup> B-1, HQD-12, Doc 1.2, p 37 (non-numérotée); B-51, HQD-15, Doc 4.1, p 5; N.S., vol 3, p 160, lignes 23 – p 161 ligne 1

**L.R.Q., c. R-6.01**

---

Dernière modification: 1<sup>er</sup> juillet 2001  
à jour au 23 octobre 2001

---

# **Loi sur la Régie de l'énergie**

Québec 

registres, comptes, dossiers et autres documents doit, sur demande, en donner communication à la personne désignée et lui en faciliter l'examen.

Identification.

Sur demande, la personne désignée exerçant les pouvoirs prévus au premier alinéa doit s'identifier et exhiber le document attestant sa qualité.

1996, c. 61, a. 44; 2000, c. 22, a. 9.

Immunité.

**45.** Une personne désignée pour effectuer une enquête ou une inspection ne peut être poursuivie en justice en raison d'un acte officiel accompli de bonne foi dans l'exercice de ses fonctions.

1996, c. 61, a. 45.

Interdiction.

**46.** Nul ne peut nuire au travail d'une personne désignée pour effectuer une enquête ou une inspection dans l'exercice de ses fonctions.

1996, c. 61, a. 46.

Fausse déclaration.

**47.** Nul ne peut faire une déclaration fausse ou trompeuse, participer ou consentir à une telle déclaration au cours d'une inspection ou en réponse à un ordre ou à une demande de la Régie.

1996, c. 61, a. 47.

#### CHAPITRE IV TARIFICATION

Fixation des tarifs.

**48.** Sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, la Régie fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné. Elle peut notamment demander au transporteur d'électricité, au distributeur d'électricité ainsi qu'à un distributeur de gaz naturel de lui soumettre une proposition de modification.

Documents requis.

Une demande est accompagnée des documents et des frais prévus par règlement.

1996, c. 61, a. 48; 2000, c. 22, a. 10.

Responsabilité de la Régie.

**49.** Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que

des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;

5° s'assurer du respect des ratios financiers;

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Économies d'énergie non rentables.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Méthode.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

1996, c. 61, a. 49; 2000, c. 22, a. 11.

Valeur des actifs.

**50.** La juste valeur des actifs du transporteur d'électricité et d'un distributeur de gaz naturel est calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement.

1996, c. 61, a. 50; 2000, c. 22, a. 12.

Restriction.

**51.** Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel 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 transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

Emmagasinage du gaz naturel.

Il en est de même pour l'emmagasinage du gaz naturel par quiconque exploite un réservoir à cette fin dans la mesure où la méthode tarifaire utilisée par la Régie le justifie.

1996, c. 61, a. 51; 2000, c. 22, a. 13.

Coût réel d'acquisition.

**52.** Dans tout tarif de fourniture de gaz naturel, les taux et autres conditions applicables à un consommateur ou une catégorie de consommateurs doivent refléter le coût réel d'acquisition ou toute autre condition d'approvisionnement consentie à un distributeur par des producteurs de gaz naturel ou leurs représentants en considération de la consommation de ce consommateur ou de cette catégorie de consommateurs.

Autre coût.

Un tarif peut également refléter tout autre coût inhérent à l'acquisition du gaz naturel par un distributeur.

1996, c. 61, a. 52; 2000, c. 22, a. 14.

*Cet article est entré en vigueur le 2 juin 1997 selon qu'il se rapporte au gaz naturel. D. 714-97 du 28 mai 1997, (1997) 129 G.O. 2, 3329.*

Coûts de fourniture d'électricité.

**52.1.** Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 et du deuxième alinéa de ce même article.

Tarif de gestion de la consommation.

La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.

Tarifification.

La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53e parallèle.

Restriction.

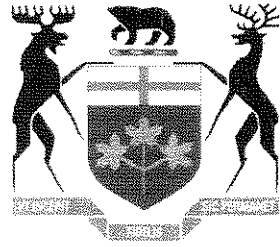
La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

Dispositions non applicables.

Le quatrième alinéa ne s'applique pas lorsque la Régie fixe ou modifie un tarif de transition pour un consommateur qui passe à une autre catégorie de consommateurs.

2000, c. 22, a. 15.

Ontario Energy Board  
Commission de l'Énergie de l'Ontario



# 2006 ELECTRICITY DISTRIBUTION RATE HANDBOOK

May 11, 2005

***Schedule 13-1: Description of Mitigation Plan***

The distributor must provide a detailed description of its mitigation plan by completing this Schedule. The following information should be provided:

1. A specification of all customer classes or groups of customers that were initially identified as having increases in excess of 10% and the magnitude of these increases.
2. The mitigation measures undertaken, e.g. reductions to the revenue requirement, inter or intra class shifts and their impacts.
3. A justification for all mitigation measures proposed.
4. A detailed description of all mitigation adjustments made to the 2006 EDR model.
5. Any other information the applicant believes is relevant.