

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2003-93

R-3492-2002

21 mai 2003

PRÉSENTS :

M. Normand Bergeron, M.A.P., vice-président

M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), M.B.A.

M^e Marc-André Patoine, B.A., LL.L.

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Liste des intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Intervenants

Décision portant sur la Phase 1 du dossier

Demande relative à la détermination du coût du service du Distributeur et à la modification des tarifs d'électricité

Liste des intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association des gestionnaires de parcs immobiliers en milieu institutionnel (AGPI);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIE/AIFQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Union des municipalités du Québec (FCEI/UMQ);
- Gazifère Inc. (Gazifère);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- Grand Conseil des Cris (Eeyou Ishchee)/Administration régionale crie (GCC);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	6
CONTEXTE	8
1. THÈME 1 - PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU DOSSIER ET PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES	11
1.1 ANNÉES TÉMOIN ET TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR	11
1.1.1 Position des parties.....	11
1.1.2 Opinion de la Régie.....	13
1.2 TRANSFERT DES COÛTS DE FOURNITURE, DU SERVICE DE TRANSPORT ET DES FAITS DU PRINCE	15
1.2.1 Position des parties.....	15
1.2.2 Opinion de la Régie.....	20
1.3 MOYENNE DES 13 SOLDES	23
1.3.1 Position des parties.....	23
1.3.2 Opinion de la Régie.....	23
1.4 ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION	24
1.4.1 Principes généraux	24
1.4.2 Activités non incluses dans le coût du service du Distributeur.....	25
1.4.3 Activités incluses dans le coût du service du Distributeur et évaluation du coût du service	31
ANNEXE 1	40
2. THÈME 2 – STRUCTURE ET COÛT DU CAPITAL	41
2.1 STRUCTURE DU CAPITAL DU DISTRIBUTEUR	41
2.1.1 Position des parties.....	41
2.1.2 Opinion de la Régie.....	50
2.2 COÛT DE LA DETTE.....	51
2.2.1 Position des parties.....	51
2.2.2 Opinion de la Régie.....	57
2.3 TAUX DE RENDEMENT SUR L' AVOIR PROPRE ET SUR LA BASE DE TARIFICATION DU DISTRIBUTEUR.....	59
2.3.1 Position des parties.....	59
2.3.2 Opinion de la Régie.....	70
2.4 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF	75
2.4.1 Position des parties.....	75
2.4.2 Opinion de la Régie.....	76
3. THÈME 3 – COÛT DE SERVICE, REVENU REQUIS ET CONVENTIONS COMPTABLES	77

3.1	CONVENTIONS COMPTABLES	77
3.1.1	Position des parties.....	77
3.1.2	Opinioin de la Régie	82
	ANNEXE 2.....	85
3.2	FRAIS CORPORATIFS : MÉTHODOLOGIE.....	90
3.2.1	Position des parties.....	90
3.2.2	Opinion de la régie	94
3.3	CHARGES	95
3.3.1	Achats d'électricité	97
3.3.2	Achats de service de transport	101
3.3.3	Charges d'exploitation	101
3.3.5	Facturation externe.....	122
3.4	BASE DE TARIFICATION.....	124
3.4.1	Position des parties.....	124
3.4.2	Opinion de la Régie.....	134
	ANNEXE 3.....	139
4.	THÈME 4 – ALLOCATION DES COÛTS ET INTERFINANCEMENT	140
4.1	MÉTHODOLOGIE GÉNÉRALE D'ALLOCATION DES COÛTS	140
4.1.1	Position des parties.....	140
4.1.2	Opinion de la Régie.....	143
4.2	RÉPARTITION DES COÛTS DE FOURNITURE	145
4.2.1	Position des parties.....	145
4.2.2	Opinion de la Régie.....	147
4.3	RÉPARTITION DES COÛTS DE TRANSPORT	148
4.3.1	Position des parties.....	148
4.3.2	Opinion de la Régie.....	150
4.4	RÉPARTITION DES COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SERVICE À LA CLIENTÈLE	151
4.4.1	Classement par fonction.....	151
4.4.2	Classement par composante	157
4.4.3	RÉPARTITION ENTRE LES CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS	163
	ANNEXE 4.....	168
4.5	PRINCIPE ET MÉTHODES DE CALCUL DE L'INTERFINANCEMENT.....	169
4.5.1	Position des parties.....	169
4.5.2	Opinion de la Régie.....	180
5.	INSTRUCTIONS POUR LA PHASE 2 ET LES EXIGENCES DE DÉPÔT	188
5.1	SOMMAIRE DES DÉPÔTS DEMANDÉS EN PHASE 2	188

5.1.1	Thème 1.....	188
5.1.2	Thème 2.....	189
5.1.3	Thème 3.....	190
5.1.4.	Thème 4.....	193
5.1.5	Article 75.....	195
6.	FRAIS DES INTERVENANTS.....	196
7.	PROCÉDURE DE LA PHASE 2 ET CALENDRIER PRÉLIMINAIRE	199

INTRODUCTION

Le 8 juillet 2002, Hydro-Québec s'adresse à la Régie de l'énergie (la Régie) afin de faire déterminer le coût du service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) et de modifier les tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2004-2005.

Le Distributeur propose un processus réglementaire en deux phases. La Phase 1 vise l'établissement de certains principes réglementaires applicables à la distribution d'électricité, du coût du service du Distributeur pour l'année tarifaire 2002-2003 et d'une méthode de répartition de ce coût entre les différentes catégories de consommateurs. Le volet de la demande portant sur la modification des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2004-2005 serait étudié en Phase 2.

Les conclusions de la demande du Distributeur sont les suivantes :

« **ACCUEILLIR** la présente demande;

RECONNAÎTRE les principes généraux allégués aux paragraphes 11 et 12 de la présente, ainsi que les principes réglementaires, les méthodologies d'évaluation et les conventions comptables qui ont été utilisés par la demanderesse pour les fins de la présente demande tarifaire du Distributeur;

RECONNAÎTRE comme prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité les immobilisations mises en exploitation au cours de l'année 2002 et, lorsqu'elles seront autorisées, celles mises en exploitation à compter du 1^{er} janvier jusqu'au 31 mars 2003;

ÉTABLIR la base de tarification du Distributeur pour l'année témoin 2002-2003 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi;

APPROUVER pour le Distributeur une structure du capital présumée comportant 61,5 % de capitaux empruntés et 38,5 % de capitaux propres;

PERMETTRE un taux de rendement de 9,917 % sur la base de tarification du Distributeur qui tiendra compte d'un rendement autorisé de 10,6 % sur les capitaux propres;

PERMETTRE l'utilisation d'un coût du capital prospectif pour le Distributeur de 7,9 % pour l'année témoin 2002-2003;

DÉTERMINER les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service pour l'année témoin 2002-2003;

APPROUVER les revenus requis du Distributeur pour l'année témoin 2002-2003;

APPROUVER la méthode de répartition des coûts par catégorie de consommateurs proposée pour l'année témoin 2002-2003 et subséquemment. »

Le Distributeur base sa demande sur les articles 31, 32, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2 et 52.3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi).

Le 23 septembre 2002, par sa décision D-2002-192, la Régie reconnaît les intervenants et convoque pour le 30 septembre 2002 une rencontre préparatoire. Cette dernière a pour objectif la consultation des participants à l'égard de la procédure d'audition, la portée du dossier ainsi que l'échéancier.

Le 9 octobre 2002, la procédure d'audition de la demande du Distributeur est arrêtée par la décision D-2002-208 qui établit la portée du dossier, la démarche retenue pour en assurer l'étude ainsi que le déroulement de l'audience. La Régie convoque également les participants à assister, le 30 octobre 2002, à une réunion technique portant sur l'ensemble de la preuve du Distributeur. Par ailleurs, elle accueille la proposition du Distributeur de rencontrer les intervenants, dans le cadre de réunions techniques, afin de les consulter sur les questions se rapportant aux modifications à apporter à la tarification, sujet devant être abordé dans le cadre de la Phase 2.

La Régie procède donc à l'audition de la Phase 1 de la demande du Distributeur en abordant les thèmes suivants :

- Thème 1 : présentation générale du dossier et principes réglementaires;
- Thème 2 : structure et coût du capital;
- Thème 3 : conventions comptables, coût du service et revenu requis;
- Thème 4 : répartition des coûts et interfinancement.

Le 8 novembre, par une lettre de son Secrétaire, la Régie confirme le déroulement et le calendrier du dossier. Tel que prévu, la Régie a tenu des audiences publiques du 10 au 13 février, du 17 au 20 février, les 24 et 26 février, du 12 au 14 mars, et elle a entendu les plaidoiries des parties les 17, 18 et 21 mars et la réplique du Distributeur le 1^{er} avril 2003.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

La Régie a pris la demande en délibéré le 1^{er} avril 2003.

CONTEXTE

La Régie étudie le premier dossier tarifaire du Distributeur. Elle avait examiné précédemment et ce, pour la première fois, les tarifs du Transporteur. Dans ce dossier, en plus de fixer les tarifs de transport, la Régie avait établi certains principes réglementaires et adopté un certain nombre de conventions comptables qui trouveront application chez le Distributeur². La Régie s'est également prononcée sur les projets d'investissements annuels (2002 et 2003)³ et sur le plan d'approvisionnement du Distributeur (horizon 2002-2011)⁴ ainsi que sur la mise à jour des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs (annexe I de la Loi)⁵.

Ce premier dossier tarifaire du Distributeur survient au terme d'une période au cours de laquelle les tarifs d'électricité ont été maintenus inchangés (période de gel tarifaire) à la suite de deux décrets gouvernementaux, le premier s'appliquant aux tarifs en vigueur à compter du 1^{er} mai 1998⁶ et le second portant sur la période du 1^{er} mai 2002 au 30 avril 2004⁷.

Il est utile de rappeler que la Régie exerce ses fonctions de régulation économique dans un nouveau cadre juridique découlant de l'adoption de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie* (projet de loi 116 entré en vigueur le 16 juin 2000). La Loi reflète, entre autres, ce qu'il est convenu d'appeler le « pacte social » québécois en matière de tarification de l'électricité. La Loi fixe d'abord, par catégorie de consommateurs, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale mise à la disposition des consommateurs québécois par Hydro-Québec (article 52.2). La Loi impose des règles spécifiques que la Régie doit appliquer pour ajuster le coût de l'électricité patrimoniale alloué à ces catégories de consommateurs. La Loi prévoit également que les tarifs de distribution d'électricité ne pourront être modifiés afin d'atténuer l'interfinancement (article 52.1).

En ce qui concerne l'électricité, l'adoption de la Loi 116 restreint le rôle de la Régie à la régulation économique du transport et de la distribution. La production d'électricité ainsi que

² Dossiers R-3401-98 et R-3405-98.

³ Dossiers R-3475-2001 et R-3501-2002.

⁴ Dossier R-3470-2001.

⁵ Dossier R-3477-2001.

⁶ Décret 887-98, 22 juin 1998, approuvant le plan stratégique 1998-2002 du distributeur, (1998) 130 G.O. II, 4013.

⁷ Décret 829-2001, 27 juin 2001, (2001) 133 G.O. II, 5223.

les transactions que peut effectuer Hydro-Québec sur les marchés hors Québec sont soustraites de la régulation économique par la Régie. La Loi reconnaît la séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec. Elle donne compétence exclusive à la Régie pour réglementer le Distributeur d'électricité, c'est-à-dire Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (article 2). Le Distributeur d'électricité, à l'instar du Transporteur d'électricité, est soumis au mode de régulation économique traditionnel propre aux monopoles, c'est-à-dire que ses tarifs ne peuvent prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour lui permettre, notamment, de couvrir ses coûts du capital et d'exploitation, de maintenir sa stabilité et le développement normal de son réseau ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification (article 51). La juste valeur des actifs du Distributeur est calculée sur la base du coût d'origine soustraction faite de l'amortissement (article 50). Le nouveau cadre juridique fait en sorte que le Distributeur peut se présenter devant la Régie pour faire ajuster ses tarifs afin de récupérer ses coûts et un rendement raisonnable sur les actifs servant spécifiquement à la distribution de l'électricité, lesquels doivent être dissociés des autres actifs d'Hydro-Québec.

Dans la présente décision qui porte sur la Phase 1 du dossier, la Régie traite principalement des fondements devant servir à la préparation de la Phase 2, concernant l'établissement des tarifs qui s'appliqueront à compter du 1^{er} mai 2004, et des dossiers tarifaires subséquents. Plus spécifiquement, la Régie dispose dans cette décision des conventions comptables et des principes réglementaires à être appliqués dorénavant dans l'établissement du revenu requis du Distributeur. Elle examine les différents éléments du coût du service ainsi que la base de tarification pour l'année témoin et donne des orientations à cet effet en vue de la présentation du dossier de la Phase 2. Elle adopte une structure de capital présumée pour le Distributeur, établit certaines bases en vue de la détermination du rendement sur l'avoir propre dans l'avenir. Pour 2002-2003, la Régie accorde un rendement sur l'avoir propre présumé et établit le coût de sa dette. Finalement, elle adopte des méthodes de répartition du coût du service et décide de la manière dont elle s'y prendra afin d'appliquer la disposition de la Loi visant la préservation de l'interfinancement en faveur des consommateurs résidentiels (article 52.1, quatrième alinéa).

Comme l'année témoin 2002-2003 ne conduit pas à l'établissement de tarifs, la Régie ne se prononce pas en Phase 1 sur le niveau des charges ni sur la valeur de la base de tarification pour cette année témoin. Cependant, la Régie a apprécié avoir à sa disposition les données sur le coût du service et la base de tarification qui lui ont permis de se pencher sur les différentes composantes du coût du service et ont facilité l'étude du dossier.

La présente décision propose finalement le déroulement et le calendrier de l'examen de la Phase 2 du dossier et traite de la question du paiement des frais aux intervenants.

La Régie tient à souligner qu'elle ne reprend de l'ensemble de la preuve qui lui a été soumise, que les éléments qu'elle juge pertinents à sa prise de décision.

1. THÈME 1 - PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU DOSSIER ET PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

1.1 ANNÉES TÉMOIN ET TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR

1.1.1 POSITION DES PARTIES

Principe de l'année témoin projetée

Dans un premier temps, le **Distributeur** demande à la Régie d'accepter l'adoption de l'année témoin projetée aux fins d'établissement du revenu requis, tel que ce fut le cas pour le Transporteur. Au soutien de sa demande, le Distributeur souligne qu'étant donné que les tarifs proposés s'appliqueront sur une période à venir, les données utilisées pour les élaborer devraient refléter aussi précisément que possible les conditions qui prévaudront au cours de la période visée.

En référant à ce qui avait été mis de l'avant dans le dossier du Transporteur, le Distributeur dresse ainsi la liste des avantages de l'adoption de l'année témoin projetée :

- elle permet de fixer des tarifs qui reflètent les services et les conditions pour lesquels ces tarifs sont adoptés;
- elle permet d'éliminer tout délai réglementaire puisque l'examen des données peut être effectué avant la mise en vigueur des tarifs;
- elle permet un meilleur appariement des revenus et des coûts, et cela, tant à l'avantage des consommateurs que de l'entreprise;
- elle constitue un mode de réglementation souple, efficace et moderne et elle est déjà reconnue par la Régie ainsi que par de nombreux autres organismes de réglementation économique tant au Canada qu'aux États-Unis.

Date de mise en application des tarifs

Hydro-Québec Distribution soumet également pour approbation la mise en application des tarifs d'électricité à compter du 1^{er} avril au lieu du 1^{er} mai, date à laquelle les nouveaux tarifs étaient mis en vigueur depuis 1985.

Le **Distributeur** fait valoir que la mise en application des nouveaux tarifs, une fois que la période hivernale terminée, éviterait au client, particulièrement celui qui utilise l'électricité

pour le chauffage, d'avoir à subir une augmentation de sa facture alors que la consommation sur laquelle elle est établie est à son plus haut niveau.

Quant au choix du 1^{er} avril plutôt que du 1^{er} mai, il est relié au fait que cette date coïnciderait avec la fin d'un trimestre pour lequel les données financières sont publiées; ceci permettrait de concilier plus facilement les résultats du Distributeur avec les données corporatives. Le maintien de la date du 1^{er} mai entraînerait la complication de compiler des données quadrimestrielles qui, plus est, ne revêtraient pas un caractère officiel.

Le Distributeur convient qu'exceptionnellement, les tarifs portant sur l'exercice 2004-2005 ne s'appliqueront qu'au 1^{er} mai 2004 afin de respecter le décret gouvernemental⁸ voulant que les tarifs soient maintenus jusqu'au 30 avril 2004 (gel tarifaire).

Choix de l'année témoin projetée

Le **Distributeur** favorise l'appariement de l'année témoin projetée et de l'année tarifaire et recommande l'adoption d'une année témoin projetée débutant le 1^{er} avril et se terminant le 31 mars. Il rappelle que dans sa décision D-99-120 sur les principes réglementaires devant s'appliquer au Transporteur, la Régie considère optimal, à l'égard du choix de l'exercice financier à être utilisé par Hydro-Québec aux fins tarifaires et réglementaires, l'appariement de l'année témoin et de l'année tarifaire avec l'exercice financier.

Selon le Distributeur, cette approche, en vigueur dans la majorité des juridictions canadiennes, permet de minimiser les complexités réglementaires et de récupérer le coût du service auprès des générations de clients concernées. De plus, elle permet d'obtenir des tarifs dont les niveaux ne seraient pas influencés par des considérations de récupération ou de remboursement, de manque à gagner ou de trop-perçu, générés par l'application des tarifs de l'année précédente au cours des premiers mois de l'année témoin. Il estime que toute dérogation à cet optimum nécessiterait la mise en place de mécanismes réglementaires, tels qu'un cavalier ou encore un compte de frais reportés, qui complexifieraient inutilement le cadre réglementaire lorsque non requis. Pour des motifs de simplicité, de transparence et d'efficacité du processus réglementaire, et compte tenu du contexte financier actuel du Distributeur, il est proposé d'arrimer l'année témoin à l'année tarifaire.

Aucun intervenant ne s'est objecté à l'adoption du principe de l'année témoin projetée ni à l'application des tarifs à compter du 1^{er} avril. À ce dernier égard, on a insisté sur le fait

⁸ Décret 829-2001, 27 juin 2001, (2001) 133 G.O. II, 5223.

d'éviter le choc tarifaire qu'entraînerait l'application de majorations tarifaires alors que la consommation en est à son plus haut niveau.

Quant à l'appariement de l'année témoin et de l'année tarifaire, aucun intervenant ne s'est objecté à la demande du Distributeur d'adopter une année témoin débutant le 1^{er} avril pour coïncider avec l'année tarifaire. **S.É./AQLPA** a cependant suggéré que la Régie puisse souhaiter que l'année témoin du dossier tarifaire du Distributeur soit établie du 1^{er} janvier au 31 décembre « [...] afin de se doter de meilleurs moyens de surveillance de conformité budgétaire »⁹.

1.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Principe de l'année témoin projetée

La Régie approuve l'adoption de l'année témoin projetée, comme elle l'avait fait précédemment pour le Transporteur. Elle estime que l'établissement de tarifs devant s'appliquer sur une période future est plus approprié lorsqu'il se fonde sur une prévision des coûts et des revenus plutôt que sur des données historiques. L'année témoin projetée permet d'éviter les délais réglementaires et de mieux associer les coûts à la génération de clients qui les occasionne.

Date de mise en application des tarifs

La Régie considère appropriée la mise en application des tarifs d'électricité au 1^{er} avril pour la principale raison avancée par le Distributeur, et appuyée par les intervenants voulant qu'il faille éviter que des majorations tarifaires surviennent tandis que la consommation est à son niveau le plus haut, particulièrement lorsque les clients utilisent l'électricité pour le chauffage.

La Régie prend note qu'exceptionnellement, la mise en application de nouveaux tarifs, le cas échéant, en 2004, se ferait à compter du 1^{er} mai, en raison du gel des tarifs en vigueur.

⁹ Argumentation écrite de S.É./AQLPA, notes sténographiques (NS), volume 3, page 118, page 4.

Choix de l'année témoin projetée

Deux possibilités s'offrent en rapport avec l'année témoin projetée à adopter : une année coïncidant avec l'année tarifaire débutant au 1^{er} avril, telle que proposée par le Distributeur, ou une année coïncidant avec l'année financière de l'entreprise, soit du 1^{er} janvier précédant le début de l'année tarifaire au 31 décembre suivant. La Régie n'acquiesce pas à la demande du Distributeur d'adopter une année témoin du 1^{er} avril au 31 mars, lui préférant une année coïncidant avec l'exercice financier d'Hydro-Québec dans son ensemble.

La Régie considère que cette coïncidence de l'année témoin projetée avec l'année financière assure la transparence et une meilleure qualité de l'information. Cette coïncidence permet d'éviter les difficultés rencontrées au cours de l'analyse du dossier, notamment en ce qui concerne la conciliation de l'ensemble des données de l'année historique avec les états financiers corporatifs vérifiés¹⁰, l'établissement des charges de services partagées¹¹ et l'établissement du coût de la dette¹².

De plus, cette coïncidence permet de simplifier le processus d'établissement de l'ensemble des données budgétaires soumises à la Régie et d'éviter les risques d'erreurs et de confusion évoquées précédemment. L'adoption d'une année témoin projetée financière aurait également pour avantages de faire coïncider avec le dossier tarifaire, d'une part, les plans d'approvisionnement et les projets d'investissement à être approuvés par la Régie en vertu des articles 72 et 73 et, d'autre part, l'année témoin du Transporteur.

Le Distributeur n'a pas convaincu la Régie que les complications qu'il a évoquées en rapport avec l'adoption d'une année témoin projetée non coïncidente avec l'année tarifaire sont difficiles à contourner. Par ailleurs, le Distributeur n'a produit aucune preuve que sa proposition d'une année témoin projetée différente d'une année financière est mise en application dans d'autres juridictions. Selon les réponses aux demandes de renseignements et à l'engagement numéro 4¹³, l'approche proposée serait unique au Canada. La coïncidence de l'année témoin et de l'année tarifaire est absente aussi dans les juridictions où l'année témoin est une année historique alors que l'année tarifaire est prospective.

¹⁰ NS, volume 3, page 91 et suivantes; NS, volume 10, page 260 et suivantes.

¹¹ NS, volume 9, page 102 et suivantes.

¹² Pièce HQD-10, document 1.3, page 3 et suivantes.

¹³ Pièce HQD-12, document 1.1.2.

L'application de nouveaux tarifs au 1^{er} avril comportera les éléments suivants :

- établissement du revenu requis sur la base des prévisions du coût de prestation ainsi que du coût du capital pour une période de douze (12) mois débutant le 1^{er} janvier précédant le début de l'année tarifaire et se terminant le 31 décembre suivant;
- estimation des ventes, des revenus prévus et des revenus additionnels requis pour les mêmes douze (12) mois;
- les tarifs mis en application au 1^{er} avril auront cours jusqu'à la modification tarifaire subséquente.

Le cas échéant, le Distributeur pourra proposer des modalités d'ajustement des tarifs pour tenir compte d'écarts pouvant survenir en raison de la non-coïncidence de l'année témoin et de l'année tarifaire.

La Régie demande au Distributeur de présenter son dossier de la Phase 2 sur la base d'une année témoin projetée 2004, coïncidant avec l'année financière d'Hydro-Québec. Il devra soumettre sur la même base les autres années du dossier, dont l'année de base (2003) et les années historiques (2001 et 2002). Le Distributeur devra également présenter une conciliation du résultat des années écoulées (années historiques 2001 et 2002) avec les états financiers corporatifs vérifiés.

1.2 TRANSFERT DES COÛTS DE FOURNITURE, DU SERVICE DE TRANSPORT ET DES FAITS DU PRINCE

1.2.1 POSITION DES PARTIES

Éléments communs aux trois types de dépenses

Le **Distributeur** soumet pour approbation par la Régie un principe réglementaire additionnel qui consiste à transférer, par le biais de comptes de frais reportés, la variation de certains postes de coût pouvant survenir, alors que les tarifs sont déjà fixés, variation qui était imprévisible lors de l'étude des dossiers tarifaires.

Ces postes comprennent les coûts d'approvisionnement en électricité et du service de transport offert par TransÉnergie ainsi que certains frais d'exploitation sujets à des faits du prince.

Au soutien de sa demande, le Distributeur présente les justifications suivantes :

- (1) le principe est reconnu dans le secteur gazier et ceci pour les trois types d'ajustements visés;
- (2) les dépenses visées sont majeures et incontournables;
- (3) les dépenses sont hors du contrôle direct du Distributeur, étant affectées par des décisions d'autorités gouvernementales ou réglementaires compétentes.

Selon le Distributeur, les objectifs poursuivis sont les suivants :

- disposer d'un mécanisme permettant le transfert des variations visées dans le coût du service du Distributeur et les tarifs de sa clientèle de façon simple, rapide et efficace;
- se doter d'un outil permettant de prendre en compte les écarts entre les coûts réels et les coûts projetés et, dans le cas de la fourniture, les écarts associés à la répartition du coût par catégorie de consommateurs;
- se faire reconnaître les coûts d'approvisionnement, du service de transport et les faits du prince sans perte ni profit pour le Distributeur;
- alléger la procédure réglementaire une fois le principe et les modalités établies par la Régie;
- ramener les discussions portant sur le coût du service du Distributeur sur les véritables enjeux et risques inhérents à la distribution de l'électricité et aux services à la clientèle.

Le Distributeur demande la création d'un compte de frais reportés pour chacun des trois types de dépenses visés.

L'enregistrement des écarts dans les comptes de frais reportés se fera sur une base annuelle. Cependant, afin de limiter la fréquence des ajustements tarifaires, les frais reportés ne seront imputés au coût du service et reflétés dans les tarifs que dans le cadre de dossiers tarifaires, qu'elles surviennent annuellement ou moins fréquemment. Tout solde apparaissant aux comptes de frais reportés sera entièrement amorti et donc répercuté dans les tarifs sans étalement.

Dans le cas où plus d'une année s'écoulerait entre l'imputation d'un écart au compte de frais reportés et son transfert au coût du service et aux tarifs du Distributeur, le solde du compte de frais reportés portera intérêt au taux pondéré du capital reconnu par la Régie. L'intérêt sur les soldes sera calculé sur une base annuelle à partir de l'année suivant la constatation des écarts. Dans le cas où il n'y aurait pas de dossier tarifaire tous les ans, le Distributeur pourrait cumuler ces écarts sur une ou plusieurs années. Un compte rendu annuel à la Régie sur ces écarts est proposé.

Le Distributeur recherche les conclusions suivantes :

- approbation du principe de transfert des coûts dès 2002-2003 et création des comptes de frais reportés;
- autorisation d'enregistrer les écarts visés dans les comptes de frais reportés à compter du 1^{er} avril 2004;
- autorisation de la répercussion dans les tarifs à compter du 1^{er} avril 2005.

Transfert des coûts de fourniture

La demande du **Distributeur** vise deux sources d'écarts entre les coûts réels et ceux prévus au dossier tarifaire :

a) Modifications apportées aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale

Ces écarts résultent de modifications apportées aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs (annexe I de la Loi). Ces modifications, imprévues lors de la fixation des tarifs d'électricité, seraient le résultat de la mise à jour des taux de l'annexe I par la Régie ou le gouvernement, soit pour tenir compte de nouvelles prévisions des ventes ou pour refléter une réduction du coût moyen de l'électricité patrimoniale par le gouvernement.

b) Autres écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts d'approvisionnement et les revenus

Il s'agit d'écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts d'approvisionnement (électricité patrimoniale aussi bien que non patrimoniale) réellement assumés par le Distributeur et les montants effectivement récupérés auprès des clients.

Quant à l'électricité patrimoniale, comme il en sera plus longuement question à la section 3.3.1 de la présente décision, les écarts sont dus au fait que le Distributeur, en conformité avec sa lecture de la Loi, règle ses achats auprès du Producteur au taux moyen de 2,79 ¢/kWh pour tous les volumes qu'il vend, tandis que les usagers sont réputés payer selon les coûts de la fourniture s'appliquant à chacune des catégories de consommateurs, tels qu'établis à l'annexe I de la Loi .

Toute variation entre la répartition des volumes projetés par catégorie de consommateurs (ayant servi à traduire le coût moyen de l'électricité patrimoniale en coûts individuels de la

fourniture) et les volumes effectivement consommés crée un écart entre le montant payé au Producteur et celui récupéré auprès des usagers. La variation de la répartition des volumes est principalement causée par une température réelle différente de la normale ou une activité économique autre que celle prévue au budget.

Transfert du coût du service de transport

Le **Distributeur** demande l'autorisation de récupérer tout écart causé par une modification du tarif du service de transport qui lui est fourni par TransÉnergie, imprévisible lors de la fixation des tarifs du Distributeur. Il s'agit de l'impact à la marge, à la hausse comme à la baisse, d'une modification du tarif du Transporteur décrétée par la Régie s'appliquant à la charge locale et non de l'écart entre le coût projeté du service du transport, intégrant la modification tarifaire en question, et les résultats constatés au chapitre du transport en fin d'exercice.

Transfert des faits du prince

Le **Distributeur** demande l'autorisation de transférer toute augmentation ou diminution de dépenses conséquentes à une modification des taux applicables, décrétée par une autorité gouvernementale ou réglementaire compétente. Les postes de dépenses visés sont les suivants :

- les taxes de toutes natures;
- les frais postaux;
- les redevances de la Régie;
- les contributions en vertu de programmes d'assurance-emploi et d'assurance-santé;
- les taxes d'affaires;
- les lois et règlements qui affectent directement la situation financière du Distributeur.

Comme dans les cas précédents, les modifications en question devant survenir après que les tarifs auront été fixés. Ces modifications devront avoir été alors imprévisibles.

L'**ACEF de Québec** ne s'objecte pas au principe du transfert direct des coûts pour les trois catégories visées par le Distributeur. Toutefois, l'intervenante soutient que le Distributeur devrait être tenu de trouver les moyens de minimiser l'impact des hausses reliées aux faits du prince, dans la mesure où cela ne se fait pas au détriment de la qualité et de l'accessibilité des services.

L'**AIEQ** émet de « sérieuses réserves » quant à l'adoption du principe s'appliquant aux faits du prince, lequel propose, selon l'AIEQ, un transfert automatique de ces frais dans les coûts du Distributeur. L'intervenante croit que le Distributeur, comme toute autre entreprise faisant face à de tels frais, devrait chercher à en amoindrir sinon à en éliminer l'effet. L'AIEQ recommande que les frais en question ne soient incorporés au coût du service que lorsque le Distributeur aura fait la preuve de son incapacité de les absorber en tout ou en partie.

FCEI/UMQ appuie le principe du transfert, dans le coût du service du Distributeur, de la différence entre les coûts réels et projetés de l'approvisionnement en électricité et du service de transport. Cependant, l'intervenant recommande que l'acceptation du principe de transfert du coût de fourniture et de transport soit conditionnelle à la présentation d'une méthode juste et équitable de répartition de ces coûts dans le cadre de la Phase 2 du dossier. En ce qui concerne le transfert de l'impact de faits du prince, FCEI/UMQ recommande que seulement 50 % des écarts soient transférés, estimant que le Distributeur devrait compenser une partie des hausses par des gains de productivité. FCEI/UMQ recommande également une approbation conditionnelle à la présentation d'une méthode juste et équitable de répartition des coûts associés à des faits du prince.

Le **GRAME** soutient l'approbation du principe de transfert des coûts mais en étendant son application, le cas échéant, à des coûts résultant de l'éventuelle acquisition de droits d'émission échangeables découlant du protocole de Kyoto portant sur les gaz à effet de serre.

OC se dit en accord avec le Distributeur sur le transfert des coûts hors de son contrôle, mais s'oppose à toute facturation rétroactive de ces coûts.

S.É./AQLPA associe le principe de transfert des coûts à la fermeture des livres, estimant que le Distributeur propose au présent dossier non pas un *pass-on* avec effet immédiat sur les tarifs, mais l'équivalent d'une fermeture des livres qui ne toucherait qu'une partie des dépenses. S.É./AQLPA recommande l'instauration d'une fermeture des livres afin que des actifs ou des dépenses budgétisées à caractère environnemental soient bel et bien réalisés.

UC estime que la Régie peut tenir compte, dans le contexte d'une décision tarifaire à rendre dans l'intérêt public, de la nature du contenu des frais qui font l'objet de la demande de *pass-on*, notamment le passage de la partie du rendement financier global d'Hydro-Québec intégrée incluse dans ces frais (coût du capital) et qui serait ainsi transférée dans les tarifs

intégrés appliqués par le Distributeur à sa clientèle captive¹⁴. Quant aux faits du prince, UC estime que ces dépenses ne sont pas toutes imprévisibles mais que, s'il n'était pas possible de prévoir avec précision leur date d'événement, il est possible d'anticiper certaines d'entre elles et de prendre à l'avance des mesures pour en atténuer l'effet. UC s'objecte à l'approbation du transfert de faits du prince avant que le Distributeur ne prouve qu'il ait pris les moyens de les atténuer.

1.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

Transfert des coûts de fourniture

La Régie se prononce ici sur chacune des deux sources d'écarts relatives aux coûts de fourniture identifiées précédemment :

a) Modifications apportées aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale

La Régie juge cette demande justifiée du fait que les décisions entourant la fixation des coûts alloués par catégorie de consommateurs échappent au Distributeur et que les montants concernés peuvent être importants. Elle approuve la demande et autorise la création d'un compte de frais reportés. Elle accepte également les modalités d'imputation des écarts constatés au compte de frais reportés, le calcul des intérêts ainsi que la méthode de répartition du solde du compte aux différentes catégories de consommateurs, laquelle s'effectuera lors de l'ajustement des tarifs.

b) Autres écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts d'approvisionnement et les revenus

La Régie rejette la demande du Distributeur de comptabiliser les autres écarts entre les résultats constatés en fin d'exercice et les prévisions budgétaires ayant servi à la détermination des tarifs.

En ce qui concerne l'électricité patrimoniale, la Régie considère que le coût de l'électricité patrimoniale doit être établi, en vertu du deuxième alinéa de l'article 52.2, par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs, selon la mise à jour la

¹⁴ Argumentation finale d'UC, page 28.

plus récente de l'annexe I de la Loi, et non pas par le produit de l'ensemble du volume vendu par le coût moyen de 2,79 ¢/kWh, lequel coût moyen ne sert qu'à établir le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs (article 52.2, deuxième alinéa, deuxième paragraphe).

Ce faisant, il ne devrait pas se créer d'écarts entre les revenus et les coûts. En suivant le même raisonnement, il ne devrait pas non plus se créer d'écarts du type ayant donné lieu au manque à gagner de 5,8 M \$ dont il est fait mention dans la section 3.3.1. de la présente décision.

Transfert du coût du service de transport

Le Distributeur peut ne pas être en mesure de prévoir et d'intégrer dans son dossier tarifaire une modification du coût du service de transport qui lui est fourni par TransÉnergie. Par exemple, dans les cas où la Régie n'aurait pas encore été saisie d'une demande du Transporteur ou si une décision était en voie d'être rendue.

La Régie accueille la demande du Distributeur et autorise la création d'un compte de frais reportés à cette fin. Selon la Régie, une telle modification du tarifs de transport en cours d'application des tarifs de distribution est hors du contrôle du Distributeur et touche un poste de dépenses représentant près de 25 % du coût du service total. Elle approuve les modalités proposées par le Distributeur quant à :

- l'établissement des montants à inclure au compte, à l'imputation du taux moyen du coût en capital;
- l'inclusion du solde au coût du service du Distributeur lors de la demande tarifaire suivante;
- la répartition du solde entre les catégories de consommateurs.

Comme le Distributeur le précise, il ne s'agit pas de transférer tout écart entre la facture totale projetée pour le service de transport et le revenu effectif associé à ce dernier, constaté en fin d'exercice. En effet, l'évaluation de l'impact d'une modification du tarif de transport à être imputée au compte de frais reportés doit être limitée à l'effet prix; elle devra, par exemple, être fondée sur les volumes de ventes projetées soumis au dossier tarifaire initial, plutôt que sur les ventes réelles constatées en fin d'exercice.

Transfert des coûts reliés aux faits du prince

La Régie rejette la demande du Distributeur concernant le transfert direct de l'impact des faits du prince. La Régie ne juge pas opportun de permettre au Distributeur de transférer directement au coût du service toute variation résultant de faits du prince. La Régie considère que les motifs invoqués par le Distributeur ne sont pas suffisants pour le conduire à enfreindre les principes réglementaires relatifs au respect de l'équité entre les générations de clients, à la prise en charge des risques par le Distributeur plutôt que par les clients et à la simplicité réglementaire.

De plus, la somme des postes de dépenses visés est relativement faible par rapport au coût du service total du Distributeur. Le risque contre lequel le Distributeur souhaite se prémunir s'en trouve encore davantage réduit, d'autant plus que les changements qui surviennent pourraient s'annuler mutuellement.

En vue de justifier l'adoption du mécanisme de transfert de coûts résultant de faits du prince, le Distributeur fait un parallèle avec la situation des distributeurs gaziers; il prétend également que l'absence de fermeture des livres dans le cas de l'électricité souligne d'autant plus la pertinence de mécanismes de transfert des coûts¹⁵. La Régie estime que le contexte réglementaire actuel de la distribution d'électricité n'est pas le même que celui qui prévalait lorsque le principe de transfert des faits du prince a été approuvé dans le cas du distributeur de gaz naturel, et que l'absence de fermeture des livres ne constitue pas une justification puisque la fermeture ne porte que sur les résultats de fin d'année. Pour la Régie, il n'y a pas de lien entre le transfert des coûts et la fermeture des livres, laquelle ne porte que sur l'examen des résultats de fin d'année.

En effet, le principe de transfert de l'impact de faits du prince avait été approuvé en même temps que l'adoption de comptes de nivellement au moment où la base sur laquelle les tarifs étaient fixés changeait de l'année témoin historique à l'année témoin projetée, le tout dans un contexte d'inflation galopante et d'expansion importante des réseaux gaziers. Le principe avait pour but d'améliorer l'adéquation entre les coûts et les revenus, dans un contexte où le mode de réglementation du gaz naturel du temps était caractérisé par la notion de « trop-perçu »¹⁶.

¹⁵ NS, volume 15, page 44.

¹⁶ Décision G-275, 8 décembre 1981, pages 3 et 4.

1.3 MOYENNE DES 13 SOLDES

1.3.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** demande que la Régie énonce, pour la détermination et l'application de ses tarifs, le principe général suivant, qui a été reconnu pour la détermination et l'application des tarifs de transport d'électricité par la décision D-99-120, soit l'utilisation de la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs pour l'établissement de la base de tarification et de la structure du capital¹⁷.

1.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que, tel que précisé dans la requête, le Distributeur a utilisé la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs pour l'établissement de la base de tarification et de la structure du capital.

La Régie considère que la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs est une méthode généralement appliquée en réglementation et qui permet un degré de précision adéquat des données.

Dans sa décision D-99-120, la Régie mentionnait alors que cette méthode était adéquate, compatible avec un processus simple de réglementation et déjà reconnue à la Régie pour le secteur gazier. Elle approuvait le choix de cette méthode pour le Transporteur.

La Régie reconnaît comme principe réglementaire pour le Distributeur l'utilisation de la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs pour l'établissement de la base de tarification et de la structure du capital.

¹⁷ Demande d'Hydro-Québec, page 3.

1.4 ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION

Dans cette section, la Régie examine la preuve du Distributeur selon :

- 1- les principes généraux;
- 2- les activités non incluses dans le coût du service;
- 3- les activités incluses dans le coût du service ainsi que la méthode utilisée pour les séparer et les évaluer.

Le tableau inclus à la fin de la présente section (annexe 1) résume le traitement proposé par Hydro-Québec des activités du Distributeur mentionnées dans le sommaire de la preuve.

1.4.1 PRINCIPES GÉNÉRAUX

1.4.1.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** demande que la Régie énonce, pour la détermination et l'application de ses tarifs, les principes généraux suivants qui ont été reconnus pour la détermination et l'application des tarifs de transport d'électricité par la décision D-99-120, soit la primauté de la Loi comme critère d'identification des activités réglementées et la séparation des activités réglementées et non réglementées selon la méthode du coût complet¹⁸.

1.4.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Selon l'article 48 de la Loi, la Régie fixe ou modifie les tarifs du Distributeur. Le Distributeur est défini, à l'article 2 de la Loi, comme étant « *Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* ».

Étant donné que, selon la Loi, la Régie réglemente seulement une partie des activités d'Hydro-Québec, il est important que ces activités soient :

- identifiées selon leur nature;
- séparées entre activités réglementées et non réglementées :
 - a) séparation des activités,
 - b) séparation des coûts;

¹⁸ Demande d'Hydro-Québec, page 3.

- évaluées de façon à obtenir un coût de la prestation de service de distribution qui n'inclut que les montants des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution.

Dans la décision D-99-120, la Régie a déterminé certains principes pour protéger la clientèle du Distributeur des risques d'interfinancement entre activités réglementées et non réglementées, soit la primauté de la Loi comme critère d'identification et le coût complet comme critère de séparation.

La Régie rappelle qu'Hydro-Québec a choisi d'utiliser la séparation administrative pour séparer certaines de ses activités. Par ailleurs, elle souligne que le coût complet est à la fois une méthode de séparation et d'évaluation des coûts.

1.4.2 ACTIVITÉS NON INCLUSES DANS LE COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR

1.4.2.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** affirme que le principe de la primauté de la Loi comme critère d'identification des activités réglementées a été appliqué dans la présente demande.

Les activités non réglementées du Distributeur, pour lesquelles les coûts ont été exclus, sont réparties en trois catégories :

- la vente de biens et services autres que ceux liés à l'alimentation électrique des consommateurs et en concurrence sur les marchés, dont la majeure partie sont regroupés au sein de la filiale Hydro-Québec Valtech Inc, plus précisément au sein de sa filiale de deuxième rang HydroSolution;
- les activités réalisées pour des tiers autres qu'un consommateur client d'Hydro-Québec (exemple : location d'espace sur poteaux). Le coût complet de ces activités est soustrait du coût du service du Distributeur et s'élève à 7,6 M \$ pour l'année témoin projetée;
- les activités internationales.

Le Distributeur affirme que l'ensemble des coûts relatifs aux services rendus en matière d'activités non réglementées, au sens de la Loi, sont exclus du coût du service, de même que les revenus associés à la facturation interne de la division Hydro-Québec Distribution aux autres unités de l'entreprise.

Pour tenir compte de la facturation interne à d'autres unités de l'entreprise, le Distributeur a réduit de 31,9 M \$ le coût du service pour l'année témoin projetée¹⁹.

Le Distributeur a déposé, aux pièces HQD-4, documents 5.1, 5.2 et 5.3 respectivement, la liste des centres de coûts des vice-présidences Réseau, Service à la clientèle et Grandes entreprises, respectivement.

Vente de biens et services autres que l'alimentation électrique

Ce sont des activités réalisées pour un consommateur client du Distributeur mais connexes à la consommation d'énergie, comme par exemple la location et la vente de chauffe-eau, la vente de systèmes de chauffage et de systèmes de climatisation.

Le menu frontal du système téléphonique permet de comptabiliser le nombre d'appels reçus par les équipes dédiées aux activités d'HydroSolution, ainsi que d'effectuer la planification de la charge de travail²⁰.

Le **Distributeur** perçoit tous les revenus de location de chauffe-eau puisque la facturation et le recouvrement de ces comptes sont intégrés dans le processus de facturation des ventes d'électricité. Ces revenus sont transférés à la filiale HydroSolution²¹.

HydroSolution est rentable mais elle est surtout une façon de servir les clients²².

Lors de la création de la filiale HydroSolution en janvier 2000, le Distributeur a transféré des actifs dont la valeur aux livres totalisait 32 M \$. Ces actifs comprenaient essentiellement des chauffe-eau. Le Distributeur n'a effectué aucun autre transfert d'actifs vers des activités non réglementées²³.

Toutes les informations sont traitées par les employés d'Hydro-Québec et ceux-ci sont soumis au code de conduite. L'entente client-fournisseur entre HydroSolution et le Distributeur pour l'année 2002 est décrite ci-après. Les coûts facturés sont établis selon la méthode du coût complet majoré d'un rendement sur les capitaux propres associés aux actifs utilisés.

¹⁹ Pièce HQD-2, document 1, pages 10-11.

²⁰ PièceHQD-10, document 2, page 34.

²¹ Pièce HQD-10, document 8, page 5.

²² NS, volume 2, page 137.

²³ Pièce HQD-10, document 1, page 7.

TABLEAU 1
SERVICES OFFERTS PAR LE DISTRIBUTEUR
À HYDROSOLUTION (2002)

NATURE DES TRAVAUX	QUANTITÉ	MONTANT
Services téléphoniques	106 800 appels	2,9 M \$
Envoi de factures	161 719 abonnements	0,3 M \$
Encaissement	161 719 abonnements	0,8 M \$
Gestion de la filiale	11 760 heures	1,6 M \$
Interventions/réparations	4 800 interventions	0,7 M \$
Recouvrement	161 719 abonnements	0,2 M \$
Plaintes & Réclamations	1 000 plaintes	0,3 M \$
Entretien Système gestion du parc de chauffe-eau et facturation interne– Services partagés (DPTI)	983 heures	0,4 M \$
Montant total planifié- 2002		7,2 M \$

Activités réalisées pour des tiers

Ce sont des activités impliquant des ressources réglementées et réalisées pour un tiers, soit la location de transformateurs et d'espaces sur poteaux et conduits à des entreprises de télécommunications et de câblodistribution²⁴.

Les compagnies réglementées en télécommunication doivent signer un contrat de location pour installer leurs équipements sur les poteaux du Distributeur. Ce dernier a des ententes avec plus de 100 locataires²⁵.

Ces ententes couvrent les conditions d'utilisation des structures incluant leur modification et leur maintenance, de même que les frais reliés. Elles prévoient que les travaux d'ingénierie et de construction réalisés par le **Distributeur** pour répondre aux besoins d'un tiers sont entièrement à la charge de ce dernier. De plus, si le Distributeur déplace ou modifie le réseau pour ses propres besoins, le câblodistributeur ou l'entreprise de télécommunications doit assumer tous les coûts liés au déplacement de son installation²⁶.

²⁴ Pièce HQD-10, document 1, page 7.

²⁵ Pièce HQD-10, document 5, page 8.

²⁶ Pièce HQD-10, document 5, page 9.

Les services sont facturés au coût complet et le partage des actifs réglementés est fait sur la base de l'occupation faite par le tiers²⁷.

Activités internationales

Les activités internationales consistent en prêts d'employés à la filiale Hydro-Québec International pour la réalisation de projets à l'international²⁸.

En 2002, le **Distributeur** a redéfini sa politique liée aux activités internationales et il a effectué un retrait de ses participations dans différents projets à l'étranger. Ainsi, il a mis fin aux investissements à titre d'actionnaire auprès des sociétés SÉNÉLEC au Sénégal, SOGEL en Guinée et Togolaise d'investissements au Togo. Il a également mis fin au contrat d'assistance technique (comptabilité) auprès du Groupement SHEC au Mali. Ces projets représentaient des risques trop élevés et n'offraient pas un rendement suffisamment intéressant. C'est ainsi que les investissements (capital-action des participations) passent de 67,3 M \$ en 2001 à 6,7 M \$ à l'automne 2002. Aucun investissement ni participation ne sont par ailleurs prévus pour les années 2003 et 2004. Par conséquent, la participation d'Hydro-Québec Distribution se limite aux contrats déjà signés :

- contrat d'assistance technique au Vietnam : projet d'économie d'énergie en partenariat avec Econoler International;
- contrat d'assistance technique au Cameroun : projet relié aux travaux sous tension, auprès de la AES/Sonel;
- contrat d'assistance technique à Haïti : projet de réhabilitation de la centrale de la ville de Jacmel (volet distribution);
- contrat d'assistance technique au Maroc : projet de gestion déléguée des Services d'assainissement liquide et de distribution d'eau potable et d'électricité des villes de Tanger et Tétouan.

²⁷ Pièce HQD-10, document 1, page 7.

²⁸ Pièce HQD-10, document 1, page 7.

Selon le Distributeur, les coûts encourus pour réaliser ces activités sont entièrement couverts par les revenus générés ce qui signifie un bénéfice net nul en 2002 et 2003²⁹.

Code de conduite

Le Code de conduite de l'entreprise vise à aider les employés du Distributeur dans l'exercice de leurs fonctions conformément aux lois, aux règlements et aux encadrements de l'entreprise, et les cinq thèmes qu'il comprend encadrent la relation que les employés du Distributeur entretiennent avec les employés des filiales non réglementées telles que HydroSolution. Ces thèmes sont :

- agir avec intégrité;
- agir avec loyauté;
- respecter les personnes et le milieu;
- protéger l'information confidentielle;
- traiter avec équité et courtoisie nos clients, fournisseurs et partenaires³⁰.

Le **Distributeur** affirme qu'il n'est pas tenu d'établir un code de conduite spécifique pour ses relations avec les entités affiliées non réglementées.

La séparation des activités réglementées et non réglementées a nécessité un partage des ressources humaines et financières et une comptabilisation distincte entre ces deux catégories d'activités. Cependant, même si les employés de chacune de ces activités travaillent dans un environnement distinct, tous sont tenus d'observer les mêmes règles générales de conduite³¹.

Le **GRAME**³² et **OC**³³ proposent que la Régie reconnaisse la primauté de la Loi comme critère d'identification des activités réglementées.

Par ailleurs, considérant l'expertise du Distributeur, les besoins dans les pays en développement, ainsi que le contexte de mise en œuvre du Protocole de Kyoto, le GRAME estime que le Distributeur devrait être encouragé à maintenir un certain niveau d'activités à l'international³⁴.

²⁹ Pièce HQD-10, document 7, pages 3-4.

³⁰ Pièce HQD-10, document 8, pages 6.

³¹ Pièce HQD-10, document 8, page 7.

³² Preuve du GRAME, page 5.

³³ Preuve d'OC, page 3.

³⁴ Argumentation d'OC, page 6.

Selon S.É./AQLPA, les ventes hors Québec et les activités internationales d'Hydro-Québec ne relèvent pas de la juridiction de la Régie au présent dossier³⁵.

1.4.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

Le Distributeur n'a pas détaillé la façon dont l'exercice d'identification des activités non réglementées s'est effectuée, mais il en a présenté le résultat dans le présent dossier sous la forme d'une liste des activités non réglementées.

Le Distributeur a aussi présenté une liste des centres de coûts regroupés par vice-présidence³⁶. Cette liste ne précise pas si les centres de coûts sont réglementés, non réglementés ou mixtes. La Régie demande donc au Distributeur de préciser ces trois catégories lors de la présentation de la Phase 2 du dossier.

La Régie note que les activités internationales d'Hydro-Québec Distribution se limitent maintenant à des prêts d'employés. La Régie souligne l'importance de s'assurer qu'aucune perte éventuelle provenant de ces activités ne soit assumée par le service réglementé.

La Régie juge de plus que le dossier ne présente pas suffisamment d'informations sur certains sujets et demande au Distributeur des détails et des explications sur les points suivants :

- la présentation des charges soustraites du revenu requis. La Régie constate qu'il est difficile de concilier les charges mentionnées à titre d'activités non réglementées avec les sommes soustraites du revenu requis et demande que l'information soumise en Phase 2 inclut un niveau de détail suffisant pour retracer facilement ces charges;
- le processus utilisé, à l'intérieur du processus budgétaire, pour soustraire les investissements non réglementés des totaux du Distributeur afin de parvenir aux montants inclus pour l'établissement de la base de tarification.

Une fois que la Régie aura reçu les informations portant sur les centres de coûts et sur le processus utilisé pour soustraire les investissements non réglementés afin de parvenir à l'établissement de la base de tarification présentée au dossier tarifaire, elle pourra, en Phase 2 du dossier, se prononcer sur l'identification des activités non réglementées.

³⁵ Argumentation de S.É./AQLPA, page 14.

³⁶ Pièce HQD-4, documents 5.1, 5.2 et 5.3.

La Régie demande aussi au Distributeur de déposer, en Phase 2, le code de conduite d'Hydro-Québec qui encadre la relation que les employés du Distributeur entretiennent avec les employés des entités non réglementées.

1.4.3 ACTIVITÉS INCLUSES DANS LE COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR ET ÉVALUATION DU COÛT DU SERVICE

1.4.3.1 POSITION DES PARTIES

Activités

Le **Distributeur** présente sa mission, soit alimenter en électricité, de façon fiable et sécuritaire, tous les clients québécois et assurer leur approvisionnement futur en électricité³⁷.

« Le partage des activités du Distributeur entre activités réglementées et non réglementées repose sur la Loi sur la Régie. Pour le Distributeur et le Transporteur sont réglementées les activités reliées directement ou indirectement au processus de transport ou de distribution d'électricité. Elles comprennent :

- *Toutes les activités de construction et d'exploitation des réseaux de distribution d'électricité, ainsi que toutes les activités relatives à l'acheminement de l'électricité aux consommateurs;*
- *Dans le cas des réseaux autonomes, toutes les activités de construction et d'exploitation des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité ainsi que toutes les activités relatives à l'acheminement de l'électricité aux consommateurs;*
- *Toutes les activités réalisées à partir de la consommation jusqu'à la facturation de cette consommation, et par la suite l'encaissement des factures et les services à la clientèle;*
- *Toutes parties des activités de soutien, de supervision et d'administration générale, relatives à la réalisation des activités précitées (ex: bureau du PDG, Planification stratégique, Finances, Technologies de l'information, Approvisionnements, Ressources humaines, Recherche et Développement, etc.). »³⁸*

Le Distributeur considère que le Centre des services partagés (CSP) ne fait pas l'objet d'une réglementation comme le Distributeur parce que sa mission n'est pas de distribuer de

³⁷ Pièce NS, volume 2, page 19.

³⁸ Pièce HQD-10, document 10, page 17.

l'énergie au sens de la Loi mais bien de rendre des services au Distributeur qui, pour sa part, a la mission de distribuer l'électricité. Selon le Distributeur, le CSP fait l'objet d'une réglementation sur ses prix. Donc, la Régie doit s'assurer que ce qui est facturé par le CSP soit juste et raisonnable³⁹.

De plus, selon le Distributeur, le CSP est un fournisseur⁴⁰ du Distributeur. Ce qui est pertinent dans le dossier, ce sont les prix que facturent les services partagés au Distributeur alors que les intrants dans le prix des services partagés se trouvent à deux niveaux en dessous du réglementé⁴¹. Si on s'arrête au menu détail des coûts des services partagés, ce sont ces services qui seront réglementés⁴².

Le Distributeur affirme que l'argument de la Loi qui appuie cette réforme structurelle est la définition du Distributeur dans les fonctions de distribution d'électricité.

Par ailleurs, à l'appui de sa position, le Distributeur cite la décision D-2002-95 où la Régie s'exprime ainsi : « *La Loi prévoit que la Régie possède une juridiction sur les activités du transporteur, mais non sur l'ensemble des activités d'Hydro-Québec.* »⁴³.

Le Distributeur cite aussi la décision D-2003-49, à la page 10 :

« Seul le Transporteur et le Distributeur d'électricité sont soumis à la juridiction de la Régie. Cependant les affiliés peuvent avoir à subir les effets de l'exercice par la Régie de sa juridiction dans la mesure où il est nécessaire aux fonctions du régulateur d'avoir accès à certaines données les concernant et dans la mesure également où l'exercice de ses fonctions poursuit une finalité conforme aux objectifs de la Loi. »

Le Distributeur mentionne que cette citation fait référence à la notion d'affilié qui provient de la décision D-2002-95⁴⁴.

Le Distributeur cite également le 5^e paragraphe de la même décision, en page 10.

« Concrètement, cela implique que la Régie doit agir avec prudence, circonspection au cas par cas et avec les motifs pertinents et toujours en

³⁹ NS, volume 15, page 15.

⁴⁰ NS, volume 9, page 92.

⁴¹ NS, volume 9, page 90.

⁴² NS, volume 9, page 135.

⁴³ NS, volume 15, page 16.

⁴⁴ NS, volume 18, page 14.

conformité avec l'objectif et la finalité poursuivis. La notion de mesure fait également appel à un examen de la proportionnalité de l'outil réglementaire, il doit ainsi y avoir adéquation et pondération entre le moyen retenu et l'objectif recherché. »⁴⁵

Le Distributeur déclare que ce sont là les assises sur lesquelles on doit s'appuyer pour l'évolution de ce qui constitue des activités réglementées ou non⁴⁶.

Bien que, selon le Distributeur, le CSP soit non réglementé, le Distributeur doit rencontrer un certain niveau de preuve. Mais le Distributeur conclut que le niveau de réglementation du Distributeur doit se distinguer du niveau de réglementation des autres entités dont, notamment, le CSP⁴⁷.

Toutefois, pour le Distributeur, cela ne veut pas dire que la Régie n'a pas droit de regard. Au contraire, elle a un droit de regard très important sur les coûts ou les prix facturés par cette division au Distributeur⁴⁸.

L'**ACEF de Québec** affirme que, dans la mesure où les services corporatifs ou partagés sont des intrants nécessaires pour offrir le service de distribution de l'électricité à la charge locale, ils sont nécessairement réglementés. L'ACEF de Québec pense que c'est aussi le sens de la Loi⁴⁹.

Selon l'ACEF de Québec, la règle pour décider si une activité est réglementée ne vise pas la structure organisationnelle ou légale, mais vise l'offre de service de distribution à la charge locale, tel que défini dans la Loi⁵⁰.

Par exemple, le Distributeur est défini comme étant Hydro-Québec dans ses activités de distribution. Cette définition vise la structure globale d'Hydro-Québec et pas uniquement Hydro-Québec, division Distribution. La Régie le reconnaît dans sa décision sur les tarifs de transport, la décision D-2002-95, en pages 50 et 51.

FCEI/UMQ est en désaccord avec l'interprétation du Distributeur voulant que le CSP ne serait pas réellement réglementé comme le reste des activités du Distributeur, soit via une réglementation sur ses prix⁵¹.

⁴⁵ NS, volume 18, pages 14-15.

⁴⁶ NS, volume 18, page 15.

⁴⁷ NS, volume 18, page 15.

⁴⁸ NS, volume 18, page 13.

⁴⁹ NS, volume 11, page 148.

⁵⁰ NS, volume 11, page 148.

⁵¹ Argumentation de FCEI/UMQ, page 5.

Selon FCEI/UMQ, prétendre que les services partagés ne sont pas réellement réglementés, compte tenu de la nouvelle structure adoptée par Hydro-Québec, n'est pas conforme à la Loi. Cette interprétation aurait pour conséquence que dans l'organigramme du Distributeur, tout ce qui est hors distribution, soit les services corporatifs, la trésorerie, etc., serait dans une zone de limbes réglementaires. Les actions, les activités et les coûts liés à la trésorerie d'Hydro-Québec Distribution ou au président directeur général d'Hydro-Québec, lorsque ceux-ci agissent dans les activités liées à la distribution, sont assujettis à la réglementation de la Régie basée sur les coûts. La prétention du Distributeur ferait en sorte de modifier la juridiction de la Régie à chaque réorganisation structurelle⁵².

De plus, FCEI/UMQ soutient que lorsque la Régie a adopté les règles relativement à l'appel d'offres, elle a ordonné au Distributeur d'adopter un code d'éthique pour ses hauts-dirigeants, ou c'est le Distributeur qui l'a suggéré, et personne n'a osé soulever le fait que ces gens-là n'étaient pas réglementés⁵³.

Selon FCEI/UMQ, la Régie doit rappeler au Distributeur que son interprétation à l'égard de sa juridiction sur certaines zones de l'organigramme d'Hydro-Québec est erronée et par surcroît non permise par la Loi⁵⁴.

S.É./AQLPA recommande à la Régie de considérer que toute activité se rattachant à la distribution d'électricité effectuée par Hydro-Québec soit réglementée, quelle que soit l'entité interne à Hydro-Québec qui la réalise (Hydro-Québec Distribution, CSP, unités corporatives, etc.)⁵⁵.

Évaluation du coût du service

Coût complet

Selon le Distributeur, le prix des services facturés est établi chez le fournisseur en cumulant le coût complet des services offerts, incluant un rendement sur les actifs utilisés pour fournir ces services, et en établissant un prix unitaire sur la base de la consommation totale de ce service. Les composantes du coût complet sont les suivantes :

- les charges d'exploitation directement associées à la fourniture de ce service;

⁵² Argumentation de FCEI/UMQ, page 5.

⁵³ NS, volume 17, page 22.

⁵⁴ NS, volume 17, page 22.

⁵⁵ Argumentation de S.É./AQLPA, page 2.

- les charges de services partagés (facturation interne) relatives aux services consommés dans le cadre de la fourniture de ce service;
- les charges d'amortissement relatives aux actifs utilisés pour la fourniture de ce service;
- les charges de taxes foncières, si le service rendu est une location d'espace de travail;
- les charges de taxe sur le capital relatives aux actifs utilisés dans le cadre de la fourniture de ce service;
- le coût en capital appliqué aux actifs utilisés dans le cadre de la fourniture de ce service, qui correspond à celui établi aux fins réglementaires⁵⁶.

Selon le Distributeur, les services fournis à partir des ressources matérielles et humaines du Distributeur et relatifs aux activités non réglementées font l'objet d'une facturation distincte et séparée des activités de base. Cette facturation est établie sur la base du coût complet.

Hydro-Québec présente la méthodologie suivie pour la facturation interne⁵⁷. La demanderesse précise que cette méthodologie ainsi que celle pour l'établissement des frais corporatifs ont pour but de permettre l'établissement du coût complet des activités des unités d'affaires dont le Distributeur⁵⁸.

Facturation interne

Dans la mesure où il est raisonnablement possible de définir les services convenus et de mesurer la consommation de ces services, c'est la facturation interne qui est favorisée. La facturation interne permet une plus grande précision dans l'attribution des charges indirectes aux unités d'affaires. Le prix des services facturés est établi chez le fournisseur en cumulant le coût complet des services offerts, et en établissant un prix unitaire sur la base de la consommation totale de ce service. En tant qu'unité d'affaires, le **Distributeur** est facturé en fonction de ce prix unitaire appliqué aux quantités qu'il consomme⁵⁹. Les frais corporatifs imputés ne sont pas inclus comme composante du coût complet des produits⁶⁰.

Aux fins réglementaires, le coût des services reçus par le Distributeur est majoré d'un rendement sur la part de l'avoir propre du fournisseur requise pour fournir les services au Distributeur. Ce rendement est établi selon le même taux et la même structure de capital

⁵⁶ Pièce HQD-4, document 2, page 10.

⁵⁷ Pièce HQD-4, document 7.

⁵⁸ Pièce HQD-4, document 2, page 9.

⁵⁹ Pièce HQD-4, document 2, page 10.

⁶⁰ Pièce HQD-4, document 6, page 5.

présumée du Distributeur. Cette méthode assure une neutralité tarifaire entre le choix de recourir à un fournisseur interne pour certaines activités ou de prendre en charge ces mêmes activités⁶¹.

La facturation interne est encadrée par des principes et des règles⁶². Les unités fournisseurs bénéficient de clauses d'exclusivité sans limite de temps⁶³. Entre autres, la facturation interne et les ententes client-fournisseur doivent contribuer à mieux comprendre l'effet du coût des produits facturables dans la structure du coût complet de l'unité d'affaires. La facturation interne doit permettre une récupération des coûts d'application à court terme, une réduction des coûts à moyen terme et une évolution vers des prix concurrentiels par rapport à l'externe à long terme⁶⁴.

Lorsque les unités de services et les unités corporatives rendent des services à des tiers non réglementés, dont les filiales, il y a une facturation des services rendus au coût complet comprenant des coûts directs et indirects de support et de charges corporatives. Ainsi, le Distributeur n'assume aucun coût corporatif à l'égard de filiales⁶⁵.

Selon l'**ACEF de Québec**, si on calcule 161 719 factures qui sont envoyées en même temps que la facture d'électricité pour HydroSolution, on peut évaluer qu'il y a en moyenne huit factures par année pour un coût moyen de l'ordre de 22,6 ¢ par facture envoyée. Au niveau de l'ensemble de la facturation du Distributeur, on obtient un coût de l'ordre de 86 ¢. Il y a un écart important entre le coût facturé pour les chauffe-eau et celui établi pour la facture d'électricité. Dans ce cas précis, l'ACEF de Québec se demande si le Distributeur utilise un coût global ou marginal⁶⁶.

Le **GRAME** et **OC** sont d'accord avec la séparation des activités réglementées et non réglementées selon la méthode du coût complet. Toutefois, le GRAME est d'accord en autant que la Régie précise, comme elle l'a fait dans sa décision D-99-120, que l'utilisation de la méthode du coût complet s'applique « en règle générale »⁶⁷.

⁶¹ Pièce HQD-10, document 11, pages 24-25.

⁶² Pièce HQD-4, document 6.

⁶³ NS, volume 9, pages 78-79.

⁶⁴ Pièce HQD-4, document 6, page 1.

⁶⁵ Pièce HQD-10, document 1, page 57.

⁶⁶ NS, volume 11, page 157.

⁶⁷ Preuve du GRAME, page 5.

1.4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie prend acte de la déclaration du Distributeur mentionné à la pièce HQD-10, document 10, page, 17 reproduite précédemment et portant sur l'énumération des activités réglementées.

Indépendamment de l'organisation interne d'Hydro-Québec, la Régie réglemente Hydro-Québec dans ses activités de distribution ou de transport. L'établissement du revenu requis du Distributeur implique un examen des activités reliées à la prestation des services de distribution d'électricité. Ces activités peuvent être celles de Hydro-Québec Distribution ou de divisions, filiales, centres de coûts, etc. (unités d'Hydro-Québec) mis sur pied par Hydro-Québec.

La Régie a déjà approuvé le principe de la facturation au coût complet des services internes rendus par d'autres unités d'Hydro-Québec à TransÉnergie. Le même principe doit s'appliquer aux services ainsi facturés à Hydro-Québec Distribution. La Régie tient à préciser que cette méthodologie ne s'applique ni aux coûts de transport, ni aux coûts de fourniture facturés au Distributeur, lesquels sont fixés soit par la Régie, soit par la Loi.

La Régie tient aussi à préciser que le coût complet inclut un rendement sur les actifs utilisés pour la prestation du service. De plus, bien que le coût en capital soit une composante du coût complet, seule la partie estimée des intérêts fait partie de la facturation interne. La partie rendement sur les capitaux propres fait l'objet d'un ajustement pour fins tarifaires seulement.

La Régie s'attend à ce que la période de mise en place de la méthodologie de facturation interne soit maintenant terminée et que, dorénavant, Hydro-Québec entre dans une période de stabilité dans ce domaine. La Régie constate que les règles de facturation présentées, bien que découlant toutes du principe du coût complet, sont nombreuses et parfois complexes.

La Régie remarque que les inducteurs de coût diffèrent selon les services et qu'ils peuvent varier dans le temps. La Régie considère que, de façon à rendre l'information soumise comparable pour l'étude d'une demande tarifaire, le Distributeur devrait s'assurer que les règles utilisées varient le moins possible d'une année à l'autre. Tout changement de règle devra être documenté et justifié au dossier tarifaire concerné, en indiquant les résultats avant et après le changement.

De plus, toujours afin de s'assurer que l'information historique demeure comparable, la Régie demande au Distributeur de conserver un registre des règles utilisées chaque année,

registre auquel la Régie pourra avoir accès sur demande. La Régie demande le dépôt, dans le cadre de la Phase 2, de la liste révisée, le cas échéant, des principaux inducteurs⁶⁸.

La Régie rappelle au Distributeur la décision D-2003-49, notamment :

« Le Transporteur a le fardeau de prouver à la Régie le caractère raisonnable des charges portées à son coût de service et de fournir toutes les informations pour effectuer cette démonstration. De telles informations peuvent, le cas échéant, toucher les relations contractuelles du Transporteur avec d'autres divisions d'Hydro-Québec ou des affiliés d'Hydro-Québec. La Régie est également en droit d'exiger du Transporteur toutes les explications pertinentes sur les écritures comptables, comptes des affiliés, etc. qui sont nécessaires à l'exécution de ses fonctions, lesquelles consistent à juger de l'utilité et du caractère raisonnable des coûts du Transporteur. Le corollaire de cette finalité réside dans la transparence et l'efficacité du processus de tarification. L'exigence de production de l'information est donc l'expression légale de tout pouvoir d'un tribunal de rechercher l'information pertinente à l'exercice de ses compétences. »

Afin d'établir le revenu requis, la Régie peut examiner toute activité nécessaire à la prestation de services, ce qui, dans le cas du Distributeur, inclut les charges de service partagés découlant d'une facturation interne.

Les revenus requis présentés incluent des charges de services partagés pour un total de 397 M \$ en 2002-2003, ce qui représente 18 % des charges de distribution.

La Régie considère que la connaissance des prix unitaires fournis pour la consommation de services partagés peut lui être utile, surtout dans les cas où des marchés compétitifs existent pour certains services. Dans de tels cas, ces prix du marché serviraient de balises dans l'évaluation du caractère raisonnable des coûts. Toutefois, la Régie note qu'il est possible qu'un certain nombre de services partagés n'ait pas d'équivalents sur le marché.

Cependant, en règle générale, la Régie ne juge pas suffisant de limiter son examen aux prix facturés à Hydro-Québec Distribution par les autres unités. L'utilisation de cette seule information n'est pas suffisante pour déterminer que ces prix sont raisonnables; il lui faut examiner les composantes du coût complet afin d'avoir une information adéquate pour porter un jugement.

⁶⁸ Pièce HQD-10, document 8, page 28 et suivantes.

La Régie rejette donc la proposition du Distributeur selon laquelle le CSP est réglementé sur la base des prix. Pour la Régie, les activités du CSP sont réglementées sur la base des coûts lorsqu'elles contribuent aux activités de distribution et sont incluses dans les revenus requis demandés.

La Régie précise que l'examen du coût complet et du rendement facturé à Hydro-Québec Distribution par le CSP ou d'autres unités d'Hydro-Québec passe par les coûts totaux des activités en question, avant partage aux divers clients, et il passe aussi par un examen des clés de répartition. Cette affirmation est d'autant plus importante que les montants en cause forment une grande partie du coût du service. De plus, la Régie juge nécessaire d'obtenir la valeur des actifs qui déterminent certaines charges et le rendement sur ces actifs. La Régie a besoin plus particulièrement des données nécessaires pour vérifier les calculs du rendement et de l'amortissement.

De plus, la Régie demande au Distributeur d'expliquer, dans la Phase 2 du dossier, comment l'établissement du coût complet du service de facturation qu'il rend à HydroSolution pour ses services de chauffe-eau peut mener à des résultats différents des services de facturation pour ses propres activités réglementées.

ANNEXE 1
ACTIVITÉS DU DISTRIBUTEUR

Type	Traitement comptable	Montants (M\$)		
Produits		HQD-5, document 14, page 3		
Tarifés	Frais d'administration des abonnés, frais de gestion et ouverture de dossier, frais de branchement (<i>soustraits du revenu requis</i>)	Selon les tarifs		(49,1)
Non tarifés	Pose d'attaches, espace de poteaux, autres (<i>soustraits du revenu requis</i>) Certains revenus, soit les « réclamations aux tiers et autres », qui incluent les missions de dépannage aux États-Unis, sont soustraits directement des charges brutes directes. Le dossier ne présente pas le montant détaillé.			(14,0)
<i>Sous-total</i>				(63,1)
Charges		HQD-4, document 3, page 3		
Réglémentées	Incluses dans le revenu requis			
Exercées par le distributeur	Charges directes (<i>on en soustrait une partie, soit les charges capitalisées</i>) Autres charges (<i>au coût</i>)	Charges brutes directes (773,0 - 250,3)	522,7	
		Achats de combustible	24,9	
		Amortissement	416,6	
		Taxes	106,0	1 070,2
Services fournis par d'autres unités de l'entreprise	Achats d'électricité Achats de service de transport Charges de services partagés (<i>au coût complet</i>) Frais corporatifs (<i>au coût complet</i>)	Achats d'électricité	4 229,0	
		Service de transport	2 312,6	
		Facturation interne	397,5	
		Frais corporatifs	37,5	6 976,6
<i>Sous-total</i>				8 046,8
Non réglémentées	Non incluses dans le revenu requis			
Exercées par les filiales	Dans les livres des filiales HydroSolutions et HQI	Information non présentée		
Exercées par le distributeur	Facturation interne émise (<i>autres unités : transport, DPAS, DPTI, etc.</i>)	Facturation interne émise (ou récupération de coûts pour HydroSolutions - détail non fourni)	(31,9)	(31,9)
Autres - intérêt sur remboursement gouvernemental				(4,5)
Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution		Total	7 947,3	

2. THÈME 2 – STRUCTURE ET COÛT DU CAPITAL

Hydro-Québec Distribution, en conformité avec les principes retenus par la Régie dans sa décision D-2002-95 relative au dossier tarifaire du Transporteur (dossier R-3401-98), propose pour le Distributeur une structure du capital présumée et un rendement des capitaux propres spécifiques à l'activité réglementée ainsi qu'un coût de la dette basé sur le coût intégré de la dette d'Hydro-Québec. Par ailleurs, toujours conformément à cette décision, le coût de la dette incorpore le coût de la garantie gouvernementale sur la dette compte tenu des avantages qu'elle procure sur les coûts de financement d'Hydro-Québec.

Hydro-Québec considère que sa proposition de structure et de coût du capital pour le Distributeur est compatible avec ses objectifs financiers. Selon l'entreprise, sa proposition respecte la Loi qui stipule que le tarif du Distributeur doit notamment permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification et assurer le respect des ratios financiers, garants du maintien de l'accès au financement aux meilleures conditions. Sa proposition respecte également un certain nombre de principes-clés approuvés par la Régie dans le cadre du dossier tarifaire du Transporteur.

2.1 STRUCTURE DU CAPITAL DU DISTRIBUTEUR

2.1.1 POSITION DES PARTIES

Structure du capital présumée

En conformité avec la décision D-2002-95, le **Distributeur**⁶⁹ propose d'utiliser une structure du capital présumée. Toutefois, étant donné que les risques associés à ses activités sont très différents de ceux associés au transport, il estime qu'il convient de déterminer une structure du capital adaptée à sa situation spécifique. Cette structure présumée est établie uniquement en fonction des caractéristiques des activités réglementées sous examen, indépendamment des besoins et des caractéristiques des autres activités de l'entreprise.

Outre les activités réglementées, Hydro-Québec gère plusieurs autres activités qui présentent des caractéristiques fort différentes les unes des autres en matière de perspectives d'expansion et de risques. Afin d'apprécier l'importance relative des activités de distribution réglementées, le Distributeur rappelle qu'au 31 décembre 2001, les immobilisations nettes

⁶⁹ Pièce HQD-7, document 1, pages 7 à 8 et pièce HQD-8, document 1, page 12.

qui leur étaient associées représentaient environ 8 G \$, soit 16 % des immobilisations nettes totales d'Hydro-Québec. En comparaison, la part des activités de transport se situait à 35 %.

Selon le Distributeur, l'utilisation de la structure du capital réelle d'Hydro-Québec, pour fixer le taux du coût du capital du Distributeur, pourrait lier le développement des activités réglementées sous examen à celui des autres activités de l'entreprise.

L'**ACEF de Québec** estime que le risque du Distributeur ne peut être dissocié de celui d'Hydro-Québec, tout comme le financement est intégré pour bénéficier des effets de coassurance. Le risque et la structure du capital doivent être considérés sur une base intégrée⁷⁰.

L'**AIEQ** recommande que soit utilisée une structure du capital présumée pour le Distributeur. Le **GRAME** rejoint, à l'instar de son expert, la position que la structure du capital devrait être établie sur une base présumée⁷¹. Les experts du **FCEI/UMQ** et **OC** ont également suivi le principe de déterminer sur une base présumée le taux de capitalisation et le taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur⁷².

UC estime en gros que l'approche d'isolement préconisée par le D^r Morin en vue de faire des activités de distribution d'Hydro-Québec une entreprise totalement indépendante est une approche non fondée étant donné que le Distributeur n'est qu'une division de l'entité corporative Hydro-Québec. Le statut juridique du Distributeur fait en sorte qu'il ne peut contracter de capitaux en son propre nom. L'intervenante affirme aussi que ce qui importe pour un investisseur, contrairement à la prétention du D^r Morin, n'est pas le coût d'opportunité des ressources associées à une activité particulière isolée artificiellement, mais plutôt le coût d'opportunité des ressources associées globalement et conjointement à l'ensemble des activités intégrées de l'entreprise⁷³.

⁷⁰ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 28.

⁷¹ Mémoire du GRAME, page 24.

⁷² Mémoire des D^{rs} Kryzanowski et Roberts pour FCEI/UMQ et OC, page 5.

⁷³ Mémoire d'UC, pages 14 à 16.

Taux de capitalisation et risques du Distributeur

Selon le **Distributeur**, il existe dans un libre marché un lien direct entre le niveau de risque d'une entreprise et sa structure du capital optimale. Sa structure du capital présumée devrait ainsi refléter celle d'entreprises privées de risques comparables⁷⁴.

Tel qu'indiqué dans le témoignage de l'expert Morin, il n'existe cependant pas beaucoup d'entreprises de comparaison canadiennes de grande envergure dont les activités se concentrent en distribution d'électricité. Toutefois, du point de vue des agences de crédit, les distributeurs gaziers appartiennent à une classe de risque similaire à celle des distributeurs d'électricité. De plus, compte tenu du haut degré d'intégration des marchés financiers canadiens et américains, les données américaines, beaucoup plus nombreuses, constituent des références également valables.

Les risques d'une entreprise peuvent se subdiviser en trois catégories : risque d'affaires, risque financier et risque réglementaire.

Le risque d'affaires est celui associé à la nature des activités de l'entreprise, à sa structure de coûts et à l'évolution de son marché. Dans le cas d'une entreprise réglementée, le principal risque d'affaires provient des écarts qui peuvent survenir entre les hypothèses et les paramètres utilisés pour l'établissement des revenus requis et la réalité.

Le Distributeur affirme que, contrairement au Transporteur, il fait face à un risque d'affaires important. Selon lui, alors que la majorité des ventes du Transporteur sont assurées par des contrats de style *take or pay* insensibles à la demande, sa situation financière est directement affectée par les écarts de prévisions sur l'ensemble de ses ventes. Le Distributeur doit également assumer des charges d'amortissement relativement importantes et maintenir un effectif permanent et des équipements et services suffisants pour répondre à la demande sur un territoire étendu et varié. Ainsi, à l'exception des coûts de fourniture, la presque totalité des coûts du Distributeur sont de nature fixe et ne peuvent être modulés en fonction des aléas sur les ventes.

Malgré cette structure de coûts inflexible, le Distributeur affirme devoir faire face à d'importantes fluctuations de ses ventes découlant à la fois d'aléas climatiques et d'aléas de la demande. À cet égard, le Distributeur fait noter que la part de ses ventes au secteur

⁷⁴ Pièce HQD-7, document 1, pages 9 à 18; pièce HQD-8, document 1, pages 13 à 21, 43 à 46.

industriel est nettement plus élevée que celle d'autres distributeurs d'électricité, dont notamment HydroOne, et ce pour des raisons historiques⁷⁵.

Ainsi, le Distributeur affirme qu'en combinant les effets de ces deux aléas, il pourrait subir un manque à gagner net d'environ 160 M \$ sur un an. Son risque d'affaires est accentué par les obligations enchâssées dans la Loi, à savoir principalement l'obligation de desserte et l'obligation de maintenir l'interfinancement actuel entre les différentes catégories tarifaires. Ces obligations rendent le Distributeur vulnérable à la concurrence, particulièrement dans le secteur commercial, en plus de ne pouvoir posséder la même flexibilité tarifaire que ses concurrents. Le Distributeur est également exposé aux risques de contrepartie et de crédit, particulièrement pour ses ventes au secteur résidentiel.

Le risque financier découle, quant à lui, essentiellement de l'effet amplificateur sur le risque d'affaires supporté par l'avoir propre provenant de l'effet de levier du financement par la dette. La dette étant une charge fixe, les éléments de volatilité des résultats bruts de l'entreprise se répercutent entièrement sur le rendement sur l'avoir propre.

Quant au risque réglementaire, il est généralement associé aux délais dans la prise de décision de l'autorité de réglementation, à la cohérence et à la continuité des décisions, à une possibilité plus grande de divulgation publique d'informations prospectives stratégiques pour l'entreprise réglementée, et à l'équité avec laquelle cette dernière est traitée dans l'application de la réglementation.

Le Distributeur prétend qu'à cet égard, un investisseur devrait percevoir un risque réglementaire plus élevé pour ses activités que pour la moyenne des entreprises réglementées comparables à cause du caractère récent du cadre réglementaire appliqué à l'électricité au Québec, à cause de récentes décisions prises par la Régie qui imposent, selon le Distributeur d'importants manques à gagner et, enfin, à cause de la complexité des dossiers présentés à la Régie par Hydro-Québec.

De l'avis de l'expert Morin, tous ces facteurs de risque font que le Distributeur possède un risque total légèrement plus élevé que celui de la moyenne des entreprises de services publics d'énergie. Ses risques financier et réglementaire supérieurs à la moyenne, combinés à un risque d'affaires moyen, lui confèrent un risque total légèrement supérieur à la moyenne en tant qu'investissement.

⁷⁵ Pièce HQD-7, document 1, page 13.

Questionné sur la comparabilité des risques encourus par le Distributeur par rapport à ceux du distributeur gazier SCGM, l'expert Morin répond que ce dernier possède un risque d'affaires plus élevé, un risque financier plus faible et un environnement réglementaire plus favorable qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution, qui n'a pas encore fait face à une décision tarifaire.

Selon l'expert, le niveau de risque d'un distributeur d'électricité peut se comparer au niveau de risque moyen d'une entreprise d'électricité intégrée. Ainsi le risque moyen d'une entreprise intégrée se situera entre celui de la production et du transport, à l'instar du risque associé à la distribution. La structure du capital d'une compagnie d'électricité intégrée peut donc servir de point de repère général pour situer la « vraisemblance » de la structure demandée pour le Distributeur.

Le témoignage du D^f Morin établit que les entreprises canadiennes de distribution d'énergie présentent une part d'avoir propre moyenne variant entre 37 % (gaz) et 44 % (électricité). Aux Etats-Unis, selon l'expert, les données comparables montrent des structures dont le taux de capitalisation se situe en moyenne à 41 % et 42 %. Enfin, les entreprises d'électricité intégrées canadiennes de comparaison présentent une part d'avoir propre moyenne de 40,7 %.

Eu égard à ces divers points de repère, le D^f Morin recommande que le taux de capitalisation du Distributeur se situe dans une fourchette de 35 % à 40 %. Cette fourchette correspond généralement à la fourchette inférieure des entreprises de comparaison, particulièrement en ce qui a trait aux entreprises privées.

Compte tenu de l'importance des facteurs de risque affectant les activités du Distributeur et considérant que la fourchette proposée par le D^f Morin se situe dans la marge inférieure des entreprises de comparaison, le Distributeur propose une structure du capital présumée comportant 38,5 % d'avoir propre.

Le Distributeur fait noter que cette structure du capital présumée est semblable à la structure du capital présumée accordée par la Régie à SCGM, son principal concurrent dans le marché de l'énergie du Québec.

Finalement, en audience, l'expert Morin a présenté un document de Standard & Poor's⁷⁶ qui s'inquiète de la faiblesse des taux de capitalisation dans la structure du capital des

⁷⁶ Pièce HQD-12, document 2.3.1, Standard & Poor's, « Canadian utility regulation review leads to watch negative placements ».

entreprises de services publics au Canada et ce, autant pour celles de propriété privée que publique. Selon lui, l'agence de cotation s'est ainsi penchée sur 15 entreprises de cette industrie⁷⁷. Un autre témoin du Distributeur a également précisé en audience que cinq entreprises faisant partie de l'échantillon de comparaison des experts Kryzanowski et Roberts sont visées par cette enquête⁷⁸.

L'**ACEF de Québec** considère que le taux d'avoir propre d'Hydro-Québec de 38,5 % proposé est exagéré et devrait plutôt être le taux réel actuel d'Hydro-Québec intégrée, dans ses fonctions d'entreprise de services publics d'électricité, soit environ 26 %⁷⁹.

L'**AIEQ**⁸⁰ est d'avis que les échantillons de comparables, canadiens et américains, fournis par l'expert du Distributeur, autant pour les compagnies électriques que les distributeurs gaziers, ne sont pas représentatifs de la réalité des risques du Distributeur.

L'intervenante fait valoir dans son mémoire que les risques inhérents au Distributeur sont de toute évidence inférieurs à ceux des entreprises utilisés par ce dernier comme comparables pour établir sa structure du capital présumée et sa prime de risque. Elle base notamment son évaluation du risque d'affaires du Distributeur sur une position concurrentielle très favorable de ce dernier sur ses marchés, un risque d'obsolescence technologique inexistant, une ouverture du marché de détail à la concurrence peu probable au Québec, tant à court qu'à moyen terme, un faible risque lié à ses programmes d'investissements, un risque minime relié à l'obligation de desserte, de faibles risques reliés aux aléas climatiques, sans pour autant nier la variabilité de la demande liée à la charge de chauffage, et le niveau équivalent de ses risques avec ceux du Transporteur. L'intervenante recommande en conséquence que la structure du capital présumée comprenant 30 % d'avoir propre et 70 % de dette retenue par la Régie pour le Transporteur, soit également appliquée au Distributeur.

Dans leur évaluation du risque d'affaires du Distributeur, les experts communs du **FCEI/UMQ** et d'**OC**⁸¹, les D^{rs} Kryzanowski et Roberts, concluent qu'il est inférieur à la moyenne de ceux des entreprises d'électricité intégrées ainsi qu'à ceux des distributeurs gaziers. Selon eux, le Distributeur a un monopole stable dans un marché mature avec peu de compétition.

⁷⁷ NS, volume 12, pages 112 à 113, 155 à 156.

⁷⁸ NS, volume 12, page 129.

⁷⁹ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 74.

⁸⁰ Mémoire de l'AIEQ, pages 18 à 24.

⁸¹ Mémoire des D^{rs} Kryzanowski et Roberts pour FCEI/UMQ et OC, pages 7, 20 à 39, 88 à 91.

Le jugement de ces experts repose notamment sur le décret qu'a obtenu le Distributeur pour avoir un accès exclusif à un approvisionnement patrimonial de 165 TWh dont le prix est fixé à 2,79 ¢/kWh. Ceci est, de l'avis des experts, amplement suffisant pour satisfaire la demande jusqu'à 2006. De plus, cet approvisionnement protège le Distributeur du risque prévisionnel de la demande qui pourrait être causé par une fluctuation haussière inattendue des prix du producteur et qui devrait être absorbée par la clientèle du Distributeur, et ainsi avoir un effet sur sa demande.

L'accès exclusif du Distributeur à cet approvisionnement est reflété dans sa position concurrentielle dans le marché au détail. De plus, il n'y a aucun plan pour ouvrir le marché au détail. Enfin, le bas coût de l'énergie au Québec réduit l'intérêt d'autres fournisseurs d'énergie pour le marché du Québec. Au niveau du marché des grandes entreprises, le Distributeur a une très forte position concurrentielle, de par ses bas prix, dans ce marché constitué de sociétés industrielles, commerciales, ainsi que d'institutions dont la puissance appelée est supérieure à 5 MW. Cette forte dominance minimise le risque que les gros clients contournent le réseau du Distributeur en faveur de ses compétiteurs municipaux.

Par ailleurs, les experts estiment que la menace du gaz naturel n'est pas vraiment grande, car l'électricité domine le marché au Québec. La grande pénétration de l'électricité dans le marché de la chauffe résidentielle et les coûts élevés de conversion des systèmes de chauffage constituent une barrière importante. De plus, la grande volatilité des prix de la molécule de gaz et la possibilité pour le Distributeur d'offrir des taux interruptibles et des temps d'utilisation plus attrayants permet à ce dernier de retenir, lorsque nécessaire, ses gros clients industriels.

Finalement, les experts estiment que les risques climatiques sont atténués par l'approbation par la Régie des dépenses en capital liées à des événements climatiques exceptionnels et que le risque potentiel face aux coûts environnementaux est réduit à cause du mode de production essentiellement hydraulique, ce que d'autres producteurs ont à absorber.

Quant à leur position sur le risque réglementaire, les experts Kryzanowski et Roberts ne sont pas d'accord avec le D^r Morin qui indique un risque réglementaire plus élevé que la moyenne. La Régie, selon les experts, portera une attention particulière au retard réglementaire à la suite de celui observé aux audiences du Transporteur. De plus la Régie s'est engagée à compléter de façon rapide le dossier tarifaire du Distributeur. En 2001, une étude sur l'industrie électrique conclut que le rendement de l'avoir réel excède le rendement de l'avoir fixé par les régulateurs. Les experts concluent que les rendements sur l'avoir propre accordés par les régulateurs sont généreux.

Les D^{rs} Kryzanowski et Roberts soulignent que la détermination d'une structure du capital demande un jugement qualitatif. Les experts utilisent un échantillon de neuf compagnies canadiennes de services publics d'énergie comme balise de référence. Selon cette balise, la moyenne réelle d'avoir propre dans la structure du capital des compagnies se situait à 35,69 % dans le mémoire des experts⁸², mais cette moyenne a été corrigée en audience à 37,11 %⁸³.

En guise de seconde balise, les deux experts ont utilisé le taux de capitalisation accordé par les régulateurs canadiens à ce même échantillon de compagnies. La moyenne de l'avoir propre pour l'échantillon est de 35,99 %. Une troisième balise utilisée par les experts est le taux de capitalisation moyen des quatre sociétés de gaz naturel de leur échantillon, évalué à 35,81 %. Ils mettent en exergue le risque d'affaires plus élevé auquel un distributeur de gaz naturel doit faire face.

La capitalisation réelle et présumée de SCGM (38,5 %; 38,68 %) et Union Gas (35 %; 35,53 %) sont utilisées par les experts comme quatrième et cinquième balise pour une moyenne de capitalisation présumée et réelle de 36,75 % et 37,11 %, respectivement. Une dernière balise utilisée par les experts est la décision D-2002-95. À leur avis, le Transporteur n'a pas plus de risque en 2003 qu'en 2001⁸⁴. Cela démontre que le ratio de 30 % d'avoir propre demeure suffisant pour les activités du Transporteur. Ils sont d'accord avec l'opinion émise par les D^{rs} Booth et Berkowitz, lors de l'audience du Transporteur dans le dossier R-3401-98 et reprise dans le présent dossier par le D^r Morin, qui indique que la distribution d'électricité est un peu plus risquée que le transport d'électricité. Ils arrivent donc à la conclusion que le Distributeur devrait avoir une capitalisation supérieure à 30 %.

La conclusion des experts Kryzanowski et Roberts est que le niveau des risques d'affaires du Distributeur est inférieur à la moyenne de celui des sociétés d'électricité au Canada, ainsi que celle des distributeurs gaziers. Ils recommandent donc une capitalisation inférieure à 36 %, mais supérieure à 30 %, pour un résultat final de 34 %.

Le **GRAME** endosse l'avis de son expert qui appuie la même structure du capital que celle proposée par le Distributeur⁸⁵.

⁸² NS, volume 13, page 228.

⁸³ Mémoire des D^{rs} Kryzanowski et Roberts pour FCEI/UMQ et OC, page 161.

⁸⁴ Mémoire des D^{rs} Kryzanowski et Roberts pour FCEI/UMQ et OC, page 37.

⁸⁵ Mémoire du GRAME, page 24.

UC⁸⁶ soumet que l'évaluation du risque d'affaires de l'expert du Distributeur ne tient pas compte de la spécificité du Distributeur québécois qui a le privilège de détenir le monopole de cette activité au Québec. L'intervenante considère que le Distributeur orchestre efficacement le risque de prévision lié à la conjoncture économique et au climat. Elle estime également que l'obligation de desserte fait partie des contraintes normales que tout distributeur doit prendre en compte dans sa gestion quotidienne, et non de risques dus à des aléas de nature particulière. La grandeur du territoire à desservir, l'uniformité territoriale des prix, un rendement global raisonnable pour l'entité corporative, tous ces éléments font partie d'un tout inséparable découlant du pacte social conclu depuis la nationalisation d'Hydro-Québec. L'intervenante conclut que les résultats récents d'Hydro-Québec mettent en doute la notion de risque d'affaires dans les activités de distribution d'Hydro-Québec. Elle ajoute que, en excluant les impacts exceptionnels du verglas de 1998, le volume des ventes, le nombre d'abonnements et les investissements dans l'expansion du réseau de distribution ont tous connu dans le passé une allure générale ascendante qui ne traduit en rien le niveau de risque allégué par le Distributeur.

Quant au risque réglementaire d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution, UC est d'avis que l'expert du Distributeur ne démontre pas en quoi ces activités sont soumises à des risques, hormis l'absence d'information et de preuve du bon fonctionnement de la Régie dans sa façon de réglementer les opérations du Distributeur. Elle dénonce l'attitude de mise en garde déplacée et non fondée envers le régulateur en le prévenant qu'au cas où ce dernier rendait une décision qui irait à l'encontre de la volonté du Distributeur, les investisseurs exprimeraient des réserves et des inquiétudes à l'égard des politiques réglementaires de la Régie. UC entend, par vrai risque réglementaire, les modifications majeures apportées au régime de régulation en place qui peuvent susciter des inquiétudes ou fausser les anticipations des investisseurs, ce qui est loin d'être le cas au Québec.

UC affirme que l'expert du Distributeur a utilisé comme échantillon, pour son étude, des compagnies d'électricité qui sont propriété d'investisseurs privés, transigées en bourse et libres de toute contrainte politique. UC croit qu'il s'agit d'une erreur méthodologique qui réside dans la transposition des résultats d'un échantillon de compagnies opérant dans des conditions totalement différentes de celles du Distributeur. Finalement, l'intervenante indique qu'à son avis, il existe des différences structurelles importantes entre le Distributeur et SCGM, de nature à invalider la comparaison entre les deux entités.

⁸⁶ Mémoire d'UC, pages 16 à 24.

2.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Structure du capital présumée

La Régie considère que l'option d'utiliser une structure du capital basée sur les résultats réels des états financiers pour le Distributeur n'est pas possible, compte tenu qu'il n'existe pas de structure du capital réelle pour ce dernier en tant que division de l'entité corporative Hydro-Québec.

La Régie est donc d'accord avec le Distributeur sur la nécessité d'utiliser une structure du capital présumée. Cette structure du capital présumée doit être établie uniquement en fonction des caractéristiques des activités réglementées sous examen, indépendamment des besoins et des caractéristiques des autres activités de l'entreprise.

Par ailleurs, afin de poursuivre l'objectif d'établir des tarifs justes et raisonnables édicté dans sa Loi, la Régie juge qu'il est opportun que la structure du capital présumée soit basée sur celles des compagnies qui lui sont comparables en termes de risques. Cette approche de comparabilité est celle pratiquée pour Hydro-Québec dans ses activités de transport et les sociétés SCGM et Gazifère, toutes réglementées par la Régie, et elle permet d'établir une structure du capital reflétant le risque propre au Distributeur et non pas celui de l'ensemble des activités d'Hydro-Québec.

L'ACEF de Québec et UC ont présenté une position alléguant que le Distributeur ne devrait pas avoir une structure du capital qui diffère de l'entité corporative. La Régie estime que cette façon de procéder ne permet pas d'établir les bases d'une réglementation qui pourront être stables dans le temps, quels que soient les choix qui seront effectués par les dirigeants d'Hydro-Québec quant à la structure de capital corporative. La Régie approuve en conséquence le recours à une structure du capital présumée pour le Distributeur pour les fins de l'établissement de ses tarifs.

Taux de capitalisation et risques d'affaires du Distributeur

Dans son appréciation, la Régie a tenu compte du fait que le Distributeur ainsi que FCEI/UMQ et OC sont les seuls à avoir présenté une preuve d'experts reconnue en matière de taux de rendement. Par ailleurs, les témoignages présentés par ces deux groupes de participants reposent sur le principe que la structure du capital du Distributeur peut être établie sur une base présumée.

La Régie considère que les risques d'affaires du Distributeur sont inférieurs à ceux des compagnies gazières et électriques comparables et dont les taux de capitalisation sont, selon la preuve, de l'ordre de 35 % à 45 %.

Un des points marquants de l'évaluation des risques d'affaires du Distributeur, amené par les experts Kryzanowski et Roberts et par d'autres témoins d'intervenants, réside dans le fait qu'il bénéficie d'un accès privilégié au bloc d'électricité patrimoniale de 165 TWh au prix moyen de 2,79 ¢/kWh fixé à l'article 52.2 de la Loi, stabilisant ainsi la très grande partie de son approvisionnement et, conséquemment, son prix pour de nombreuses années à venir, ce qui représente un unique et réel avantage par rapport à ses comparables. Les coûts d'approvisionnements représentent à eux seuls environ 50 % du coût du service du Distributeur. De plus, les coûts de fourniture bénéficient d'un compte de transferts protégeant ainsi le Distributeur des modifications apportées aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale. Un autre élément à considérer est la prise en compte dans un compte de transferts des coûts de toute variation des tarifs de transport d'électricité en cours d'application des tarifs du Distributeur, lesquels représentent environ 25 % du coût du service de ce dernier.

La Régie juge qu'il ressort des différentes évaluations des risques d'affaires du Distributeur, qu'il jouit notamment d'une position concurrentielle fort enviable sur son marché, que la menace provenant des sources alternatives d'énergie est faible et que l'ouverture du marché du détail est improbable à court terme. Partant, la Régie estime que les risques d'affaires du Distributeur sont inférieurs à ceux de ces comparables, autant électrique que gazier, mais sont supérieurs à ceux du Transporteur à qui la Régie a accordé une structure de capital comprenant 30 % de capitaux propres et 70 % de capitaux empruntés. La Régie estime alors raisonnable de reconnaître 35 % de capitaux propres et 65 % de capitaux empruntés dans la structure du capital présumée du Distributeur.

2.2 COÛT DE LA DETTE

2.2.1 POSITION DES PARTIES

La position du **Distributeur** relativement au coût de la dette comporte deux volets. Le premier concerne le principe de l'utilisation, aux fins de l'établissement des tarifs de distribution d'électricité, du coût moyen de la dette intégrée d'Hydro-Québec. Le second traite de la façon dont est calculé le coût de la dette aux fins du présent dossier. Le taux moyen projeté pour 2002-2003 est de 9,24 %.

Financement intégré

À l'égard de ses activités de financement, Hydro-Québec utilise une approche intégrée. Il n'y a donc pas de financement spécifiquement dédié à une division. Hydro-Québec ne peut donc isoler un coût de la dette propre à une division.

Selon le Distributeur, cette approche de financement intégré est à l'avantage de ses clients, car elle lui permet de bénéficier de la coassurance entre les diverses activités d'Hydro-Québec. Le service de la dette d'Hydro-Québec ne repose pas sur les flux spécifiques d'une activité, mais plutôt sur l'ensemble des flux financiers engendrés par l'ensemble des activités de l'entreprise. La faible probabilité de défaut qu'engendre une approche de financement intégré a pour effet de réduire le coût de la dette du Distributeur, ceci sans compter les avantages opérationnels d'une gestion regroupée en termes de masse critique d'expertise et de volume suffisant pour exploiter au maximum la diversification des sources de financement⁸⁷.

Le Distributeur a fait valoir que le meilleur estimateur pour le coût présumé de sa dette est le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, étant donné que ce coût de financement résulte de décisions prises antérieurement par Hydro-Québec en fonction des conditions de marché qui prévalaient à ces moments. Il a indiqué que le moment des programmes d'investissements et des refinancements ont une incidence importante sur le coût de la dette. Selon le Distributeur, les programmes d'investissements des autres activités d'Hydro-Québec n'ont pas une influence plus significative que ses propres programmes sur le coût de la dette intégrée. En effet, la part relative des investissements du Distributeur sur l'ensemble des investissements d'Hydro-Québec n'a pas varié de façon significative au fil des ans. Pour ce qui est des refinancements, le Distributeur a indiqué qu'il est impossible de savoir si ces refinancements sont liés à des investissements qui étaient liés au départ aux besoins de la production, du transport ou de la distribution.

Le Distributeur a également fait valoir qu'un distributeur indépendant n'aurait pas pu se financer uniquement sur le marché canadien à cause de l'effet d'éviction (*crowding-out*) qui prévalait sur le marché financier canadien durant la première moitié des années 90. Selon le Distributeur, le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec établi en ne retenant que les emprunts en dollars canadiens ne serait pas représentatif de cette réalité.

En réponse au balisage du coût de la dette de SCGM qui est inférieur à celui d'Hydro-Québec intégrée, le Distributeur a indiqué en audience que SCGM avait augmenté

⁸⁷ Pièce HQD-7, document 1, pages 6 et 7.

sa dette de 120 % de 1990 à 2002, dont la majeure partie de 1997 à 2002. Hydro-Québec avait, en 1990, 29 G \$ de dette et, en 2001, 37 G \$. En fait, depuis 1998, Hydro-Québec rembourse sa dette. Essentiellement, le coût de la dette dépend du moment où les programmes d'investissements d'Hydro-Québec ont été faits et du moment où les emprunts ont été réalisés⁸⁸.

Le Distributeur maintient qu'un des facteurs importants influençant le coût moyen de la dette historique d'Hydro-Québec intégrée est le moment où l'entreprise a dû combler ses besoins d'investissements, le *timing*, relativement aux niveaux historiques des taux d'intérêts. Ceci est vrai dans le cas réel d'Hydro-Québec intégrée et aurait également été vrai dans le cas du Distributeur dans un contexte d'isolement.

À la demande de la Régie, le Distributeur a fait un exercice afin d'apporter un certain éclairage sur le coût de la dette du Distributeur sur une base d'isolement⁸⁹. L'exercice couvre la période 1980-2002 et emploie les taux d'emprunt en vigueur pour ces années sur le marché canadien. Il en ressort que le coût moyen de la dette sur cette période est de 8,9 % pour le Distributeur, comparativement au taux de 9,24 % présenté en preuve pour Hydro-Québec intégrée. Toutefois, le Distributeur considère que cet exercice est théorique et simpliste, et note que l'écart de taux entre Hydro-Québec intégrée et le Distributeur seul est relativement faible et il le juge non significatif.

FCEI/UMQ reconnaît dans son argumentation qu'Hydro-Québec gère sa dette de manière intégrée, ce qui signifie qu'il n'est pas possible de faire un lien direct entre un actif d'une des divisions d'Hydro-Québec et son financement. FCEI/UMQ estime qu'il y a un avantage de coût pour l'ensemble de la société d'État à procéder à une gestion intégrée de la dette (réduction des coûts de transaction, économie d'échelle, etc.).

Cependant, l'exercice visant à établir le coût du capital consiste à établir une structure de capital en considérant le Distributeur comme une entreprise indépendante pour laquelle on évalue le risque, et à calculer ce qu'auraient été les coûts d'emprunt, si elle avait fonctionné comme une entreprise autonome. Il s'agit donc d'une question bien différente que de connaître les avantages d'une gestion intégrée de la dette d'Hydro-Québec⁹⁰.

FCEI/UMQ appuie le concept d'isolement *stand alone* utilisé par le Distributeur. Cependant, pour obtenir le coût du capital global, le Distributeur utilise, en conjonction avec les éléments portant sur la structure du capital présumée et le coût de l'avoir propre sur base

⁸⁸ NS, volume 12, pages 323 à 325.

⁸⁹ Pièce HQD-12, document 2.4.6.

⁹⁰ D' Yves Rabeau, *Divers aspects des risques encourus par HQD et taux d'endettement*, page 7.

présumée, le taux moyen de la dette intégrée d'Hydro-Québec. Sur ce point, FCEI/UMQ juge que le Distributeur n'est pas conséquent et cohérent avec le concept d'isolement en ce qu'il ne juge pas nécessaire d'estimer ce que serait son taux moyen de la dette s'il était une entreprise complètement indépendante.

En effet, tel que noté par le D^r Rabeau, l'expert de FCEI/UMQ, avec des immobilisations de 7,9 G \$ au 31 décembre 2000, le Distributeur comptait pour 16,6 % des immobilisations totales d'Hydro-Québec. Plus de 83 % des immobilisations d'Hydro-Québec sont donc attribuables en premier lieu aux autres activités d'Hydro-Québec, soit principalement celles du Producteur et celles du Transporteur. L'expert dans sa preuve indique que la production d'électricité a influencé significativement le moment et la taille des émissions de dette. Le Distributeur a donc été soumis aux conditions du marché du moment ce qu'il aurait pu éviter. Selon l'expert, le Distributeur avec un programme annuel d'emprunt de 400 M \$ aurait pu et pourrait être entièrement financé au Canada. De plus, l'expert indique que le Distributeur est exposé à un risque de change, étant donné la taille des émissions relié aux investissements pour la production d'électricité qui ne pouvaient être financés que sur le marché américain⁹¹.

Selon FCEI/UMQ, il est incohérent, avec l'approche qui veut reproduire les conditions d'une entreprise indépendante faisant la distribution de l'électricité sur le marché du Québec, d'imputer au Distributeur le taux moyen d'emprunt de l'ensemble de la société d'État. Cette approche doit plutôt refléter le coût de la dette du Distributeur. L'intervenant utilise comme exemple le cas du taux moyen de la dette du distributeur de gaz naturel SCGM qui est de 7,9 %. SCGM est caractérisée par des risques globaux plus élevés, une dette non garantie par le gouvernement et un taux moyen de la dette qui est inférieur de plus de 130 points de base à celui du taux de la dette intégrée d'Hydro-Québec.

De plus, le concept du coût présumé de la dette, selon le D^r Kryzanowski et le D^r Roberts, experts de FCEI/UMQ et d'OC, semble être une pratique courante dans plusieurs organisations :

« Well, if I understand the question correctly, I think you're asking whether or not you could calculate a cost of capital for each part of the organization. And basically, most organizations have cost of capital for different divisions, and that would entail a deemed capital structure, and also a deemed cost of debt and equity. »⁹²

⁹¹ D^r Yves Rabeau, *Divers aspects des risques encourus par HQD et taux d'endettement*, pages 8 et 9.

⁹² NS, volume 13, page 282.

En conséquence, FCEI/UMQ demande que la Régie repousse à la Phase 2 du présent dossier, ou lors d'une cause générique ultérieure, l'étude du coût de la dette du Distributeur sur la base d'expertises spécifiques propres à cette question. L'intervenant estime que l'étude de cette question permettrait également d'appliquer l'approche d'isolement sur l'ensemble des composantes du coût du capital du Distributeur, ce qui résoudrait certaines des incohérences de la preuve de ce dernier quant à cette approche.

Calcul du coût de la dette

Selon le Distributeur, les frais financiers supportés par les activités de distribution d'électricité sont déterminés selon le taux moyen du coût de la dette, taux applicable à toutes les activités de l'entreprise. Ce taux est établi selon les mêmes paramètres et la même méthodologie que le taux présenté pour le dossier tarifaire du Transporteur (dossier R-3401-98).

Cependant, depuis le 1^{er} janvier 2002, la révision de la norme comptable 1650 de l'Institut Canadien des Comptables Agréés⁹³, relative à la conversion des devises étrangères, fait en sorte qu'il n'est plus permis d'amortir les gains ou pertes de change sur la dette. Avant ce changement comptable, les gains ou pertes de change résultant de la conversion des éléments monétaires à long terme (*swaps* et dettes) pouvaient être reportés jusqu'à la date de remboursement ou inclus aux résultats, en conformité avec les normes comptables. Dans le cadre de l'application de la norme comptable révisée, les pertes de change reportées qui faisaient l'objet d'un amortissement au 31 décembre 2001 ont été passées aux bénéfices non répartis d'Hydro-Québec intégrée. Ainsi, la charge d'amortissement associée à ces pertes reportées n'apparaîtra plus dans les frais financiers, ce qui se traduira par une réduction du coût de la dette pour les clients des unités réglementées. La réduction des frais financiers pour le Distributeur est de l'ordre de 24 M \$ pour l'année 2002-2003⁹⁴. Cet effet favorable s'étalera sur la durée restante des titres impliqués, dont l'échéance maximale est de 30 ans.

Cette modification entraîne un traitement réglementaire du coût de la dette différent de celui adopté dans le dossier du Transporteur (dossier R-3401-98). Le Distributeur signale que les frais reportés liés à la dette ne font pas partie de la base de tarification. Ainsi, en conformité avec l'approche retenue dans le dossier tarifaire du Transporteur et reconnue par la Régie dans sa décision D-2002-95, la valeur de la dette présentée au dénominateur du coût de la dette exclut les éléments n'ayant jamais fait l'objet d'entrées de fonds, soit la perte de

⁹³ Pièce HQD-10, document 1, annexe 1.

⁹⁴ Pièce HQD-10, document 1, page 26.

change reportée nette et les autres frais reportés liés à la dette (escomptes et frais d'émission), ainsi que le montant de la perte de change reportée passé aux bénéficiaires non répartis à la suite de l'application en janvier 2002 de la norme comptable révisée⁹⁵.

En réponse à un engagement pris en audience, le Distributeur a modifié sa preuve étant donné que cet événement comptable n'avait pas été traité de façon appropriée par le modèle utilisé pour établir la projection de perte de change reportée. Avec la révision apportée, le taux moyen de la dette du Distributeur passe de 9,49 % qu'il était dans le dossier original, à 9,24 %, pour l'année témoin projetée 2002-2003⁹⁶.

Le Distributeur présente les composantes⁹⁷ pour établir le taux moyen de la dette à long terme d'Hydro-Québec intégrée. La composante pour les frais de maintien des marges de crédit de secours est un item pour supporter le financement à court terme. Cependant, le Distributeur a indiqué en audience que ces marges de crédit sont requises pour assurer qu'Hydro-Québec peut rembourser à temps sa dette et opérer son service de la dette. Selon le Distributeur, ces marges de crédit font partie intégrante d'un programme de financement à long terme et coûtent environ cinq points de base sur des marges de crédit de près de 1,2 G \$⁹⁸.

En conformité avec les principes retenus par la Régie dans la décision D-2002-95, le numérateur de la formule de calcul du taux de dette inclut aussi les frais liés à la garantie gouvernementale, étant donné leur relation intrinsèque avec les frais financiers et l'accès privilégié aux marchés financiers que procure à Hydro-Québec cette garantie. La formule proposée par le Distributeur pour les frais liés à la garantie gouvernementale est la suivante : 0,5 % du montant des titres garantis par le gouvernement, en circulation au 31 décembre de l'année précédente, convertis en dollars canadiens à leur valeur au taux de change en vigueur au cours de clôture⁹⁹.

FCEI/UMQ soumet que des questions comme la perte de change, l'usage des produits dérivés, les normes comptables et la correspondance entre les éléments de la dette et les éléments d'actifs, soulèvent des problèmes et des interrogations complexes qui ne peuvent être simplement résolus lors d'un échange de questions et de réponses devant la Régie.

⁹⁵ Pièce HQD-7, document 1, pages 26, 27 et 28.

⁹⁶ Lettre du 21 mars 2003 du Distributeur, page 2.

⁹⁷ Pièce HQD-7, document, pages 31 et 32.

⁹⁸ NS, volume 12, pages 314 à 317.

⁹⁹ Pièce HQD-7, document 1, pages 28 et 31.

Pour ce qui est de la dette à court terme, le D^r Rabeau souligne que le taux d'intérêt à utiliser pour établir le coût du capital devrait être, comme dans le calcul fait pour SCGM, le taux moyen pondéré de la dette à court terme et de la dette à long terme¹⁰⁰. Ce taux représente vraiment le coût économique de la ressource capital. Le D^r Rabeau indique que bien que la dette à court terme d'Hydro-Québec est négligeable selon les estimations de Moody's, il ne voit pas pourquoi le Distributeur aurait enlevé la partie de court terme de sa dette pour faire son calcul devant conduire au rendement autorisé par la Régie¹⁰¹.

Enfin, le D^r Rabeau ne remet pas en cause, dans sa preuve, les frais de garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec dans le calcul du coût de la dette du Distributeur.

2.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que le financement de la dette est effectué de façon intégrée chez Hydro-Québec.

Toutefois, dans la présente section qui traite de la structure et du coût du capital, la Régie a recours au concept d'isolement. Il en découle une structure du capital présumée pour le Distributeur, composée d'un avoir propre présumé et d'une dette présumée auxquels correspondent, selon la Régie, un coût présumé de l'avoir propre et un coût présumé de la dette. En principe, le coût de la dette du Distributeur devrait être calculé indépendamment de celui d'Hydro-Québec intégrée, tout comme le coût de l'avoir propre est calculé distinctement.

Cependant, au cours de l'audience, la Régie n'a pas entendu de preuve suffisamment convaincante portant sur un estimateur applicable au coût présumé de la dette du Distributeur sur une base d'isolement. Par ailleurs, le Distributeur, dans sa réponse à l'engagement numéro 43, a estimé que l'écart entre le coût de la dette du Distributeur isolé et celui d'Hydro-Québec intégrée est relativement faible.

Conséquemment, dans le présent dossier, la Régie retient comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur, le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec telle que calculé par la méthode présentée en preuve par le Distributeur.

¹⁰⁰ Réponses du D^r Rabeau pour FCEI/UMQ aux demandes de renseignements de la Régie, question 10.1, page 20.

¹⁰¹ Pièce HQD-7, document 3.1.

La Régie n'est pas convaincue de la preuve en ce qui concerne le traitement de la portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées aux bénéficiaires non répartis (1 299 M \$). La Régie veut s'assurer du traitement réglementaire approprié et de l'impact sur le coût de la dette de ce montant de 1 299 M \$. À cet égard, la Régie demande au Distributeur de produire pour la Phase 2 du présent dossier les informations suivantes :

- fournir la liste des critères retenus par Hydro-Québec pour établir le montant de 1 299 M \$;
- à la suite de l'application de la norme comptable 1650 en janvier 2002, fournir la liste détaillée et les montants des dettes prises en compte pour établir la portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées aux bénéficiaires non répartis (1 299 M \$), y indiquer les montants à être retranchés annuellement du solde pour la période allant de 2002 à l'échéance du dernier titre impliqué et évaluer, à titre illustratif, l'impact annuel sur le coût futur de la dette;
- expliquer la correction, mentionnée à la page 2 de la lettre du Distributeur du 21 mars 2003, au niveau du poste « Perte de change reportée nette » qui passe de 2 791 M \$¹⁰² à 1 866 M \$¹⁰³ pour l'année 2002-2003;
- fournir les 13 soldes de la perte de change reportée nette pour l'année 2002-2003 avant la constatation de la correction¹⁰⁴.

La Régie retient l'inclusion des frais de garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec comme élément du coût de la dette présumée du Distributeur.

La Régie note que la valeur de la dette présentée au dénominateur du coût de la dette exclut les éléments n'ayant jamais fait l'objet d'entrées de fonds. Cependant, le calcul des frais de garantie porte sur l'ensemble de la dette d'Hydro-Québec incluant les éléments n'ayant jamais fait l'objet d'entrées de fonds. Le Distributeur utilise donc deux montants différents de dette d'Hydro-Québec pour calculer le coût de la dette intégrée et les frais de garantie. La Régie demande au Distributeur, pour la Phase 2, de justifier ce traitement et, à titre d'information complémentaire, de présenter un scénario où les frais de garantie seraient calculés uniquement sur le montant de la dette ayant fait l'objet d'entrées de fonds.

Enfin, en ce qui concerne la dette à court terme d'Hydro-Québec dans le calcul du coût de la dette intégrée, la Régie juge opportun d'évaluer plus à fond le mode d'établissement du coût

¹⁰² Pièce HQD-12, document 2.2, page 17.

¹⁰³ Lettre du 21 mars 2003 du distributeur, annexe 1, tableau 3 corrigé du tableau original dans HQD-7, document 1, page 35.

¹⁰⁴ Pièce HQD-10, document 1.3, page 10.

de la dette totale. La Régie demande au Distributeur de produire pour la Phase 2, en plus des informations déjà produites, les informations suivantes :

- le coût de la dette intégrée en incluant la dette à court terme inscrite aux états financiers pour chaque année présentée au dossier de la Phase 2. Identifier séparément les postes et les montants reliés à la dette à court terme, tant au numérateur qu'au dénominateur;
- ventiler chacun des postes du tableau 3 corrigé¹⁰⁵ en y incluant séparément les postes et les montants reliés à la dette à court terme, et ce, en utilisant la nomenclature présentée pour l'année témoin projetée¹⁰⁶. Fournir les 13 soldes pour chaque année présentée au dossier;
- expliquer dans le tableau, présenté à la pièce HQD-10, document 1.3, page 5, l'élément de 15 M \$ que le Distributeur recommande d'exclure du numérateur dans le calcul du coût de la dette.

2.3 TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE ET SUR LA BASE DE TARIFICATION DU DISTRIBUTEUR

L'évaluation du coût des capitaux propres repose sur des modèles bien établis dans les domaines financiers et réglementaires. Ces modèles cherchent à expliquer les évaluations empiriques reposant sur la relation entre le rendement et le risque.

L'évaluation du taux de rendement sur l'avoir propre s'articule autour de quatre thèmes qui seront présentés dans les paragraphes suivants. Ces thèmes concernent la méthodologie de calcul du taux de rendement sur l'avoir propre à adopter, l'évaluation du taux sans risque, l'évaluation du bêta et, finalement, la détermination de la prime de risque du marché.

2.3.1 POSITION DES PARTIES

Méthodologie de calcul

Le **Distributeur**¹⁰⁷ affirme que, contrairement au coût de la dette, le coût des capitaux propres ne peut être observé directement. Son évaluation repose sur un principe fondamental

¹⁰⁵ Lettre du 21 mars 2003 du Distributeur, annexe 1, tableau 3 corrigé du tableau original dans la pièce HQD-7, document 1, page 35.

¹⁰⁶ Pièce HQD-7, document 1, pages 31 et 32.

¹⁰⁷ Pièce HQD-7, document 1, pages 10 à 12; pièce HQD-8, document 1, pages 7 à 11, 21 à 22, 41 à 43, Appendix A, B et C.

appliqué aussi bien par les organismes de réglementation que par les analystes financiers, soit le coût d'opportunité de marché des capitaux propres. Plus exactement, le coût juste et raisonnable des capitaux propres d'une entreprise doit correspondre à l'espérance de rendement qu'un actionnaire serait en droit d'exiger s'il plaçait ses fonds dans une entreprise de risque comparable.

Cette idée de coût d'opportunité est reprise dans le témoignage du D^r Morin qui rapporte que le taux de rendement d'un titre est la compensation que les investisseurs exigent pour reporter leur consommation et exposer leur capital à un risque. De l'avis de l'expert, quand les investisseurs fournissent des fonds à une compagnie de services publics en achetant des titres ou des obligations, non seulement ces derniers reportent à plus tard leur consommation en choisissant de ne pas dépenser leur argent maintenant, mais exposent aussi leur argent au risque. Ils ne sont prêts à subir cette double pénalité que s'ils reçoivent, en échange, une compensation jugée adéquate. La compensation qu'ils attendent constitue le prix du capital, c'est-à-dire le taux de rendement sur l'avoir propre.

Selon le D^r Morin, il existe plusieurs méthodes pour calculer un taux de rendement juste et raisonnable des capitaux propres ordinaires. Ces méthodes sont : le modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF), le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers (MEÉAF), le modèle d'actualisation des flux monétaires (AFM ou modèle de dividendes), le modèle prime de risque et le modèle des bénéfices comparables.

L'expert du Distributeur mentionne que, bien qu'en théorie il serait préférable d'utiliser toutes les méthodes de calcul, en pratique on doit accorder plus de poids aux modèles MÉAF et de prime de risque.

L'équation $K = R_F + \beta(R_M - R_F)$ est l'expression mathématique du MÉAF qui affirme qu'un investisseur s'attend à recevoir un taux de rendement, K , qui pourrait être obtenu par un investissement sans risque, R_F , plus une prime de risque pour avoir supporté ce risque. Cette prime est proportionnelle au risque associé à ce titre, aussi appelé bêta, β , et proportionnelle au risque qu'accorde le marché ($R_M - R_F$) à un portefeuille diversifié.

Selon le D^r Morin, les recherches empiriques ont bien démontré que le MÉAF sous-évalue le rendement des compagnies dont le bêta est inférieur à 1,0. Il a été développé des MÉAF plus élaborés de façon à assouplir les hypothèses de base du MÉAF d'origine qui menaient à ce biais à la baisse, augmentant ainsi la valeur théorique du modèle. Ces formulations élargies ont mené à une relation risque-rendement plus « aplaniée » que celles des prévisions MÉAF traditionnelles et plus compatible avec les données empiriques de la littérature financière.

Le D^r Morin affirme que la version empirique du MÉAF (MEÉAF) donne une approximation viable de l'évaluation du coût des capitaux propres telle que proposée par les différentes variantes du modèle MÉAF. Il propose d'utiliser l'équation $K = R_F + 0,25 (R_M - R_F) + 0,75 \beta (R_M - R_F)$ pour déterminer le coût du capital.

Par ailleurs, l'expert juge que les modèles de bénéfices comparables et AFM sont particulièrement difficiles à mettre en pratique quand on doit faire face aux circonstances fluides et changeantes des marchés canadiens de capitaux et à celles de l'industrie de l'énergie.

Selon le D^r Morin, l'obstacle le plus important à l'utilisation de ces deux méthodes est le fait qu'il n'existe qu'une petite poignée de compagnies canadiennes de services publics d'électricité qui soient à la fois exclusivement canadiennes, propriété des investisseurs, transigées en bourse et qui possèdent suffisamment de données historiques homogènes auxquelles on puisse se fier. Dans le cas particulier du modèle AFM, les attentes de croissance des investisseurs ainsi que les taux de croissance historiques sont erratiques. C'est pour ces raisons que l'expert Morin s'est principalement fié, mais pas exclusivement, aux méthodes MÉAF, MEÉAF et Prime de risque.

Pour vérifier ses estimations, l'expert a aussi étudié les primes de risque autorisées par les organismes réglementaires nord-américains dans le passé. En dernier ressort, l'expert a procédé à une vérification additionnelle en appliquant le modèle AFM aux entreprises de services publics de distribution d'électricité et de gaz naturel.

L'**ACEF de Québec**¹⁰⁸ rapporte les résultats d'une étude produite par Drazen Consulting Group, selon laquelle la norme pour établir le taux de rendement des compagnies de services publics à propriété publique et les coopératives est la couverture d'intérêt, ce qui reflète la différence de financement par rapport aux compagnies de services publics à propriété privée dont la norme est le rendement sur la base tarifaire. La méthode de couverture d'intérêt produit ainsi un retour sur l'avoir propre, qui est le résidu du coût de financement. Il serait étonnant, selon l'intervenante, que les résultats de l'étude aient beaucoup changé, c'est pourquoi elle considère que la méthode de couverture d'intérêt s'applique toujours pour Hydro-Québec.

L'**AIEQ**¹⁰⁹ se réfère à la dernière décision de la Régie en matière de fixation de prime de risque pour le distributeur de gaz naturel SCGM. L'intervenante juge approprié d'ancrer sa

¹⁰⁸ Mémoire de l'ACEF de Québec, pages 29 à 30.

¹⁰⁹ Mémoire de l'AIEQ, page 25.

comparaison sur une entreprise de distribution qui œuvre sur le même territoire et qui est un concurrent direct du Distributeur. En se fondant sur une preuve identique à celle déposée dans le présent dossier, la Régie, dans sa décision D-99-11, attribuait une prime de risque propre à SCGM de 3,84 %, alors que le taux obligataire sans risque était évalué à 5,76 %. Cette prime de 3,84 % devrait être ajustée pour incorporer les plus récentes évaluations du rendement actuel et prospectif des obligations 30 ans du Canada, selon la méthode d'ajustement documentée en page 35 de la pièce HQD-8, document 1, produite par le Distributeur.

L'AIEQ recommande, compte tenu que les risques supportés par le Distributeur sont de façon marquée inférieurs à ceux supportés par les compagnies de distribution de gaz et par conséquent SCGM, qu'une prime de risque moindre soit octroyée au Distributeur.

Les experts de **FCEI/UMQ** et d'**OC**¹¹⁰ résument leur position en affirmant que, pour la détermination d'un taux de rendement sur l'avoir propre, ils ont considéré et éliminé plusieurs approches non fiables et ont formulé leur recommandation en se basant principalement sur une méthode appelée Equity Risk Premium Test (méthode ERP). Cette méthode requiert comme intrants le taux sans risque R_F , le bêta β , la prime de risque espéré du marché ($R_M - R_F$) et un ajustement pour les coûts de transactions. Ils ont ensuite validé leur recommandation à l'aide du modèle AFM.

Selon les experts des intervenants, la méthode ERP permet d'estimer le taux de rendement sur l'avoir propre des compagnies de services publics par rapport aux autres opportunités d'investissements transigées en bourse qui s'offrent aux investisseurs. Ce faisant, la méthode ERP cherche à reproduire le coût d'opportunité, ajusté pour le risque, d'investir dans les parts des compagnies de services publics.

Les D^{rs} Kryzanowski et Roberts ont sévèrement critiqué la validité du modèle MEÉAF proposé par l'expert du Distributeur. Selon eux, l'expert Morin utilise un modèle qui n'a pas reçu le soutien de ses pairs sur son fondement théorique et sa validité empirique¹¹¹. Les experts jugent que l'utilisation d'un taux sans risque estimé à partir du taux des obligations de long terme du gouvernement canadien applique déjà la correction que cherche à faire le modèle MEÉAF. Finalement, ils concluent en affirmant que le modèle MEÉAF, tel qu'appliqué par le D^r Morin, utilise déjà des bêtas ajustés et il créerait un double ajustement à la hausse pour le bêta brut, ce qui est à leur avis injustifié.

¹¹⁰ Mémoire des D^{rs} Kryzanowski et Roberts pour FCEI/UMQ et OC, pages 40 à 44, 96 à 100.

¹¹¹ NS, volume 13, pages 202 à 203.

Taux sans risque

L'expert du **Distributeur**¹¹² affirme que la mise en œuvre des méthodes prime de risque et MÉAF requiert une estimation du taux sans risque. Il a utilisé à cette fin le taux d'intérêt prévu, en date de mai 2002, des obligations 30-ans du Canada et les prévisions tirées de la revue *Consensus Forecasts* de mai 2002 pour les rendements des obligations à long terme (10-ans) du Canada.

Ainsi, le taux actuel des obligations à long terme du Canada, au moment où le D^r Morin a produit sa preuve, était d'environ 6,0 %. Les prévisions d'avril 2002 de *Consensus Forecasts* donnent aux obligations à long terme de 10 ans un rendement de 5,9 % sur trois mois, et de 6,1 % sur 12 mois, ce qui revient à peu près au même rendement que celui des obligations de 30 ans, puisqu'il n'y avait qu'une très faible variation entre les obligations à échéance de 30 ans et celles de 10 ans.

Selon le D^r Morin, les taux d'intérêt à long terme sont des points de repère pertinents pour déterminer le coût des capitaux propres ordinaires, car ceux de court terme sont instables, fluctuent grandement et subissent plus de perturbations aléatoires que les taux à long terme.

Afin de déterminer un taux de rendement juste et raisonnable sur les capitaux propres du Distributeur, l'expert recommande l'utilisation d'un taux de rendement sans risque de 6,0 %, qui est compatible avec les prévisions de *Consensus Forecasts* pour les obligations à long terme. En audience, l'expert Morin, dans sa mise à jour du taux sans risque, a jugé approprié, malgré le léger fléchissement observé du rendement des obligations de long terme, de laisser le taux à 6,0 %.

Les experts Kryzanowski et Roberts de **FCEI/UMQ** et d'**OC**¹¹³ utilisent les taux 10 ans et 30 ans pour les obligations du Canada, publiés par trois grandes banques à charte canadiennes et par *Consensus Forecasts*. La moyenne des taux 10 ans de ces institutions donne 5,56 %, alors que la moyenne 30 ans, dont les taux sont disponibles pour deux banques seulement, est de 5,95 %. Pour corroborer leur estimation, ils procèdent selon la méthodologie initialement proposée par l'Office national de l'énergie qui consiste à ajouter un écart historique moyen entre ces deux taux, estimé à 40 points de base. Les experts obtiennent ainsi un taux 30 ans de 5,96 %. Ils recommandent un taux sans risque de 6,0 % pour les fins de la détermination du taux de rendement sur l'avoir propre.

¹¹² Pièce HQD-7, document 1, page 18; pièce HQD-8, document 1, pages 40 à 41.

¹¹³ Mémoire des D^{rs} Kryzanowski et Roberts pour FCEI/UMQ et OC, pages 10 à 19, 87 à 88.

Ces deux experts critiquent l'utilisation par le D^r Morin du taux actuel des obligations à long terme du Canada, malgré le fait qu'ils soient tous unanimes sur le taux de 6,0 %. Ils prétendent que cette unanimité pourrait disparaître advenant un changement de ce taux dans la procédure suivie par l'expert du Distributeur.

Bêta

Le D^r Morin¹¹⁴ affirme que parce que le **Distributeur** est une filiale administrative d'Hydro-Québec et que ni l'une ni l'autre n'est inscrite à la bourse, on doit déduire le bêta en examinant les compagnies à risque comparable transigées en bourse.

L'expert dénote qu'il y a peu d'entreprises de services publics d'électricité qui soient à la fois exclusivement canadiennes, propriétés des investisseurs, activement transigées en bourse et dont les gestes sont soumis aux jugements portés par les investisseurs. La situation est différente dans l'industrie énergétique américaine, où l'on retrouve environ 150 entreprises d'électricité et gaz naturel de ce type.

Par ailleurs, l'expert du Distributeur s'en tient à la pratique courante qui consiste à utiliser des bêtas ajustés plutôt que des bêtas bruts. Cette pratique est, selon lui, recommandée par tous les manuels universitaires sur les investissements et elle est utilisée de façon routinière par les plus grandes et les plus célèbres firmes d'investissements telles Value Line, Bloomberg et Merrill Lynch. L'utilisation de bêtas ajustés est aussi conforme à l'abondante littérature universitaire de données empiriques sur le sujet.

L'expert réfute l'étude de Gombola et Kahl qui montre que les bêtas des compagnies de services publics convergent vers leur moyenne propre et plutôt que vers celle du marché des capitaux. La difficulté avec cette étude est que la déréglementation de l'industrie électrique a fait augmenter les risques des compagnies après la période étudiée, et que leurs bêtas ont crû vers 1,0. La croissance des bêtas bruts, au lieu des bêtas ajustés, aurait été encore plus drastique, selon l'expert.

Le D^r Morin a examiné plusieurs substituts pour trouver un bêta pour le Distributeur, dont les compagnies canadiennes de services publics d'énergie inscrites en bourse, les compagnies américaines de services publics d'électricité, en particulier celles qui ont un actif important associé à sa distribution, et les compagnies de services publics de gaz naturel.

¹¹⁴ Pièce HQD-8, document 1, pages 22 à 27.

L'expert estime un bêta moyen de 0,58 pour l'échantillon des entreprises canadiennes de services publics en énergie. En retirant les bêtas de compagnies dont les titres se transigent moins fréquemment que les autres, telles Fortis et Pacific Northern Gas, le bêta moyen de l'échantillon devient 0,60¹¹⁵.

Le D^r Morin considère également raisonnable de postuler que le Distributeur ait un risque d'affaires comparable à celui des entreprises de services publics de gaz naturel. Il a extrait les bêtas des compagnies qui pourraient être considérées comme des substituts acceptables pour celui du Distributeur d'un échantillon d'entreprises de services publics de gaz naturel inscrites à la bourse, et leur bêta moyen est de 0,64.

Le D^r Morin estime qu'il est raisonnable de penser que le bêta du Distributeur soit comparable à ceux des compagnies américaines de services publics d'électricité qui ont un actif important dédié à la distribution, avant la dérégulation de l'industrie électrique américaine. Ainsi pour les bêtas précédant la dérégulation de 1998, l'expert observe qu'ils ont graduellement augmenté, passant de 0,60 à 0,70 de 1992 à 1997.

Comme troisième substitut possible pour le Distributeur, l'expert a choisi d'examiner le risque des compagnies de transport de gaz naturel et estime raisonnable de supposer que le Distributeur ait un profil de risque semblable à celui des compagnies actuelles de transport de gaz naturel. Le bêta de ces compagnies a, selon l'expert du Distributeur, légèrement oscillé autour de 0,60 pour la période allant de 1992 à 2001 et se trouve actuellement à 0,65.

L'expert corrobore son estimation du bêta du Distributeur en employant l'approche du bêta sans levier financier et du bêta implicite des primes de risque appliquées sur d'anciennes décisions.

Le D^r Morin conclut de toutes ces analyses qu'un bêta approprié pour le Distributeur se situe quelque part dans la partie supérieure de la fourchette de 0,60 à 0,70. Pour l'utilisation des modèles MÉAF et MEÉAF de son témoignage, il recommande un bêta de 0,67.

Les experts Kryzanowski et Roberts¹¹⁶ utilisent sensiblement le même échantillon de comparables que pour la détermination du taux de capitalisation dans la structure du capital présumée. À partir de cet échantillon, ils calculent pour chaque période de 60 mois les bêtas de ces compagnies et prennent la moyenne de la période. En calculant ensuite la moyenne croisée sur l'ensemble des périodes, ils obtiennent un bêta moyen pour l'échantillon

¹¹⁵ Pièce HQD-8, document 1, Exhibit RAM-2, page 1.

¹¹⁶ Mémoire des D^{rs} Kryzanowski et Roberts pour FCEI/UMQ et OC, pages 74 à 82, 91 à 96.

de 0,439. Comme ils croient que la tendance à la baisse des bêtas ne changera pas dans un futur rapproché à cause des changements survenus sur le marché des capitaux propres, ils estiment qu'un bêta de 0,50 pour le Distributeur est généreux et couvre suffisamment d'éventuelles erreurs d'estimation.

Par ailleurs, les deux experts réfutent la nécessité d'utiliser des bêtas ajustés pour deux raisons. La première est que l'ajustement vers 1,0 proposé par Blume, utilisé par le D^r Morin, est selon eux inapproprié. Ceci est en raison de son faible pouvoir prédictif, de l'absence de preuve de son applicabilité sur le marché canadien, du biais à la hausse qu'il provoquerait pour les compagnies de faibles bêtas, en plus de l'existence d'un bêta moyen propre à une industrie qui diffère de l'unité, telle qu'indiquée dans l'étude de Gombola et Kahl. La seconde est que les bêtas ajustés sont insensibles à la variabilité des taux d'intérêts qui doit être prise en compte.

Prime de risque du marché

Pour le **Distributeur**¹¹⁷, l'estimation de prime de risque du marché, aux fins d'utilisation du MÉAF, faite par le Dr Morin, est de 6,7 %. Elle repose sur les résultats, apparaissant au tableau suivant, de six études rétrospectives et prospectives des primes de risque du marché nord-américain des capitaux sur de longues périodes.

TABLEAU 2
ÉTUDES PRÉSENTÉES PAR LE DISTRIBUTEUR

ÉTUDE	PÉRIODE	PRIME DE RISQUE DU MARCHÉ
Hatch-White	1950-1987	6,9 %
Institut Canadien des Actuaires	1924-2001	5,7 %
Ibbotson Associates (CAN)	1936-1999	5,5 %
Ibbotson Associates (US)	1926-2001	7,5 % *
AFM prospectif marché canadien	Non applicable	6,8 %
AFM prospectif marché américain	Non applicable	7,5 % **

* En considérant uniquement la partie revenu du rendement obligataire, i.e. le taux du coupon.

** En considérant une appréciation attendue de 60 % des titres des compagnies qui composent l'indice Value Line.

¹¹⁷ Pièce HQD-7, document 1, page 18; pièce HQD-8, document 1, pages 27 à 40.

En réponse à une demande de la Régie, le D^f Morin a procédé à la mise à jour de l'étude de Hatch-White, en ajoutant l'information pertinente de 1988 à 2001 inclusivement à partir de données de l'Institut Canadien des Actuaires, afin de calculer une nouvelle prime de marché au Canada qui donne maintenant 4,7 %. L'expert a cependant pris soin de préciser qu'il n'est pas de pratique académique commune de faire une mise à jour d'une recherche d'un autre et qu'il est dangereux de procéder de la sorte.

Le D^f Morin recommande d'utiliser uniquement le taux du coupon pour évaluer le rendement obligataire au lieu du rendement total (c'est-à-dire taux du coupon plus gains ou pertes en capital). L'expert justifie son choix ainsi :

« [...] the income component of total bond return (i.e. coupon rate) is a far better estimate of expected return than the total return (i.e. coupon rate + capital gain), as realized capital gains/losses are largely unanticipated by investors. »¹¹⁸

Les études de prime de risque du marché devraient porter, selon le D^f Morin, sur la période passée la plus longue possible pour laquelle il existe des données. Les rendements atteints peuvent être sensiblement différents des rendements prévus par les investisseurs, notamment lorsqu'ils sont mesurés sur de courtes périodes. De plus, l'utilisation de toute la période d'étude pour l'estimation de la prime de risque du marché appropriée réduit au minimum la subjectivité et prend en considération le nombre le plus élevé et le plus varié possible de cycles économiques, de cycles de taux d'intérêt et d'épisodes d'inflation.

Lorsque la prime de risque historique est considérée comme représentative de la prime future, elle doit être établie en faisant la moyenne arithmétique des primes de risque annuelles sur une longue période. Selon l'expert du Distributeur, seules les moyennes arithmétiques sont valables pour l'estimation du coût du capital. Les investisseurs s'attendent à atteindre le rendement cible espéré, ou rendement prospectif, qui constitue en réalité une moyenne arithmétique. Le rendement réalisé ou rétrospectif, quant à lui, constitue une moyenne géométrique. En termes statistiques, la moyenne arithmétique est la mesure non biaisée de la valeur attendue d'observations répétées d'une variable aléatoire et non pas la moyenne géométrique.

Par son choix d'études, l'estimation du D^f Morin de la prime de risque du marché accorde une pondération de deux tiers aux données canadiennes et d'un tiers aux données américaines. L'expert justifie cette pondération par, entre autres, l'intégration de plus en plus grande des marchés des capitaux nord-américains et mondiaux, la part croissante de fonds de

¹¹⁸ Pièce HQD-10, document 1, pages 46 et 47.

placement à caractère international au Canada et aux États-Unis, ainsi que des faibles différences fiscales entre le Canada et les États-Unis.

Les experts Kryzanowski et Roberts des intervenants **FCEI/UMQ** et **OC**¹¹⁹ affirment que la prime de risque du marché reflète l'évaluation faite par les investisseurs du différentiel entre le rendement attendu d'un portefeuille de capital-actions diversifié (c'est-à-dire le rendement du marché) et celui d'un titre de référence sans risque. Ce différentiel représente le rendement requis par les investisseurs pour accepter un risque qui ne peut être diversifié (risque systématique) au-delà de celui déjà requis pour investir dans un titre de référence sans risque. Les investisseurs en capital-actions ont une aversion aux risques faisant en sorte qu'ils veulent être compensés pour accepter chaque unité de risque systématique à laquelle ils sont exposés.

Étant donné que la prime de risque du marché espérée est difficile à observer, les études du taux de rendement sur l'avoir propre confèrent une grande importance aux données historiques de primes de risque du marché. Cette approche implique des problèmes de mesure, car les données historiques peuvent donner une estimation biaisée de la prime espérée.

Une importante différence entre les primes de risque du marché espérée et réalisée est reliée à l'occurrence d'une éventuelle prime de risque négative. Étant donné l'aversion aux risques des investisseurs, ceux-ci ne voudraient pas investir à moins que la prime de risque anticipée ne soit positive. Cependant, la réalité peut être différente des attentes rationnelles, c'est pourquoi la prime de risque du marché réalisée ou historique peut être négative pour n'importe quelle période.

Selon les deux experts, le choix de la période historique à prendre en compte pour calculer la prime de risque du marché espérée devrait être la plus longue période pour laquelle les données sont comparables et fiables et au cours de laquelle il n'y a pas eu de changement de régime majeur. Selon eux, la période qui répond le mieux à ces critères est celle allant de 1957 à 2001 pour les données canadiennes. L'indice de référence S&P/TSX a commencé à être disponible seulement à partir de 1956. Avant cette date, il y a inconsistance au niveau des caractéristiques de l'information. Du côté du marché obligataire, les experts affirment qu'avant 1956, il n'y avait pas de marché monétaire et que le gouvernement contrôlait les taux d'intérêt.

Les experts des intervenants recommandent l'utilisation d'une pondération égale des moyennes arithmétiques et géométriques. Leur position est qu'il est préférable d'utiliser la

¹¹⁹ Mémoire des D^{rs} Kryzanowski et Roberts pour FCEI/UMQ et OC, pages 44 à 74.

moyenne arithmétique pour prendre une décision d'investissement pour un horizon d'un an, compte tenu que l'on mesure les rendements historiques sur une période annuelle. Par ailleurs, il est préférable, selon Kryzanowski et Roberts, d'utiliser la moyenne arithmétique si les rendements historiques suivent une loi normale IID (indépendants et identiquement distribués). Ils indiquent que cette hypothèse n'est pas appropriée pour estimer les rendements des capitaux propres sur une longue période. L'hypothèse de distribution normale IID serait, selon eux, contredite par les études empiriques de nombreux auteurs.

La prime de risque du marché devrait être calculée en utilisant, pour la période choisie, le rendement de l'indice de référence du marché ainsi qu'un rendement pour le taux sans risque. Les recherches académiques utilisent le S&P/TSX comme indice de référence du marché canadien et les bons du trésor pour le taux sans risque. Les D^{rs} Kryzanowski et Roberts dénotent que la pratique réglementaire utilise comme taux sans risque les obligations du Canada à long terme, qui comportent une plus grande part de risque que les bons du trésor. De plus, la prime de risque de la société réglementée, ajustée pour le risque systématique entre celle-ci et l'indice du marché, est ajoutée au rendement des obligations du Canada à long terme pour obtenir le taux de rendement sur l'avoir propre de ladite société. Il y a donc, selon eux, inconsistance entre la procédure des recherches académiques et la pratique réglementaire pour estimer le coût de l'avoir propre.

Les D^{rs} Kryzanowski et Roberts dénotent l'existence de deux distorsions dans le marché lorsqu'ils examinent la prime de risque historique. La première distorsion est l'impôt. La prime de risque historique est basée sur des rendements bruts au lieu de rendements nets. Quand les impôts augmentent, l'investisseur demande un rendement supérieur pour son investissement afin d'obtenir le même rendement après impôts. Si le taux d'impôt effectif pour les actions diminue plus rapidement que le taux d'impôt effectif des obligations, alors la diminution du rendement brut des actions pour maintenir le rendement après impôt excèdera la diminution du rendement brut des obligations. Tout étant égal par ailleurs, cela diminue la prime de risque requis. Les coûts de transactions sont la deuxième distorsion et ils incluent les coûts de liquidité, les frais de courtage et autres. Les rendements bruts et nets augmentent ou diminuent si les coûts de transactions augmentent ou diminuent.

Les D^{rs} Kryzanowski et Roberts jugent, pour un ensemble de facteurs, qu'il est conservateur de prendre comme estimation de la prime de risque du marché la valeur de 4,7 %, qui est la valeur de point milieu entre la moyenne arithmétique et la moyenne géométrique la plus élevée des cinq sous-périodes étudiées (1924-2001, 1951-2001, 1957-2001, 1965-2001, 1977-2001) et qui minimise la probabilité de sous-évaluation. Leurs estimations sont basées sur les données de l'étude de l'Institut Canadien des Actuaire. Les experts mentionnent que la prise en compte de la prime de risque réalisée pour 2002 de -23,1 % au Canada ferait

passer la moyenne arithmétique de 5,38 %, pour la période 1924-2001, à 5,02 %, pour la période 1924-2002, soit une baisse de 36 points de base.

Les D^{rs} Kryzanowski et Roberts valident leur évaluation en examinant l'expérience américaine. La prime de risque du marché de 4,7 % en comparaison des données américaines est trop élevée pour le marché canadien. Selon eux, plusieurs études ont démontré que la prime de risque du marché américain a diminué substantiellement et devrait continuer de baisser au cours des prochaines années.

2.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

Méthodologie

La Régie accepte la recommandation des D^{rs} Morin, Kryzanowski et Roberts, reconnus comme expert sur le taux de rendement, à savoir que l'évaluation du coût des capitaux propres sur base présumée doit reposer sur le principe fondamental du coût d'opportunité de marché des capitaux propres. La Régie avait d'ailleurs déjà adopté ce principe pour le Transporteur dans la décision D-2002-95. Le respect de ce principe permet d'établir un taux de rendement sur l'avoir propre pour le Distributeur qui soit indépendant du statut corporatif de l'entreprise.

La Régie est d'avis que le taux de rendement accordé au Distributeur doit lui permettre d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, comme s'il était une entreprise indépendante. Selon ce principe, le taux de rendement doit être équivalent à ceux qui sont offerts par les titres comparables en termes de risques.

De toutes les méthodologies discutées par les deux groupes d'experts, il se dégage un consensus quant à l'utilisation d'une méthode de type prime de risque, dont la version la plus courante utilisée par les deux parties est le modèle MÉAF. En effet, la méthode ERP des D^{rs} Kryzanowski et Roberts est en fait un modèle MÉAF auquel ils ajoutent un ajustement pour les coûts de transactions (*flotation costs*). La Régie décide, compte tenu que le Distributeur ne demande pas et n'a traditionnellement jamais fait face à de tels coûts, de ne pas les accorder.

Le modèle MÉAF a été reconnu par la Régie dans son appréciation du taux de rendement sur l'avoir propre pour le Transporteur dans la décision D-2002-95. Elle estime que c'est une méthode reconnue par les autres organismes de régulation au Canada et elle est d'application

simple. Il permet de calculer de façon relativement rigoureuse la prime de risque de l'entreprise sous étude.

En ce qui concerne le modèle MEÉAF, qui vise à corriger un biais à la baisse découlant du modèle MÉAF pour les compagnies présentant un bêta inférieur à l'unité, la Régie retient la position présentée par les D^{rs} Kryzanowski et Roberts selon laquelle ce biais aurait été constaté dans des recherches effectuées à partir de taux sans risque basés sur les taux 90 jours des bons du trésor (*T-Bills*) et non les taux des obligations à long terme du Canada. Comme, dans le présent dossier, les deux groupes d'experts utilisent comme intrant au modèle MÉAF un taux sans risque basé sur le taux des obligations à long terme du Canada, la Régie juge que la correction des résultats du modèle MÉAF apportée par le MEÉAF n'est pas suffisamment justifiée. En conséquence, la Régie ne considèrera pas ce modèle dans son appréciation du taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur.

Quant aux méthodes AFM et des bénéfices comparables, en lieu et place d'une méthode prime de risque, elles comportent, particulièrement dans le contexte canadien, des difficultés pratiques et conceptuelles. La Régie rejette, pour cette raison, l'utilisation de la méthode des bénéfices comparables. Par ailleurs, la Régie ne retient pas les études prospectives de prime de risque basées sur le modèle AFM qui demeure, à son avis, problématique lorsqu'on veut estimer la prime de risque pour une compagnie en particulier. Il semble toutefois ressortir de la position des experts Kryzanowski et Roberts que le pouvoir prédictif de ce modèle serait meilleur au niveau agrégé du marché qu'au niveau d'une compagnie particulière.

Pour la méthode de couverture des intérêts, la Régie juge que cette méthode n'a aucunement été appuyée dans le présent dossier par une preuve d'experts et que cette méthode n'est que rarement utilisée dans le milieu réglementaire. Malgré le fait que cette méthode puisse être utilisée dans certaines circonstances, la Régie estime que la méthode de couverture des intérêts n'assure pas le respect du principe de coût d'opportunité qui se traduit par un taux de rendement sur l'avoir propre qui puisse attirer du capital et qui puisse se comparer avantageusement aux rendements offerts par les titres comparables en terme de risque. En conséquence, elle en rejette l'utilisation aux fins du calcul du coût des capitaux propres du régulé.

Compte tenu du choix de retenir le principe fondamental de coût d'opportunité dans l'établissement du coût juste et raisonnable des capitaux propres du Distributeur, de la nécessité d'octroyer un tel coût sur base présumée qui puisse permettre au Distributeur d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, de l'unanimité qui se dégage chez les experts quant à l'utilisation d'une méthode de type prime de risque comme la méthode MÉAF, compte tenu de la preuve probante qui invalide

l'utilisation de la méthode MEEAF et, enfin, des difficultés inhérentes aux autres méthodes discutées ou au manque de preuve suffisamment étayée, la Régie retient dans les circonstances le modèle MÉAF comme méthodologie de base pour le calcul du taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur. Par mesure de prudence, comme aucun modèle ne peut reproduire parfaitement à lui seul les attentes de rendement des investisseurs, la Régie décide de compléter son appréciation de la prime de risque du marché à l'aide des balises obtenues des résultats du modèle AFM présentés par les deux groupes d'experts et, à leur instar, tout en prenant en compte les mises en garde de ces derniers sur les limitations de ce modèle.

Taux sans risque

La Régie note que les deux groupes d'experts se basent principalement sur les prévisions de *Consensus Forecasts* disponibles au moment de présenter leur preuve pour la détermination du taux sans risque. Elle note également que ces derniers, après avoir examiné des données plus récentes, n'ont procédé à aucune mise à jour de ce taux au cours de l'audience. Compte tenu du fait qu'il y a unanimité sur le taux sans risque à adopter chez les deux groupes d'experts, la Régie accepte pour la présente phase du dossier le taux de 6,0 % demandé.

La Régie constate que ces experts s'entendent sur le taux et non sur la façon d'y arriver. Elle est d'avis qu'il est opportun de se doter, à l'instar d'autres organismes de réglementation au Canada, d'une méthodologie de détermination du taux sans risque qui soit transparente, prévisible et objective. C'est pourquoi elle décide d'adopter pour le Distributeur une formule déjà utilisée pour les distributeurs gaziers sous sa juridiction, basée sur les prévisions de *Consensus Forecasts*.

Dorénavant, le Distributeur et les intervenants devront, au moment de déposer leur preuve, utiliser les données canadiennes de *Consensus Forecasts* du mois précédant le dépôt. Parmi ces données, le point milieu des prévisions 3 mois et 12 mois du taux des obligations 10 ans du Canada devra être utilisé. À ce point milieu, devra être ajoutée la moyenne des écarts quotidiens entre les taux des obligations 10 ans et 30 ans du Canada de ce même mois.

Bêta

Tout comme dans le cas du Transporteur et des distributeurs gaziers, la Régie ne retient pas l'utilisation des bêtas ajustés telle que proposée par le D^f Morin.

La Régie partage l'avis des experts Kryzanowski et Roberts voulant que les bêtas des sociétés de services publics convergent vers une moyenne qui leur est propre et non pas vers celle du marché des capitaux qui est égale à un. Donc, il n'est pas nécessaire d'ajuster, comme le fait le D^r Morin, des estimations de bêtas qui sont eux-mêmes issus des moyennes des bêtas des sociétés de services publics.

La preuve amenée par les D^{rs} Kryzanowski et Roberts respecte la pratique répandue de travailler avec des « *rolling-betas* » mensuels calculés sur une période de cinq ans à partir d'un échantillon de compagnies comparables canadiennes. L'échantillon retenu est cependant restreint puisqu'il se limite à trois sociétés. De plus, la variabilité des bêtas présentés a été relativement grande au fil des ans.

Selon l'avis de ces experts rapporté ci-dessus dans la position des parties, le risque d'affaires du Transporteur demeurerait au moins aussi élevé aujourd'hui qu'en 2001. Partant du fait qu'elle estime le risque global du Distributeur supérieur à celui du Transporteur, la Régie considère que le bêta du Distributeur doit être supérieur au 0,53 qu'elle avait accordé au Transporteur dans la décision D-2002-95.

Compte tenu que le risque global du Distributeur est inférieur à celui de la moyenne de ses comparables, entre autres à cause de faibles risques d'affaires dus à un accès exclusif à un bloc d'électricité de 165 TWh au prix fixé de 2,79 ¢/kWh permettant au Distributeur de stabiliser son approvisionnement pour plusieurs années, la Régie est d'opinion, à partir des preuves qui lui ont été soumises, qu'il est raisonnable d'établir le bêta du Distributeur à 0,55 pour les fins de détermination de son taux de rendement sur l'avoir propre.

Prime de risque du marché

Après avoir analysé les preuves qui lui ont été soumises sur la question de la prime de risque du marché, la Régie estime que cette prime de risque doit être calculée à partir des moyennes historiques.

Parmi les études dont elle a été saisie, la Régie est d'avis que celle de Hatch-White, datant de 1988 et présentée par le D^r Morin, se révèle être de moins en moins pertinente étant donné sa vétusté. C'est pourquoi elle décide, à défaut de mise à jour valable, de ne plus la considérer. Au même titre, l'étude canadienne de prime de risque du marché faite par Ibbotson est une étude sur la période 1936-1999 et elle ajoute peu de valeur informative par rapport à l'étude de l'Institut Canadien des Actuaire présentée par le D^r Morin.

La Régie observe que les autres données utilisées par les experts proviennent principalement de l'Institut Canadien des Actuaires pour le Canada et d'Ibbotson Associates pour les États-Unis, deux sources de données dont la qualité ne peut être remise en question. La Régie juge qu'il est raisonnable de faire porter son appréciation sur ces données, ce qui lui donne accès à des données fiables et mises à jour de façon régulière autant canadiennes qu'américaines.

La question de la pondération entre les données canadiennes et américaines a été longuement débattue dans le passé devant la Régie, entre autres, dans ses décisions D-99-150 et D-2002-95. Une pondération 60:40 a été accordée respectivement aux données canadiennes et américaines. N'ayant pas fait l'objet d'une preuve contraire, la Régie reconduit cette pondération pour la détermination de la prime de risque du marché.

Malgré la preuve amenée par les D^{rs} Kryzanowski et Roberts sur la limitation de la moyenne arithmétique comme estimateur non biaisé de la prime de risque du marché espérée, la Régie considère, tout comme elle l'avait fait dans sa décision D-2002-95, que la moyenne arithmétique demeure la méthode la plus appropriée pour évaluer le rendement espéré du marché dans son ensemble. Cette moyenne est, à son avis, une mesure non biaisée de l'espérance mathématique de la prime de risque du marché pour l'année témoin projetée. En effet, la moyenne arithmétique est la seule des deux moyennes qui tient compte de l'aspect probabiliste compris dans la notion d'espérance mathématique. La moyenne géométrique est toujours, de l'avis de la Régie, utile pour évaluer le taux de rendement constant qu'il aurait été nécessaire de réaliser annuellement, dans le but d'obtenir un rendement global donné sur une période d'investissement historique. Cette moyenne n'est toutefois pas représentative de la valeur attendue pour l'année témoin projetée. Finalement, la Régie ne retient pas, faute de démonstration convaincante, l'argument des experts Kryzanowski et Roberts sur la présence d'autocorrélation sérielle dans les données de prime de risque du marché réalisée sur la période historique pour considérer la moyenne géométrique.

Par ailleurs, la Régie est d'avis que l'utilisation de la plus longue période disponible, à partir de laquelle des données fiables existent, doit être privilégiée comme référentiel afin d'incorporer le plus grand nombre de cycles économiques et de minimiser l'aspect subjectif du choix de sous-périodes comprises à l'intérieur de ce référentiel. Toutefois, afin de tenir compte des changements survenus sur les marchés des capitaux au Canada, il est pertinent et prudent pour la Régie d'accorder un certain poids aux données portant sur des périodes plus courtes dans son appréciation de la prime de risque du marché espérée.

En considérant l'ensemble de la preuve, les estimations faites à l'aide de la moyenne arithmétique sur les données historiques de l'Institut Canadien des Actuaires et d'Ibbotson

Associates, la prépondérance accordée aux longues périodes, la pondération 60:40 pour les données canadiennes et américaines respectivement, la valeur informative du modèle AFM comme balise de la prime de risque du marché, la Régie estime raisonnable d'établir la prime de risque du marché à 6,19 %.

La Régie considère, dans les circonstances, qu'un taux de rendement sur l'avoir propre de 9,40 % représente un taux juste et raisonnable qui est adéquat pour les actionnaires actuels et futurs et qui permet à l'entreprise de continuer à se développer. La Régie évalue ainsi la prime de risque implicite du Distributeur à 3,40 % par rapport au taux des obligations à long terme présenté en preuve de 6,0 %.

Compte tenu du coût présumé de la dette du Distributeur établi précédemment à titre indicatif à 9,24 %, la Régie accorde un taux de rendement sur la base de tarification du Distributeur de 9,30 %.

La Régie est d'avis que les taux de 9,40 % et 9,30 % doivent être utilisés à titre indicatif, étant donné que la présente phase du dossier en est une d'adoption de principes réglementaires qui n'aboutira pas à la fixation de tarifs pour le Distributeur en 2002. Lors de la Phase 2, la Régie s'attend à ce que le Distributeur présente une actualisation du taux sans risque ainsi qu'une preuve portant sur un mécanisme d'ajustement du taux de rendement, tel que mentionné dans la décision D-2002-208. Cependant, la Régie ne juge pas opportun que lui soit présenté, lors de cette prochaine phase, un nouvel ensemble de preuves détaillées sur le taux de rendement sur l'avoir propre, traitant des questions de méthodologie, de bêta ou autres éléments structurels ayant fait l'objet d'un débat et d'une décision dans la présente phase.

2.4 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

2.4.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur**¹²⁰ demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 7,90 % pour l'évaluation de ses projets d'investissements au cours de l'année témoin projetée 2002-2003.

Le Distributeur considère que le taux d'actualisation nominal est équivalent, aux fins du présent dossier, au taux du coût du capital prospectif. Ce taux est établi en fonction d'un

¹²⁰ Pièce HQD-7, document 1.2, pages 1 à 4.

taux de capitalisation de 38,5 %, d'un taux de rendement des capitaux propres de 10,60 % et d'un taux du coût prospectif de la dette de 6,21 %.

Le taux du coût prospectif de la dette de 6,21 % est la somme de l'intérêt qu'Hydro-Québec prévoit payer, en moyenne, sur ses nouvelles émissions de dette, soit 5,65 %, des frais d'émission de 0,06 % et des frais de garantie de 0,5 %. Le taux de 5,65 % prévu par Hydro-Québec est la moyenne pondérée de 75 % de dette à long terme au Canada (obligations 30 ans à 6,55 %, excluant les frais d'émission) et de 25 % de dette à court terme (excluant les frais d'émission). Ce pourcentage de 25 % représente la somme de 9 % de dette à court terme au Canada (acceptations bancaires canadiennes 3 mois à 3,26 %) et de 16 % de dette à court terme contractée en dollars ÉU (taux LIBOR américain 3 mois à 2,77 %).

2.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

Le Distributeur a présenté dans sa preuve exactement la même méthodologie de détermination du coût en capital prospectif que celle présentée dans le dossier R-3401-98 par le Transporteur. La Régie avait alors accepté la méthodologie du Transporteur selon laquelle le coût en capital prospectif est égal à la moyenne pondérée du coût prospectif de la dette et du coût de l'avoir propre.

La Régie décide d'accepter la méthodologie proposée par le Distributeur. À titre indicatif, pour l'année témoin projetée 2002-2003, le coût en capital prospectif est établi à 7,33 %, selon les paramètres de structure et de coût du capital qu'elle vient d'adopter dans les sections précédentes.

La Régie demande au Distributeur qu'il utilise dorénavant cette méthodologie pour mettre à jour annuellement le coût en capital prospectif.

3. THÈME 3 – COÛT DE SERVICE, REVENU REQUIS ET CONVENTIONS COMPTABLES

3.1 CONVENTIONS COMPTABLES

3.1.1 POSITION DES PARTIES

Les principales conventions comptables utilisées par le **Distributeur** dans le calcul du coût du service de distribution sont décrites ci-dessous. Elles comprennent les conventions comptables en usage au 31 décembre 2001, telles que décrites dans les notes complémentaires aux états financiers consolidés que l'on retrouve à l'intérieur de son rapport annuel 2001, ainsi que les modifications demandées applicables à compter de l'année 2002¹²¹.

Le Distributeur présente 10 conventions comptables dont la description est incluse à l'Annexe 2. Ces conventions portent sur les objets suivants :

- immobilisations;
- projets majeurs abandonnés;
- frais reportés;
- remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998;
- matériaux, combustible et fournitures;
- dette à long terme;
- conversion de devises et *swaps* de devises;
- *swaps* de taux d'intérêt;
- frais de garantie relatifs aux emprunts;
- taxes.

Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR), et ils tiennent compte de certaines méthodes et pratiques comptables généralement reconnues par des organismes de réglementation, soit les mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif, les retraits d'actifs (inclus à la convention sur les immobilisations) ainsi que les projets majeurs abandonnés.

Ces conventions sont déjà reconnues par la Régie dans sa décision D-2002-95 relative à la modification des tarifs de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2001 (dossier R-3401-98).

¹²¹ Pièce HQD-4, document 1, page 3.

Le Distributeur demande de modifier deux de ces conventions, soit celles qui portent sur les immobilisations et le remboursement gouvernemental relatif au verglas.

Immobilisation en cours (Convention 1 immobilisations)

Tout d'abord, le **Distributeur** mentionne qu'il n'inclut pas les immobilisations en cours dans la base de tarification.

Les immobilisations en cours ne font pas partie de la base de tarification actuelle du Distributeur et elles n'y seront inscrites qu'au moment de leur mise en exploitation ou de leur retrait¹²². Le Distributeur considère cette méthode préférable puisqu'elle est conforme au critère d'utilité pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et qu'elle favorise ainsi un traitement équitable entre les générations de clients du service de distribution¹²³.

L'inscription immédiate de toutes ou d'une partie des immobilisations en cours de construction à la base de tarification actuelle pourrait être acceptable dans des circonstances où il peut être démontré que la protection de la santé financière de l'entreprise réglementée le justifierait ou que les clients en tireraient avantage¹²⁴.

Capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours (Convention 1 immobilisations)

Le **Distributeur** demande de remplacer, à compter du 1^{er} avril 2002, la méthode présentement utilisée, soit la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours en fonction des seuls frais d'emprunt par la capitalisation au taux du coût en capital.

Hydro-Québec a traditionnellement capitalisé les frais financiers liés à ses immobilisations en cours en fonction de ses frais d'emprunt, conformément aux PCGR prévus pour l'ensemble des entreprises.

Les normes comptables canadiennes permettent la capitalisation d'une provision pour les fonds utilisés durant la construction des immobilisations corporelles relatives à des activités à tarifs réglementés, lorsque permise par un organisme de réglementation. Cette pratique est

¹²² Pièce HQD-6, document 1, page 4.

¹²³ Pièce HQD-6, document 1, page 6.

¹²⁴ Pièce HQD-6, document 1, page 6.

reconnue et répandue au Québec, ailleurs au Canada ainsi qu'aux États-Unis depuis de nombreuses années. Elle permet d'inscrire dans les comptes d'immobilisations en cours, qui feront partie de la base de tarification future au moment de leur mise en exploitation, le rendement sur les capitaux propres qui sont utilisés pour financer ces investissements.

Cette méthode considère que le taux du coût du capital est représentatif du coût des fonds utilisés pendant la construction et que la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours en utilisant ce taux reflète mieux le coût complet attribuable à ses actifs de distribution réglementés.

En audience, le Distributeur soutient que le coût en capital de l'année témoin projetée est plus approprié puisque ce dernier taux est équivalent au traitement des additions lorsqu'elles sont incluses dans la base de tarification dès le début de leur construction.

Pour sa part, **FCEI/UMQ** propose l'utilisation du coût en capital prospectif étant donné que les nouveaux investissements doivent être évalués à partir d'un taux d'intérêt qui reflète les conditions courantes du marché des capitaux et l'évaluation du risque faite par les investisseurs sur les projets courants. Les taux d'intérêt passés auxquels la société d'État a emprunté ne reflètent pas ces conditions courantes.

FCEI/UMQ note que le coût prospectif du capital rémunère autant le coût de la dette que de l'avoir propre, et il satisfait ainsi au critère du Distributeur sur la représentativité du coût des fonds utilisés. Également, le coût prospectif utilise le coût des nouveaux emprunts comme coût de la dette, ce qui est représentatif du coût de la dette émise pour financer les nouveaux investissements du Distributeur. L'utilisation du taux moyen de la dette reflète de son côté le coût des emprunts passés et ne satisfait pas le critère de la causalité des coûts.

FCEI/UMQ estime que si ce taux reflétant le coût passé des emprunts était retenu, le Distributeur bénéficierait d'une rente importante à la marge sur ses nouvelles immobilisations de l'ordre de 2,0 %, qui n'a pas de fondement économique. Dans la situation inverse, le Distributeur ferait face à un manque à gagner si on n'utilisait pas le taux courant pour de nouveaux investissements et il se trouverait à verser une subvention également injustifiée au plan économique à ses clients. Il faudrait donc permettre au Distributeur d'utiliser le taux auquel il emprunterait pour calculer le rendement sur les nouveaux investissements.

Pour FCEI/UMQ, ces effets ne vont pas nécessairement se compenser dans le temps. Peu importe l'évolution des taux d'intérêt, il s'agit ici d'une question de principe relative à la causalité des coûts.

Selon FCEI/UMQ, l'argument du Distributeur selon lequel il est nécessaire de capitaliser les frais financiers des nouveaux investissements au même taux que celui qui est utilisé pour rémunérer la base de tarification est sans fondement puisque lorsqu'un nouvel investissement est mis en service et qu'il est inclus dans la base de tarification, c'est l'ensemble du coût de cet investissement qui sera rémunéré par le taux du coût moyen du capital, incluant les frais financiers capitalisés. L'utilisation du taux recommandé par le Distributeur ne servirait qu'à augmenter artificiellement la valeur de ses nouveaux investissements et le rendement réalisé par la suite.

Le Distributeur tente également de motiver l'utilisation du taux du coût moyen du capital en prétextant que c'est une norme comptable qui n'a rien à voir avec l'analyse économique. FCEI/UMQ est de l'opinion que les normes comptables sont évolutives et que le critère le plus important pour juger de la meilleure méthode à utiliser pour comptabiliser un coût est le critère de causalité des coûts¹²⁵.

En argumentation, le Distributeur, en invoquant la cohérence de la méthode proposée avec celle utilisée par le Transporteur¹²⁶, affirme que, selon lui, le témoin-expert de FCEI/UMQ, le D^r Rabeau, s'est, à toutes fins pratiques, rétracté¹²⁷.

Pour sa part, FCEI/UMQ comprend ainsi les affirmations du Distributeur :

- le taux moyen du coût en capital est plus représentatif du coût des fonds utilisés pendant la période de construction;
- il reflète mieux le coût complet attribuable à ses actifs de distribution réglementés;
- le taux moyen de la dette utilisé pour arriver au taux moyen de capital reflète le coût des emprunts passés;
- les nouveaux investissements sont financés avec de nouveaux emprunts;
- les taux d'intérêt présents s'appliquaient à ces emprunts.

FCEI/UMQ réitère donc sa recommandation d'utiliser, pour capitaliser les frais financiers sur les nouveaux investissements, un coût du capital qui reflète les conditions du marché au moment où ces investissements sont financés, soit le coût du capital prospectif¹²⁸.

¹²⁵ Argumentation de FCEI/UMQ, page 27.

¹²⁶ NS, volume 15, page 65.

¹²⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 64.

¹²⁸ NS, volume 17, pages 57-58.

Méthode d'amortissement (Convention 1 immobilisations)

Le **Distributeur** suit la méthode d'amortissement à intérêts composés à 3 %, sauf pour le matériel de construction, d'exploitation et de recherche, amorti selon la méthode linéaire.

Cette méthode d'amortissement, à charge croissante, utilisée par Hydro-Québec depuis 1962, permet d'équilibrer dans le temps les principaux coûts relatifs aux immobilisations, soit le coût de financement et la charge d'amortissement, et favorise ainsi une stabilisation des tarifs¹²⁹. En effet, selon le Distributeur, la méthode permet une charge d'amortissement plus faible au début de la vie et qui va en s'accroissant par la suite, comportement inverse des frais financiers. Les frais financiers sont plus élevés lorsque l'actif est mis en exploitation. Vers la fin de la vie d'un actif, l'amortissement est plus élevé mais les frais financiers sont moins élevés.

Cependant, selon **FCEI/UMQ**, comme il n'y a pas d'appariement entre le terme et la structure de la dette et les actifs d'Hydro-Québec, et qu'il y a un flot continu de nouveaux investissements et de nouveaux emprunts, il devient difficile de vérifier en pratique la validité de l'argument du Distributeur. Ce dernier reconnaît aussi qu'il existe peu d'entreprises qui utilisent une telle méthode. FCEI fait également remarquer que le Distributeur n'a pas accordé un mandat à une firme d'experts pour réévaluer cette méthode par la suite, ni n'a étudié en pratique le comportement des frais financiers en rapport avec les charges d'amortissement.

Selon FCEI/UMQ, une telle pratique peut s'expliquer dans le cas des entreprises intégrées qui possèdent de grands ouvrages hydro-électriques. Dans ces cas, comme les ouvrages dépassent souvent en durée le temps dévolu en amortissement, la méthode peut offrir certains avantages qui ne s'appliquent pas à un Distributeur. D'ailleurs les distributeurs gaziers utilisent la méthode linéaire.

Dans le contexte où la charge d'amortissement est un des coûts les plus importants du Distributeur, FCEI/UMQ recommande donc que la Régie demande au Distributeur de mandater une firme d'experts indépendants pour déposer devant la Régie, lors de la Phase 2, une étude pour évaluer la pertinence d'utiliser la méthode d'amortissement à intérêts composés et vérifier si cette méthode contribue réellement à stabiliser les tarifs¹³⁰.

¹²⁹ Pièce HQD-4, document 1, page 4.

¹³⁰ Argumentation de FCEI/UMQ, page 25.

En réplique, Hydro-Québec mentionne qu'elle s'assure que toutes les pratiques et conventions comptables de l'entreprise correspondent toujours à sa réalité et ce, d'année en année. La vérification externe annuelle l'amène à être toujours certaine que les méthodes et les pratiques d'Hydro-Québec sont toujours les plus appropriées selon les circonstances. C'est un exercice continu¹³¹.

Amortissement du remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 (Convention 4)

Par ailleurs, le **Distributeur** demande de modifier l'amortissement du remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998. Ce remboursement est présentement amorti sur 10 ans. Cette période représente la durée d'amortissement des actifs retirés. Toutefois, 55 % des actifs affectés par le verglas ont été remplacés et non retirés. Lorsque des actifs sont remplacés, le coût de démantèlement, diminué de la valeur de récupération, est ajouté au coût des nouvelles immobilisations et amorti selon la méthode applicable au nouvel actif. Le Distributeur demande donc que l'amortissement porte maintenant sur la durée de vie utile restante des actifs remplacés, sauf la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés qui demeure amortie sur 10 ans. De cette façon, la compensation serait arrimée avec la génération de clientèle qui fait usage de ces immobilisations.

3.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Puisque les conventions sont soit conformes aux PCGR, soit conformes aux méthodes et pratiques comptables généralement reconnues par des organismes de réglementation, la Régie accepte les 10 conventions comptables sommairement présentées à l'annexe 2 de la présente décision sous réserve des précisions mentionnées ci-dessous.

Convention 1 : Immobilisations

Inclusion ou non des travaux en cours dans la base de tarification. Préalablement à l'approbation de la convention numéro 1 portant, notamment, sur la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours, la Régie doit se prononcer sur l'inclusion ou non des travaux en cours dans la base de tarification.

¹³¹ NS, volume 18, page 43.

La Régie accepte la proposition du Distributeur de ne pas inclure dans la base de tarification les travaux en cours de réalisation, mais plutôt au moment de leur mise en exploitation. Ce faisant, la clientèle supportera le coût de ces actifs par le biais des tarifs seulement à partir du moment où ces actifs lui procureront des services.

La Régie est d'accord avec l'affirmation du Distributeur selon laquelle dans le cas où la protection de la santé financière de l'entreprise réglementée le justifierait, ou que la clientèle en tirerait avantage, l'inscription immédiate de toutes ou d'une partie des immobilisations en cours à la base de tarification pourrait être acceptable.

Capitalisation des frais financiers au taux du coût en capital

La Régie considère que la position de FCEI/UMQ, selon laquelle au lieu du taux moyen du coût en capital, le Distributeur devrait utiliser le taux prospectif du coût en capital pour capitaliser les immobilisations en cours, étant donné que ce taux reflète mieux les conditions du marché au moment où ces investissements sont financés, mérite qu'on s'y penche avec plus d'attention.

Toutefois, la Régie ne dispose d'aucune mesure de l'impact d'un changement dans le mode de capitalisation des frais financiers et ne peut donc prendre une décision éclairée sur le taux qu'elle retient. Elle demande donc au Distributeur de lui fournir, en Phase 2, les données comparant la capitalisation des immobilisations en cours aux deux taux, soit le taux moyen et le taux prospectif du coût en capital. Ces données devront porter sur les quatre années présentées dans la demande de la Phase 2. La Régie s'attend aussi à recevoir du Distributeur et des intervenants les arguments détaillés à l'appui de la méthode qu'ils proposent respectivement, de sorte que la Régie puisse se prononcer sur le sujet à l'issue de la Phase 2.

D'ici là, les immobilisations en cours pourront être capitalisées au taux moyen du coût en capital de l'année témoin projetée et non au taux des frais d'emprunt.

Méthode d'amortissement

La Régie accepte la méthode d'amortissement proposée par le Distributeur, car elle constitue une méthode reconnue en comptabilité et qu'Hydro-Québec s'engage à revoir celle-ci sur une base annuelle. La Régie accepte l'argument du Distributeur selon lequel la méthode présentée permet d'équilibrer le coût de financement et la charge d'amortissement sur une longue période.

Convention 2 : Projets majeurs abandonnés

Lors d'une réévaluation des projets majeurs abandonnés, tel que mentionné à la convention numéro 2, l'étude de réévaluation devra être déposée à la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires. La Régie se prononcera alors sur les sommes pouvant être reconnues pour les fins d'établissement des tarifs.

Convention 4 : Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998

La Régie accepte la proposition du Distributeur. Le remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 pourra être comptabilisé sur la durée de vie utile restante des actifs remplacés, à l'exclusion de la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés à la suite du verglas qui demeure amortie sur 10 ans. Ce changement permet de rapprocher le coût des nouveaux actifs à la génération de clients qui en fait usage, ce qui est équitable. Ce traitement respecte les PCGR, de même que les principes usuels en réglementation, et il est cohérent avec l'objectif poursuivi qui était de remettre le réseau en état.

ANNEXE 2

Liste sommaire des principales conventions comptables utilisées par le Distributeur dans le calcul du coût du service de distribution (détail à la pièce HQD-4, document 1, pages 1 à 14) et **modifiée en gras** pour refléter la décision de la Régie.

1. Immobilisations :

- les immobilisations comprennent les catégories suivantes : les postes, les lignes, les immeubles administratifs et de service, le matériel de construction, d'exploitation et de recherche et les autres actifs du réseau;
- elles sont comptabilisées au coût, ce qui inclut : matériaux, main-d'œuvre, autres frais directement contributifs aux activités de construction, frais financiers au taux du coût en capital capitalisés pendant la période des travaux, sauf lorsque le coût du projet d'immobilisation est supérieur à 100 000 \$ ou la durée de réalisation du projet supérieure à 12 mois, à l'exception des actifs aériens pour lesquels aucuns frais d'emprunt ne sont capitalisés. Le cas échéant, le coût tient compte des coûts nets de démantèlement et contributions reçues de tiers;
- les immobilisations en cours sont virées aux immobilisations en exploitation lors de la mise en exploitation, alors que cesse la capitalisation des frais **financiers** et que débute l'amortissement;
- l'amortissement suit la méthode à intérêts composés à 3 % sauf pour le matériel de construction, d'exploitation et de recherche, amorti selon la méthode linéaire;
- la durée d'amortissement est la durée de vie utile, soit de 25 à 40 ans, et cette durée est révisée périodiquement selon un plan quinquennal;
- la cession d'immobilisations est faite au coût, plus le coût de démantèlement, moins l'amortissement cumulé, moins la valeur de récupération. Le résultat est inclus dans un compte distinct et amorti sur un maximum de 10 ans, selon la méthode à intérêts composés à 3 %;
- lors du remplacement d'immobilisations, le coût de démantèlement diminué de la valeur de récupération est ajouté au coût des nouvelles immobilisations, et amorti selon la méthode et la période applicables au nouvel actif.

2. Projets majeurs abandonnés :

- lors d'une réévaluation périodique, la direction de l'entreprise utilise les estimations et formule des hypothèses quant à la rentabilité en fonction des conditions de marché au moment prévu de la mise en exploitation, en fonction aussi de la conformité aux principes du développement durable et de l'accueil des communautés locales, ce qui a une incidence sur le traitement des coûts comptabilisés;
- les coûts sont maintenus aux immobilisations en cours tant qu'ils représentent un avantage futur pour l'entreprise. Lorsqu'ils ne présentent plus d'avantages futurs, ils sont passés en charges;
- lors de l'abandon d'un projet majeur, les coûts jugés irrécupérables sont reportés et amortis sur trois ans, selon la méthode linéaire **sous réserve d'une décision de la Régie sur ce sujet dans chaque cas.**

3. Frais reportés :

- frais de développement reportés : encourus dans le cadre des activités de recherche et de développement sont imputés aux résultats sauf si les critères justifiant leur report en vertu des PCGR et les seuils fixés par Hydro-Québec sont respectés, auquel cas ils sont reportés et amortis sur une période de cinq ans débutant l'année qui suit leur comptabilisation, selon la méthode linéaire;
- programmes commerciaux : inscrits sous la rubrique « Actifs réglementaires » sont amortis sur une période qui n'excède pas cinq ans, débutant généralement l'année qui suit leur comptabilisation, selon la méthode linéaire;
- mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif : selon le décret 1626-96 du gouvernement, ce compte est reporté et amorti sur 60 mois, selon la méthode linéaire, à compter du mois suivant chaque engagement individuel.

4. Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 :

- le décret 330-98 prévoit des compensations de la part du gouvernement du Québec selon un protocole d'entente;
- les mesures d'urgence, remboursées en totalité en 2001, comptabilisées en réduction des charges d'exploitation et des achats d'électricité en 1998 et 1999;
- la portion des dépenses d'immobilisation représentant le coût net du rétablissement du réseau dans l'état où il se trouvait avant le sinistre, versée en tranches annuelles, de 1998 à 2007, dans un compte spécifique, en réduction des immobilisations, amorti sur

la durée de vie restante des actifs remplacés sauf la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés, amorti sur 10 ans selon la méthode à intérêts composés au taux de 3 %;

- le coût de financement annuel lié aux travaux de rétablissement du réseau. Ce montant réduit les frais financiers à l'état des résultats et a un impact favorable sur le coût de la dette d'Hydro-Québec;
- le compte à recevoir est présenté sous Autres actifs à long terme sauf la portion à recevoir à court terme, au poste « Débiteurs » sous Actifs à court terme.

5. Matériaux, combustible et fournitures :

Les matériaux, combustibles et fournitures sont comptabilisés au moindre du coût moyen ou de la valeur nette de réalisation, et incluent une provision pour matériel désuet établie et révisée régulièrement.

6. Dette à long terme :

- la dette à long terme est comptabilisée à la valeur nominale, sauf pour les obligations à coupon zéro ou à escompte ou prime considérable;
- les escomptes, primes et frais d'émission sont reportés et amortis de façon linéaire sur la durée des emprunts;
- les obligations à coupon zéro ou à escompte ou prime considérable sont présentées à la valeur escomptée;
- l'amortissement de l'escompte/prime est effectué selon la méthode de l'intérêt réel afin que la charge d'intérêt représente le coût effectif de l'emprunt.

7. Conversion de devises et swaps de devises :

- les produits et charges sont convertis en dollars canadiens au cours en vigueur lors des opérations;
- les éléments monétaires de l'actif et du passif, incluant les *swaps* de devises et la dette à perpétuité depuis le 1^{er} janvier 2002, sont convertis au cours de clôture à la date du bilan;
- les éléments non monétaires sont convertis au cours en vigueur lors des opérations;

- les *swaps* de devises qui constituent des actifs financiers sont présentés aux postes « Actifs financiers liés à la dette », ceux qui représentent des passifs financiers sont présentés au poste « Dette à long terme »;
- les gains ou pertes de change sur les éléments monétaires à court terme sont inclus dans les résultats;
- les gains ou pertes de change sur les éléments monétaires à long terme incluant les *swaps* de devises sont inclus aux résultats, sauf lorsqu'ils sont reliés à des titres d'emprunt utilisés en couverture avec des rentrées futures continues de dollars des États-Unis; ils sont alors reportés jusqu'au remboursement des titres et reconnus dans les résultats lors de l'échéance des titres;
- avant le 1^{er} janvier 2002, les gains ou pertes de change non reliés à des titres d'emprunt utilisés en couverture avec les rentrées futures continues de dollars des États-Unis étaient reportés et amortis sur la durée des titres selon la méthode linéaire.

8. Swaps de taux d'intérêt :

Certains *swaps* de devises prévoient des échanges de taux d'intérêt pour modifier à long terme l'exposition au risque de taux d'intérêt. Des *swaps* de taux d'intérêt ne prévoyant pas d'échange de principal sont aussi utilisés pour gérer ce risque. Les échanges d'intérêt sont rapprochés de la charge d'intérêt relative aux emprunts auxquels ils se rattachent.

9. Frais de garantie relatifs aux emprunts :

En vertu de la *Loi sur les frais de garantie relatifs aux emprunts des organismes gouvernementaux*¹³², les frais de garantie relatifs aux emprunts se chiffrent à 0,5 % du solde, au 31 décembre précédent, du capital des emprunts garantis, soit la quasi-totalité des emprunts.

10. Taxes :

- la taxe sur le capital est calculée de la façon prescrite par la *Loi sur les impôts*¹³³;

¹³² L.R.Q., c. F-5.1.

¹³³ L.R.Q., c. I-3.

-
- la taxe sur le revenu brut sur les installations de distribution non assujetties directement aux taxes municipales se chiffre à 3 % des revenus d'électricité au Québec moins les achats d'électricité au Québec et tient lieu d'impôts fonciers;
 - les taxes municipales, scolaires sur les biens immeubles, à l'exclusion des éléments couverts par la taxe sur le revenu brut, sont réparties en fonction de l'évaluation municipale.

3.2 FRAIS CORPORATIFS : MÉTHODOLOGIE

3.2.1 POSITION DES PARTIES

Hydro-Québec présente la méthodologie suivie pour les critères de répartition des frais corporatifs¹³⁴. La demanderesse précise que cette méthodologie a pour but de permettre l'établissement du coût complet des activités des unités d'affaires dont le **Distributeur**¹³⁵.

Les frais corporatifs imputés correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif est de desservir les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble, généralement pour réaliser des activités répondant à des exigences légales ou réglementaires ou encore pour la réalisation d'activités à caractère stratégique¹³⁶.

Les frais corporatifs totaux sont composés des charges suivantes :

**TABLEAU 3
FRAIS CORPORATIFS**

UNITÉ CORPORATIVE	BUDGET 2002
Bureaux PDG, PCA, Protectrice de la personne	4,1 M \$
Vérification générale	6,2 M \$
Recherche et planification stratégique	14,9 M \$
Affaires corporatives et Secrétariat général	44,4 M \$
Finances	24,5 M \$
Ressources humaines	8,9 M \$
Total	103,0 M \$

Source : pièce HQD-4, document 7, page 11.

Dans un premier temps, les frais corporatifs sont répartis aux unités de services et d'affaires suivantes :

- Unités de services
 - Centre de services partagés (CSP)(approvisionnement et services, technologies de l'information)
 - Direction Principale Institut de recherche d'Hydro-Québec
 - Hydro-Québec Équipement

¹³⁴ Pièce HQD-4, document 7.

¹³⁵ Pièce HQD-4, document 2, page 9.

¹³⁶ Pièce HQD-4, document 7, page 5.

- Unités d'affaires
 - Hydro-Québec Production
 - Hydro-Québec TransÉnergie
 - Hydro-Québec Distribution
 - Vice-Présidence Exécutive Secteur gazier
 - Direction Principale Valorisation et participations¹³⁷

Ils sont répartis selon deux principales bases d'imputation, soit la masse salariale pour « Qualité, changement et ressources humaines » et, dans son dossier initial, les charges primaires à l'exploitation comme critère de répartition pour la plupart des autres charges.

Dans un deuxième temps, les frais résiduels des unités de services incluant leur quote-part des frais corporatifs résultant de la 1^{ère} étape de répartition sont répartis aux unités d'affaires en fonction de la consommation des services partagés par ces dernières¹³⁸.

La base d'imputation principale présentée et acceptée à titre temporaire dans le dossier R-3401-98 du Transporteur était les charges primaires à l'exploitation, ce qui correspond aux charges d'exploitation, et à la prestation de travail, soit les salaires et autres frais directement contributifs à la construction. La décision D-2002-95 relative à ce dossier demandait une nouvelle étude comparant différentes approches d'imputation des frais corporatifs, incluant une méthode basée sur les charges totales¹³⁹. En réponse à cette demande, le Distributeur présente donc dans ce dossier une étude qui révisé la méthodologie de répartition des frais corporatifs.

Ce document d'Hydro-Québec précise que la méthodologie utilisée à compter de janvier 2002 a fait l'objet d'une révision pour assurer un appariement entre l'imputabilité de gestion et l'information financière permettant la prise de décision¹⁴⁰. De plus, les frais corporatifs sont dorénavant restreints aux seuls frais de fonctionnement des unités corporatives. La répartition s'effectue toujours selon les deux mêmes étapes.

Hydro-Québec a analysé sept critères de répartition ou combinaison de critères, soit l'effectif, les charges primaires à l'exploitation, les charges d'exploitation à l'état des résultats, les charges totales, les charges totales excluant les achats d'électricité, de combustible et de transport, la valeur nette des immobilisations en exploitation et une

¹³⁷ Pièce HQD-10, document 1, page 57.

¹³⁸ Pièce HQD-4, document 7, page 7.

¹³⁹ Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, page 94.

¹⁴⁰ Pièce HQD-4, document 7, page 8.

combinaison de critères spécifiques à la nature des frais en fonction des caractéristiques suivantes :

- être équitable pour les activités réglementées et les activités non réglementées, c'est-à-dire en traduisant le plus possible les contributions effectives des unités corporatives aux activités des divisions;
- être stable dans le temps, la définition du critère ne subissant pas de modification importante et fréquente dans le temps;
- être simple à comprendre et à vérifier et facile à appliquer¹⁴¹.

Hydro-Québec conclut que l'approche des critères spécifiques par unité reflète plus la réalité des finalités des activités corporatives, mais elle est la plus complexe des méthodes car elle nécessite l'analyse de la nature de chaque frais corporatif.

Par mesure de simplification et en fonction de l'ensemble des critères d'analyse, le Distributeur recommande de remplacer le critère charges primaires à l'exploitation par le critère charges totales excluant les achats d'électricité, de combustible et de transport, pour répartir les frais corporatifs aux unités de l'entreprise, sauf pour la composante « Ressources humaines » pour laquelle le critère masse salariale est maintenu¹⁴².

Le critère des charges totales excluant les achats d'électricité, de combustible et de transport, est celui qui permet d'attribuer à chaque division une part presque équivalente des frais corporatifs, ce qui peut constituer une alternative médiane entre la situation actuelle et l'application des critères spécifiques par unité pour répartir ces frais entre les activités réglementées et non réglementées d'Hydro-Québec.

En audience, le Distributeur mentionne que les frais corporatifs servent à la fois aux activités d'exploitation et d'investisseur d'Hydro-Québec et qu'une répartition des frais corporatifs qui tient compte de ces deux types d'activités correspondrait à un traitement équitable¹⁴³.

Selon le Distributeur, lors du dossier tarifaire du Transporteur, un des inducteurs de coûts examinés était les investissements prévus¹⁴⁴. Cet inducteur permet de capter les efforts déployés par les unités corporatives en regard des fonds qui ne sont pas encore dépensés mais pour lesquels des décisions importantes doivent être prises.

¹⁴¹ Pièce HQD-4, document 7, page 14.

¹⁴² Pièce HQD-4, document 7, page 15.

¹⁴³ NS, volume 10, page 80.

¹⁴⁴ Les investissements prévus de l'année comprennent en plus des immobilisations, les placements et frais reportés.

Cet inducteur n'a pas été retenu dans la nouvelle étude car il produisait pour le Transporteur des résultats similaires à l'inducteur recommandé de charges primaires à l'exploitation¹⁴⁵.

Cet inducteur diffère de la valeur nette des immobilisations en exploitation¹⁴⁶, le premier portant sur les investissements futurs et le deuxième mettant l'accent sur des actifs déjà en exploitation¹⁴⁷.

L'inducteur recommandé, les charges totales, a une composante charges primaires, les salaires, qui est directement reliée à la fonction « Distribution ». Mais il compte également une partie amortissement, taxes sur le capital et autres dépenses de ce type, reliées directement ou indirectement aux immobilisations. Donc, d'une certaine façon, Hydro-Québec affirme avoir intégré deux critères distincts à l'intérieur du même critère¹⁴⁸.

En réplique, le Distributeur affirme que les méthodologies présentées par les intervenants ne respectent pas la causalité des coûts autant que celle présentée par le Distributeur¹⁴⁹.

Selon l'**ACEF de Québec**, l'allocation des frais corporatifs entre les divisions d'Hydro-Québec doit être scrutée à la loupe. L'intervenante remarque que le Distributeur a modifié sa méthode d'allocation des frais corporatifs, ce qui permet une réduction de ces frais pour les services réglementés de transport et de distribution. Il faut aussi s'assurer que la production assume une juste part de ces frais¹⁵⁰.

L'ACEF de Québec estime que la méthode pour allouer les frais corporatifs doit être modifiée afin de mieux protéger les clientèles réglementées, faute d'être mieux justifiée en terme d'équité et de justice. L'intervenante considère qu'il existe un fort incitatif à faire supporter le plus de coûts possible par les divisions réglementées d'Hydro-Québec¹⁵¹.

A priori, la méthode retenue doit faire assumer une part équitable des frais corporatifs par les services non réglementés. En attente d'information plus précise, l'intervenante privilégie la méthode basée sur les immobilisations nettes qui allouerait des frais corporatifs à la distribution de 20,6 M \$ en 2002 au lieu de 37,5 M \$, tel que proposé par Hydro-Québec¹⁵².

¹⁴⁵ Pièce HQD-10, document 1, page 67.

¹⁴⁶ La valeur nette des immobilisations en exploitation correspond à leur coût moins l'amortissement cumulé.

¹⁴⁷ Pièce HQD-10, document 1, page 67.

¹⁴⁸ NS, volume 10, page 248.

¹⁴⁹ NS, volume 18, page 44.

¹⁵⁰ Preuve de l'ACEF de Québec, page 26.

¹⁵¹ Preuve de l'ACEF de Québec, pages 61-62.

¹⁵² Preuve de l'ACEF de Québec, pages 26-27.

FCEI/UMQ recommande de répartir les charges de la direction des finances selon la taille des immobilisations nettes de chaque unité d'affaires d'Hydro-Québec. Les immobilisations nettes représentent bien la part du financement s'appliquant à chaque unité d'affaires. Certes le financement ne représente pas l'unique fonction de la direction finance, mais l'intervenant croit néanmoins qu'il représente la fonction principale de cette direction et que ses autres fonctions contribuent ultimement au support des activités liées au financement¹⁵³.

Selon **UC**, la Régie devrait s'assurer du traitement juste et équitable du Distributeur par rapport aux autres divisions de l'entreprise en matière d'allocation des frais corporatifs entre les entités d'Hydro-Québec¹⁵⁴.

3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La méthodologie d'imputation des frais corporatifs a des implications plus globales que les fins du présent dossier tarifaire puisque cette méthodologie est utilisée par toutes les unités d'affaires d'Hydro-Québec.

La Régie considère toutefois que le Distributeur a l'obligation de s'assurer et de faire la preuve que ces services sont nécessaires et que les coûts de ces services correspondent aux seules charges nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service.

Le Distributeur n'a pas convaincu la Régie que la méthode qu'il recommande, soit les charges totales excluant les achats d'électricité, de combustible et de transport, est la meilleure façon de tenir compte à la fois des activités d'exploitation et d'investissement d'Hydro-Québec.

Tenant compte de la difficulté de la détermination d'inducteurs appropriés au niveau de l'imputation des frais corporatifs, la Régie juge important de retenir une méthodologie qui utilise deux inducteurs.

¹⁵³ Argumentation de FCEI/UMQ, page 27.

¹⁵⁴ Argumentation d'UC, page 5.

La Régie demande donc à Hydro-Québec de déposer, en Phase 2 du présent dossier, une simulation commentée portant sur les deux méthodes suivantes :

- les charges primaires à l'exploitation et les immobilisations nettes dans une proportion de 50 % - 50 %;
- les charges primaires à l'exploitation et les investissements dans une proportion de 50 % - 50 %.

Étant donné que le niveau global d'investissement fluctue d'une année à l'autre, la simulation devra porter sur trois ans.

À la suite du dépôt de cette simulation, la Régie se prononcera en Phase 2 sur le choix d'une méthode d'imputation des frais corporatifs.

Dans l'intervalle, pour la préparation du dossier de la Phase 2, la Régie permet au Distributeur d'utiliser la méthode basée sur les charges totales excluant les achats d'électricité, de combustible et de transport.

3.3 CHARGES

En ce qui a trait aux dépenses nécessaires à la prestation du service, pour l'année témoin 2002-2003, le Distributeur projette des charges totales de l'ordre de 7 947 M \$. Ces charges sont nécessaires, selon le Distributeur, pour assumer le coût de la prestation des services de distribution d'électricité au sens de la Loi.

Le Distributeur demande dans la présente phase du dossier de déterminer les montants globaux des dépenses qu'il juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service pour l'année témoin 2002-2003.

Le tableau suivant présente sommairement les dépenses nécessaires à la prestation de service présenté selon le Distributeur.

TABLEAU 4
DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE
(EN MILLIONS DE \$)

	2000-2001	2001-2002	2002-2003	Variation 2000-2001 vs 2002-2003	
				(M \$)	(%)
	(1)	(2)	(3)		
Achats d'électricité	4 150,0	4 043,5	4 229,0	79,0	1,9
Achats de services de transport	2 241,6	2 312,6	2 312,6	71,0	3,2
Achats de combustible	22,0	26,0	24,9	2,9	13,2
	6 413,6	6 382,1	6 566,5	152,9	2,4
Charges brutes directes	772,4	767,9	773,0	0,6	0,1
Charges de services partagés	355,7	403,9	397,5	41,8	11,8
Coûts capitalisés	(232,5)	(257,3)	(250,3)	(17,8)	7,7
Frais corporatifs	48,5	48,7	37,5	(11,0)	(22,7)
	944,1	963,2	957,7	13,6	1,4
Amortissement	418,9	420,8	416,6	(2,3)	(0,5)
Taxes	88,7	99,1	106,0	17,3	19,5
	507,6	519,9	522,6	15,0	3,0
Facturation interne émise	(26,7)	(26,8)	(31,9)	(5,2)	19,5
Facturation externe émise	(63,9)	(72,7)	(63,1)	0,8	(1,3)
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(6,0)	(6,0)	(4,5)	1,5	(25,0)
	(96,6)	(105,5)	(99,5)	(2,9)	3,0
Arrondissement		(0,1)			
	7 768,7	7 759,6	7 947,3	178,6	2,3

Source : (1) pièce HQD-4, document 3.2, page 3.

(2) pièce HQD-4, document 3.1, page 3.

(3) pièce HQD-4, document 3, page 3.

Dans les pages qui suivent, la Régie prend note de la preuve du Distributeur à l'égard des charges prises en compte dans l'établissement de son coût du service pour l'année témoin 2002-2003. Cependant, bien qu'elle donne son opinion sur la composition de ces charges, comme celles-ci ne conduisent pas à l'établissement de tarifs du Distributeur, la Régie ne se prononce pas, à cette phase du dossier, sur le niveau des charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur. Elle le fera en Phase 2.

De plus, les charges relatives aux Achats de combustible, Coûts capitalisés, Frais corporatifs, Amortissement, Facturation interne émise et Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental ne sont pas abordés dans les sous-sections suivantes. La Régie n'a pas d'instructions particulières à donner au Distributeur pour la préparation de son dossier de la Phase 2 relativement à ces charges.

3.3.1 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

3.3.1.1 POSITION DES PARTIES

Le coût d'approvisionnement en électricité pour l'année 2002-2003 (4 229 M \$) représente 53,2 % des dépenses nécessaires à la prestation du service du Distributeur. Ce coût est prescrit par la Loi à l'article 52.2 et par la *Loi sur Hydro-Québec*¹⁵⁵ à l'article 24.1.

Pour desservir la clientèle québécoise, le **Distributeur** dispose d'un volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh à un coût moyen de 2,79 ¢/kWh.

Puisque la prévision des ventes pour l'année témoin projetée 2002-2003 est de 156,6 TWh, aucun dépassement du volume d'électricité patrimoniale n'est prévu par le Distributeur.

Le Distributeur mentionne que la Loi prévoit une répartition du coût de fourniture de 2,79 ¢/kWh entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation. Pour les contrats spéciaux, le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat, déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon les caractéristiques de consommation.

Il est important de noter que le volume de consommation patrimonial exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, à savoir les tarifs de gestion de consommation BT, LC, LR et MR, les tarifs d'énergie de secours GD, LD et LP et les programmes de puissance interruptible I et II. Le coût de fourniture de l'électricité livrée en vertu de tous ces tarifs est établi en fonction du prix du marché¹⁵⁶.

Le Distributeur précise sa lecture de la Loi sur le sujet des achats d'électricité patrimoniale, indiquant que les ventes d'électricité patrimoniale sont facturées par le Producteur à 2,79 ¢/kWh¹⁵⁷. Les revenus prévus du Distributeur sont toutefois obtenus en faisant la

¹⁵⁵ L.R.Q., c. H-5.

¹⁵⁶ Pièce HQD-5, document 2, page 3.

¹⁵⁷ NS, volume 3, page 101 et pièce HQD-10, document 1, page 23.

somme des produits des ventes prévues pour chaque catégorie de consommateurs et des taux unitaires qui leur sont propres (annexe I de la Loi). Le revenu prévu total ainsi établi pour l'année témoin projetée 2002-2003 est de 4 336,6 M \$ pour l'électricité patrimoniale. Ceci représente un manque à gagner de 5,8 M \$ par rapport au paiement total au Producteur basé sur le coût moyen de 2,79 ¢/kWh, totalisant 4 342,4 M \$¹⁵⁸.

Cet écart s'explique par le fait que les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs (annexe I de la Loi) avaient été établis sur la base d'une prévision des ventes autre que celle présentée au présent dossier. En fait, les coûts de fourniture avaient été établis sur la prévision des ventes pour l'année 2002, dans le cadre du dossier R-3477-2001.

Le Distributeur, dans sa preuve, fait référence à différentes situations qui peuvent causer des écarts. Une modification par le gouvernement du coût moyen de 2,79 ¢/kWh en est une. Des écarts entre les revenus et les coûts de fourniture produits par des différences entre les ventes réelles et les ventes prévues au dossier tarifaire en sont une autre. En précision à ce sujet, le Distributeur mentionne :

« [...] la formule qui est proposée capture le fait relié à la combinaison des ventes, le fait qu'on prévoit [...] certains types de ventes à 3,2 cents, 2,41 cents ou à 2,42 cents, et cetera, tout ça faisant une moyenne de 2,79 cents et qu'effectivement, la formule que l'on propose capture le fait qu'on va faire plus ou moins de ventes à 3,2 cents, plus ou moins de ventes à 2,42 cents, de sorte que la moyenne de ça ne fera pas nécessairement 2,79 cents. »¹⁵⁹

En réponse à une question de la Régie en audience à savoir que, si le Distributeur payait mensuellement au Producteur les coûts spécifiés dans la Loi (art. 52.2 et annexe I de la Loi), il n'y aurait pas de nécessité d'avoir un compte pour comptabiliser les écarts entre les ventes réelles et prévues, le Distributeur explique que, lors de l'achat, il paie 2,79 ¢/kWh. Ce coût s'applique à l'électricité patrimoniale quelle que soit la combinaison de ventes.

Lors des audiences, en réponse à la Régie, le Distributeur précisait en ces termes son interprétation et sa lecture de la Loi :

« Une lecture, c'est (de) dire quand j'achète ma fourniture, je paie deux cents soixante-dix-neuf (2,79) mais quand je facture au client, ce sont ces différents taux-là que je dois mettre à jour et que le législateur lui-même et c'est prévu dans

¹⁵⁸ Pièce HQD-9, document 1, page 35.

¹⁵⁹ NS, volume 3, pages 102-103.

la Loi, de ma compréhension, pourra fixer lui-même à des taux qu'il voudra, les mêmes que ceux qu'Hydro-Québec propose ou d'autres une fois qu'on aura atteint le cent soixante et cinq térawattheures (165 TWh). Ça, c'est la vision qui est derrière notre proposition de compte de frais reportés. »¹⁶⁰

L'AIEQ demande qu'à chacune des demandes d'augmentation du tarif du Distributeur, la Régie demande au gouvernement du Québec d'évaluer si le tarif de fourniture patrimonial de 2,79 ¢/kWh est à reconduire ou si au contraire ce tarif devrait baisser, compte tenu de l'évolution positive du rendement sur l'avoir propre d'Hydro-Québec Production¹⁶¹.

L'AIEQ veut s'assurer de la minimisation du coût de distribution de l'électricité avec comme objectif de maintenir la part de cette source d'énergie dans le bilan énergétique global du Québec¹⁶².

En argumentation, l'AIEQ résume sa position de la manière suivante. Le coût d'approvisionnement est conditionné par le coût de l'énergie patrimoniale et il est fixé à 2,79 ¢/kWh. Ce coût de 2,79 ¢/kWh s'applique jusqu'à concurrence de 165 TWh et procure un rendement sur avoir propre de 18 % à Hydro-Québec Production (référence au rapport Merrill Lynch de janvier 2000 commandé par le gouvernement du Québec). Selon l'AIEQ, le ministre de l'Énergie et des Ressources de l'époque avait précisé pendant la Commission permanente de l'économie et du travail sur la révision de la Loi, que le tarif de 2,79 ¢/kWh est fixe mais qu'il ne peut que baisser¹⁶³.

Selon l'AIEQ, étant donné le poids relatif du coût d'approvisionnement dans le coût du service de distribution et les impacts d'une variation, si minime soit-elle sur le revenu additionnel requis du Distributeur et les hausses de tarif induites, il est essentiel d'en examiner les impacts possibles.

Par exemple, une baisse du tarif de 2,79 ¢/kWh à 2,69 ¢/kWh entraînerait une réduction de coût du service de 155 M \$¹⁶⁴.

¹⁶⁰ NS, volume 3, pages 107-108.

¹⁶¹ Mémoire de l'AIEQ, 8 janvier 2003, pages 14-15.

¹⁶² Mémoire de l'AIEQ, 8 janvier 2003, page 2.

¹⁶³ Mémoire de l'AIEQ, 8 janvier 2003, page 13.

¹⁶⁴ Mémoire de l'AIEQ, 8 janvier 2003, page 14.

3.3.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Pour établir le coût de fourniture de l'électricité, la Régie doit tenir compte de certains éléments énoncés dans la Loi.

Le premier alinéa de l'article 52.1 de la Loi dit que « *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* ».

Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le Distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1 du premier alinéa de l'article 112.

L'article 52.2, deuxième alinéa, mentionne que :

« [...] le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs ».

La Régie ne partage pas la lecture de la Loi que fait le Distributeur. Elle considère que les achats d'électricité patrimoniale entrant dans le coût du service du Distributeur doivent être calculés selon les prescriptions des articles 52.1 et 52.2 de la Loi.

Ainsi lorsqu'elle fixe les tarifs d'électricité, la Régie tient compte dans l'établissement du coût du service, du coût de fourniture et celui-ci doit être calculé, dans le cas de l'électricité patrimoniale, en additionnant les produits des volumes de chaque catégorie par les coûts de fourniture de chaque catégorie tarifaire de l'annexe I et non pas le produit des volumes totaux par le coût moyen de 2,79 ¢/kWh, ce coût moyen ne servant, selon la Loi, qu'à établir le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs¹⁶⁵.

¹⁶⁵ L.R.Q., 52.2, deuxième alinéa, deuxième paragraphe.

3.3.2 ACHATS DE SERVICE DE TRANSPORT

3.3.2.1 POSITION DES PARTIES

Selon le **Distributeur**, le coût du service de transport correspond aux revenus requis de la division TransÉnergie d'Hydro-Québec applicables à la charge locale, déterminés le 30 avril 2002 par la Régie dans sa décision D-2002-95. Ce coût annuel, établi sur la base de l'année tarifaire du Transporteur qui correspond à l'année civile, est de 2 312,6 M \$ à compter de 2001¹⁶⁶.

Les coûts du service de transport proposés pour l'année de base 2001-2002 et pour l'année témoin projetée 2002-2003 sont de 2 312,6 M \$.

3.3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La proposition du Distributeur reflète le coût du service de transport attribuable à la charge locale établi dans la décision D-2002-95 dans le dossier du Transporteur. La Régie accepte la méthode utilisée dans la présentation de sa preuve à l'égard du poste « Achats de service de Transport ».

3.3.3 CHARGES D'EXPLOITATION

Le président d'Hydro-Québec Distribution précise en audience que les grandes orientations du Distributeur sont de bien servir la clientèle québécoise et d'améliorer la rentabilité du Distributeur¹⁶⁷.

Le Distributeur exerce un contrôle serré sur les coûts au niveau de ses charges d'exploitation et dépenses d'investissement, mais il a admis que le Distributeur avait encore des progrès à réaliser en ce qui concerne la mesure de l'efficience :

« En fonction de l'efficience, je dois reconnaître qu'il nous reste du chemin à faire. Par contre, nous reconnaissons également que c'est important. Nous n'avons pas de données de balisage qui sont fiables et complétées pour permettre de se mesurer [...] Nous avons établi quelques contacts avec des utilités nord-américaines, généralement des utilités privées. Très peu d'entreprises sont

¹⁶⁶ Pièce HQD-5, document 3, page 3.

¹⁶⁷ NS, volume 2, pages 22-23.

ouvertes à dévoiler des données qui pourraient servir de balisage. Nous avons entrepris avec l'Association canadienne de l'électricité des travaux pour développer des indicateurs avec lesquels on pourrait se baliser. »¹⁶⁸

Le Distributeur précise également que ces travaux de balisage sont en marche depuis 2002 et qu'il espère être en mesure de présenter à la Régie des données suffisamment fiables en 2004 sur des indicateurs d'efficience.

Pour la Phase 2 du dossier, le Distributeur précise en audience que des indices de comparaison seront disponibles mais que le balisage avec d'autres entreprises ne sera certainement pas disponible¹⁶⁹.

3.3.3.1 CHARGES BRUTES DIRECTES

3.3.3.1.1 POSITION DES PARTIES

Les charges brutes directes se composent de trois principaux postes de dépenses :

- charges de main-d'œuvre (masse salariale);
- autres charges brutes directes (dépenses de personnel et indemnités, services externes et ressources financières, stocks, achats de biens, location et autres);
- récupération de coûts.

Les charges brutes directes présentées par le Distributeur sont les suivantes :

¹⁶⁸ NS, volume 2, page 46.

¹⁶⁹ NS, volume 3, page 86.

TABLEAU 5
CHARGES BRUTES DIRECTES

	2000- 2001	2001- 2002	2002- 2003	Variation 2000-2001 vs 2002-2003	
	(M \$)	(M \$)	(M \$)	(M \$)	(%)
Main-d'œuvre	481,5	492,7	500,5	19,0	3,9
Dépenses de personnel et indemnités	39,9	39,4	39,4	(0,5)	(1,0)
Services externes et ressources financières	175,6	169,1	161,2	(14,4)	(8,2)
Stocks, achats de biens, location, autres	93,7	93,6	93,6	(0,1)	0,0
Autres charges brutes directes (sous-total)	309,2	302,1	294,2	(15,0)	(4,8)
Récupération de coûts	(18,3)	(26,8)	(21,7)	(3,4)	18,6
Arrondissement			(0,1)		
Total	772,4	767,9	773,0	0,6	0,1

Source : pièce HQD-5, document 5, page 3 et document 5.2, page 3.

Selon la preuve du Distributeur, la main-d'œuvre représente 63 % de ses charges brutes directes. La croissance annuelle d'environ 2 % de sa masse salariale est principalement imputable aux augmentations salariales découlant en grande partie des conventions collectives de travail conclues avec les divers syndicats des employés du Distributeur¹⁷⁰.

Pour limiter la croissance de sa masse salariale, le Distributeur note que les taux d'augmentation des salaires sont négociés pour plusieurs années à venir. Les conventions collectives sont négociés par groupe d'emploi et s'appliquent à l'ensemble des employés du groupe, quelle que soit la division d'Hydro-Québec dans laquelle ces groupes d'emplois sont situés. Le Conseil d'administration d'Hydro-Québec et le Conseil du Trésor du gouvernement approuvent les taux d'augmentation des salaires. Le Distributeur fait remarquer que les augmentations salariales négociées respectent l'orientation de l'entreprise

¹⁷⁰ Pièce HQD-5, document 5.1, page 3.

de positionner la rémunération des employés à la médiane du marché. Le Distributeur, devant respecter les conventions collectives de travail qui ont été conclues, ne peut déroger à ces ententes qui prévoient une croissance de la masse salariale d'environ 3 % par année, alors que la croissance réelle des budgets de masse salariale est d'environ 2 %. Différents efforts de réduction (optimisation et gestion serrée des heures supplémentaires) seront requis afin de concilier ces deux éléments¹⁷¹.

Des efforts importants de rationalisation ont eu pour résultat de diminuer de près de 30 % l'effectif entre les années 1993 et 1998. Le Distributeur considère raisonnable le niveau actuel de l'effectif aux environs de 7 400 et s'est donné comme objectif global d'absorber la croissance des activités sans augmenter l'effectif^{172,173}. Concernant le niveau des effectifs et sa hausse récente depuis 1998, le Distributeur précise que des changements organisationnels dans l'entreprise ont fait en sorte que des unités ont été transférées vers la division Hydro-Québec Distribution¹⁷⁴.

En réponse aux questions de la Régie sur une baisse possible du niveau des effectifs, le Distributeur a rappelé qu'une réduction par rapport au niveau de 7 400 mettrait en péril l'atteinte des objectifs visés en terme d'amélioration de la qualité du service et de la fiabilité du réseau¹⁷⁵.

La croissance anticipée de la demande, du nombre d'abonnés et des kilomètres de réseau se situe à environ 1 % par an. Le Distributeur considère donc que l'orientation retenue de maintenir un niveau d'effectifs constant sur la période se traduit par des gains de productivité cohérents avec les objectifs qu'il s'est fixés sur l'horizon du Plan stratégique 2002-2006¹⁷⁶.

Au niveau de la politique de rémunération du Distributeur, les conventions collectives pour les employés syndiqués (la majorité de l'effectif du Distributeur) contenaient des augmentations du salaire de base de 2,5 % en 2000 et 2001, et elles étaient conformes aux taux octroyés aux employés de la fonction publique québécoise¹⁷⁷. Aujourd'hui, la rémunération est davantage liée à la performance. Les employés syndiqués bénéficient d'un régime d'intéressement qui se traduit par un bonus maximum de 3 %¹⁷⁸.

¹⁷¹ Pièce HQD-10, document 5, page 27.

¹⁷² Pièce HQD-5, document 5.1, page 4.

¹⁷³ NS, volume 2, pages 108-111.

¹⁷⁴ Pièce HQD-10, document 5, page 22.

¹⁷⁵ Pièce HQD-10, document 5, page 23.

¹⁷⁶ Pièce HQD-10, document 5, page 25.

¹⁷⁷ Pièce HQD-5, document 5.1, page 4.

¹⁷⁸ Pièce HQD-5, document 5.1, page 4.

Selon le Distributeur, Hydro-Québec a innové pour améliorer la rémunération globale de tous ses employés et augmenter la productivité de l'entreprise tout en offrant des conditions lui permettant de soutenir la comparaison avec le marché et en respectant les paramètres établis par les autorités législatives limitant l'augmentation de sa masse salariale¹⁷⁹.

Le Distributeur a soumis un exemple des dispositions d'une convention collective relative aux incitatifs liés à la performance. L'exemple déposé par le Distributeur présentait la lettre d'entente entre Hydro-Québec et le syndicat des employés de Métier. Tous les employés sont admissibles au Régime d'intéressement de l'entreprise. Tous les employés, pour chacune des années de l'entente (2000-2003) reçoivent le même pourcentage, sous la forme de montants forfaitaires, selon différents paramètres.

Pour les années 2000 à 2003, les employés reçoivent jusqu'à trois pour cent par année du salaire annuel de base. Le Régime d'intéressement vise à reconnaître la contribution des employés à la performance de l'entreprise. Il prend appui sur l'atteinte des objectifs corporatifs et non sur des objectifs individuels. Les objectifs corporatifs, leurs éléments de mesure, de pondération ainsi que le ou les déclencheurs retenus pour le régime d'intéressement sont approuvés par le Conseil d'administration¹⁸⁰.

La création de richesse pour l'actionnaire et pour la société québécoise, mesurée par le niveau du bénéfice net, détermine si l'entreprise est en mesure ou non de verser des bonis à ses employés. Ce sont les efforts collectifs des employés des divisions d'Hydro-Québec qui donnent la possibilité du partage des bonis. Le boni versé dépend des résultats de l'entreprise et conséquemment de ceux des divisions. Ces dernières ont des objectifs liés à la clientèle (indicateurs de satisfaction des clientèles et de continuité du service), aux employés (indicateurs de mobilisation et de santé et sécurité au travail) et à l'actionnaire (indicateurs liés au rendement sur les investissements et au bénéfice de la division)¹⁸¹.

Le personnel non syndiqué a droit à un régime de rémunération variable incluant deux volets : un volet corporatif et un volet individuel axé sur la performance de l'employé. Le volet corporatif est assujéti à l'atteinte du bénéfice net corporatif visé. Les résultats par division conditionnent les bonis versés. De plus, les divisions ont des objectifs liés à la clientèle, aux employés et à l'actionnaire. Les cibles des indicateurs varient d'une année à l'autre et elles représentent un effort d'amélioration par rapport à l'année précédente, ou de maintien dans le cas d'indicateurs où les balisages révèlent qu'Hydro-Québec se situe parmi

¹⁷⁹ Pièce HQD-5, document 5.1, page 4.

¹⁸⁰ Pièce HQD-12, document 3.2.7.

¹⁸¹ Pièce HQD-10, document 5, pages 28-29.

les entreprises d'électricité les plus performantes en Amérique du Nord¹⁸², selon le Distributeur.

La rémunération de base et la rémunération globale moyenne des employés d'Hydro-Québec, selon une étude effectuée en collaboration entre Hydro-Québec et la firme Towers Perrin en 1999, se situent à la médiane des entreprises de son marché de comparaison. Le Distributeur mentionne que des validations annuelles partielles permettent de constater qu'il n'y a pas de changement significatif depuis cette date. L'analyse de Towers Perrin datant déjà de 1999, Hydro-Québec a amorcé, en 2002, l'actualisation et la réévaluation de la position salariale de ses employés¹⁸³.

Les autres charges brutes directes comprennent des coûts relatifs aux employés, à des services, à des activités ou à des processus. Ces charges représentent environ 40 % du total des charges brutes directes. Le regroupement « Dépenses de personnel » comprend les dépenses de frais de réunion, frais de déplacement, séjour et repas et billets de transport aérien. Le regroupement « Indemnités » est composé de l'amortissement des frais reportés et frais de consultation, indemnité de séparation, de réaffectation, de licenciement et de déménagement. Les « Services externes » comprennent les services professionnels et les contrats comme le déneigement, déboisement, déménagement, entretien et réparation. Les « Ressources financières » comprennent les provisions et dépenses de mauvaises créances, les intérêts sur paiement en retard au fournisseur et les indemnités pour dommages. Le regroupement « Stock, Achats de biens, location et autres » est ventilé en stocks (matériel mineur, retour et sortie de magasin, etc.), achats de biens tangibles (immeubles, terrains, etc.), achats de biens intangibles (droits et redevances, servitudes, etc.) alors que la rubrique location réfère à la fourniture d'immeubles, instruments, matériel, etc.¹⁸⁴.

Les regroupements « Dépenses de personnel et indemnités et stocks, achats de biens, location et autres » sont relativement stables entre 2000-2001 et 2002-2003, se situant respectivement à 39 M \$ et 93 M \$¹⁸⁵. Seul le regroupement « Services externes et ressources financières » connaît une baisse, passant de 175,6 M \$ en 2000-2001 à 161,2 M \$ en 2002-2003.

Le poste « Récupération de coûts » représente une réduction des charges brutes directes. Sur la période à l'étude, le regroupement « Récupération de mauvaises créances » représente 30 % de l'ensemble du poste « Récupération de coûts », le regroupement « Travaux

¹⁸² Pièce HQD-10, document 5, page 30.

¹⁸³ Pièce HQD-10, document 1, pages 87 et 91.

¹⁸⁴ Pièce HQD-10, document 1, pages 71-72.

¹⁸⁵ Pièce QD-5, document 5.2, page 3.

effectués pour HydroSolution » en représente 20 % et le regroupement « Réclamations aux tiers et autres » (montants reçus pour des dommages occasionnés par des tiers et mission de dépannage aux États-Unis) représente le 50 % restant.

Concernant les charges brutes directes, l'**ACEF de Québec**, dans son mémoire, questionne le bien-fondé du régime d'intéressement du Distributeur. L'intervenante exprime des doutes sur le partage équitable entre les clients du Distributeur et l'actionnaire des coûts du programme d'intéressement. Il est important selon lui de s'assurer que les clients retirent des avantages de ce programme d'intéressement ayant comme but d'améliorer la performance des employés du Distributeur. Ces avantages devraient se traduire en termes de baisse de coût ou d'accroissement mesurable de la qualité du service. Pour lui, ces buts ne sont pas nécessairement assurés.

L'ACEF de Québec recommande que la prime au rendement jusqu'à 3 % des frais salariaux pour les syndiqués et de 3 % à 10 % pour les non-syndiqués soit assumée par l'actionnaire ou Hydro-Québec à défaut de prouver que la clientèle profite pleinement de ces régimes d'intéressement en termes de réduction des coûts et d'amélioration de la qualité du service¹⁸⁶.

L'**AIEQ** note que même si la croissance des charges brutes directes est sous contrôle, il est impossible de s'assurer que le niveau des charges d'exploitation est adéquat. L'intervenante met en relief le fait que les charges d'exploitation d'un monopole réglementé, tel que le Distributeur dans ce dossier, ne sont pas soumises aux pressions de la concurrence sur le marché. Ces dernières favorisent l'adoption des meilleures pratiques et l'amélioration de la productivité, situation ressentie de façon très indirecte par un monopole. L'AIEQ propose qu'il serait opportun de réaliser des études de balisage dans le but de s'assurer que le niveau des charges est adéquat. Ces études joueraient le rôle de substitut à l'absence de concurrence dans le cas d'un monopole. Selon l'AIEQ, le Distributeur a déjà effectué de telles analyses dans le passé, et plusieurs firmes spécialisées effectuent de façon continue de tels balisages dans le secteur de la distribution de l'électricité¹⁸⁷.

L'intervenante propose plus précisément que lors de la réévaluation des charges d'exploitation pour l'année 2003-2004, réévaluation préalable à l'établissement des nouveaux tarifs d'électricité, le Distributeur dépose les résultats des études de balisage en développement présentement, soit avec l'Association canadienne de l'électricité, soit auprès d'entreprises américaines comparables ou à travers le Comité sur l'efficacité récemment mis

¹⁸⁶ Mémoire de l'ACEF, 8 janvier 2003, page 75.

¹⁸⁷ Mémoire de l'AIEQ, 8 janvier 2003, page 17.

sur pied¹⁸⁸. Plus spécifiquement, l'AIEQ propose un balisage à effectuer pour les fonctions « Distribution » et « Services à la clientèle ». De manière encore plus spécifique, le balisage pour la fonction « Distribution » devrait s'orienter vers les sous-fonctions « Planification/Ingénierie » et « Gestion du réseau et maintenance »¹⁸⁹. Pour les Services à la clientèle, selon l'intervenante, le balisage devrait s'orienter vers la « Relève de compteurs », le « Recouvrement », « l'Inspection/Mesurage », la « Facturation », « l'Encaissement et les Réponses téléphoniques »¹⁹⁰.

L'AIEQ propose une démarche de balisage en quatre étapes pour les processus d'affaires identifiés (Distribution et Service à la clientèle). Le calendrier de réalisation de l'ensemble des étapes devrait s'étendre, selon lui, sur 18 mois¹⁹¹ :

- comparaison globale du coût de revient des deux processus d'affaires; calcul du coût unitaire et comparaison avec un nombre important d'entreprises canadiennes et américaines;
- identification des activités critiques et comparaison des coûts unitaires avec entreprises comparables;
- identification des pistes d'amélioration pour les activités avec les écarts significatifs par rapport aux comparables;
- détermination de programme d'amélioration avec suivi, objectifs et échéanciers¹⁹².

En réponse à une question de la Régie sur les analyses déjà effectuées par Hydro-Québec Distribution dans le passé, l'AIEQ par la voix de son expert précisait que :

« [...] tout au moins au cours de la décennie 90, le Distributeur se livrait sur une base continue à des activités de balisage principalement au niveau des activités reliées au Service à la clientèle. Une des firmes qui était le plus sollicitée était TB & A, Theodore Barry and Associates. Cette firme a depuis lors été cédée à PA Consulting qui rend maintenant ce service »¹⁹³.

¹⁸⁸ Mémoire de l'AIEQ, 8 janvier 2003, pages 16.

¹⁸⁹ Mémoire de l'AIEQ, 8 janvier 2003, pages 16.

¹⁹⁰ Mémoire de l'AIEQ, 8 janvier 2003, pages 16.

¹⁹¹ NS, volume 14, pages 41-42.

¹⁹² Pièce AIEQ-3, Présentation PowerPoint présentée le 14 mars 2003, pages 1-5.

¹⁹³ Réponse de l'AIEQ aux demandes de renseignements de la Régie de l'énergie, question 3, 5 février 2003.

FCEI/UMQ fait ressortir trois aspects principaux permettant de mieux examiner les charges brutes directes :

- politique salariale;
- régime d'intéressement;
- balisage des coûts.

L'intervenant note d'abord que, même si le poste des salaires est une composante majeure des coûts du Distributeur, celui-ci ne contrôle pas sa politique salariale. Celle-ci est plutôt déterminée par les contraintes provenant du Conseil d'administration d'Hydro-Québec, du Conseil du Trésor et des conventions collectives des différents syndicats. FCEI/UMQ s'étonne, par ailleurs, du manque de rigueur du Distributeur dans la gestion de sa politique salariale. Elle remarque que la dernière évaluation de position concurrentielle de ses employés sur le marché remonte à 1999 (rapport de la firme Towers Perrin) et que par ailleurs le Distributeur affirme que la rémunération globale de ses employés se situe toujours dans la moyenne du marché.

FCEI/UMQ recommande notamment :

- à la Régie, de demander au Distributeur de revoir toute sa politique salariale dans le contexte d'une entité indépendante par rapport à Hydro-Québec intégrée;
- que le Distributeur effectue la mise à jour complète des études de rémunération et des comparaisons avec le marché;
- que le Distributeur démontre que les salaires des emplois de même catégorie sont comparables dans le secteur de la distribution d'électricité ou autres activités comparables;
- que, à l'avenir, les contrats de travail devraient être négociés au niveau de l'unité du Distributeur et non pas au niveau d'Hydro-Québec intégrée¹⁹⁴.

Pour le régime d'intéressement des employés du Distributeur, l'intervenant note que ce régime est basé sur la croissance du bénéfice net d'Hydro-Québec intégrée et non seulement sur la performance du Distributeur. La notion de centre de profits pour mesurer la productivité et moduler la rémunération semble absente de la politique du Distributeur. Selon FCEI/UMQ, le régime d'intéressement devrait être arrimé aux données de productivité du Distributeur et non pas au profit d'Hydro-Québec intégrée.

¹⁹⁴ Mémoire de FCEI/UMQ, *Coûts du Distributeur*, 8 janvier 2003, pages 4-5.

Selon l'expert de FCEI/UMQ, l'évolution récente des coûts du Distributeur ne démontre pas une gestion orientée vers un contrôle serré des coûts alors que le Distributeur réalise des pertes et qu'il affirme vouloir être rentable¹⁹⁵. L'expert de FCEI/UMQ fait remarquer que le seul poste de dépenses en baisse entre 2000 et 2003 est le coût du capital et que le principal facteur qui explique, selon lui, cette baisse est le fléchissement des taux d'intérêt qui vient réduire le taux moyen de la dette. L'expert fait également remarquer que ce taux n'est pas sous le contrôle du Distributeur¹⁹⁶.

L'intervenant note que le Distributeur prévoit une croissance de ses activités avec un effectif stable d'environ 7 400¹⁹⁷ mais que dans une réponse à une demande de renseignement, il est mentionné que les effectifs devraient atteindre 7 730 en 2003¹⁹⁸.

FCEI/UMQ recommande qu'il est prématuré d'accepter les données du Distributeur pour qu'elles puissent servir de base pour l'établissement des tarifs. Le Distributeur devrait procéder à un balisage de ses indicateurs de performance en comparaison avec d'autres entreprises comparables¹⁹⁹.

3.3.3.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie note les propos du président d'Hydro-Québec Distribution sur les travaux à effectuer concernant les mesures d'efficacité et le balisage qui en découle ainsi que les efforts de contrôle des charges qu'il mentionne.

La Régie prend acte que le Distributeur s'est donné comme objectif global d'absorber la croissance naturelle des activités de distribution qui engendre une augmentation annuelle d'environ 1 % de la demande, du nombre d'abonnements et du réseau de distribution d'électricité en maintenant le niveau actuel des effectifs aux environs de 7 400 employés.

Par contre, la Régie note qu'en preuve, le Distributeur présente peu de balisage. La Régie considère qu'il est difficile dans une telle situation de se prononcer de manière éclairée sur le niveau des charges brutes directes.

¹⁹⁵ Pièce HQD-2, document 1, page 7 et Mémoire de FCEI/UMQ, *Coûts du distributeur*, 8 janvier 2003, page 7.

¹⁹⁶ Pièce HQD-7, document 1, page 35 et Mémoire de FCEI/UMQ, *Coûts du distributeur*, 8 janvier 2003, page 7.

¹⁹⁷ Pièce HQD-5, document 5.1, page 4.

¹⁹⁸ Mémoire de FCEI/UMQ, *Coûts du distributeur*, 8 janvier 2003, page 7.

¹⁹⁹ Mémoire de FCEI/UMQ, *Coûts du distributeur*, 8 janvier 2003, page 7.

La Régie note que les charges brutes directes représentent quelques 800 M \$ en 2002-2003, dont 500 M \$ en charge de main-d'œuvre. Cette charge de main-d'œuvre découle de certaines contraintes et paramètres identifiés par le Distributeur : conventions collectives, obligation de maintenir un niveau de qualité de service et seuil minimal de 7 400 effectifs.

La Régie est d'avis que le régime d'intéressement en vigueur chez Hydro-Québec peut constituer un outil de rémunération qui favorise l'amélioration de la productivité des employés, particulièrement lorsque celui-ci repose sur des indicateurs de qualité et de continuité de service à la clientèle, de mobilisation des employés et de santé et sécurité au travail.

Cependant, la Régie s'interroge sur la nécessité de considérer les charges associées à la portion du régime d'intéressement qui est basée sur les résultats financiers d'Hydro-Québec intégrée. Pour la Phase 2, la Régie demande au Distributeur d'identifier séparément et de justifier la portion du régime d'intéressement liée aux résultats d'Hydro-Québec intégrée.

Les charges ne montrent pas de variations notables sur la période considérée. Par contre, il est difficile de statuer si ces charges sont raisonnables et comparables avec le marché des entreprises comparables puisque les données historiques et les indicateurs d'efficience ne sont pas disponibles ou sont en développement chez le Distributeur.

La Régie informe le Distributeur que des données de balisage rendraient sa preuve plus convaincante quant à la nécessité de ces montants.

La Régie juge que le Distributeur devra compléter sa preuve, notamment au niveau du balisage de ses charges. Pour la Phase 2, la Régie 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.

Pour la Phase 2, la Régie demande au Distributeur une démonstration des mesures concrètes prises et des résultats obtenus par le Distributeur pour améliorer sa productivité et son efficience.

Quant à la rémunération de ses employés, la Régie demande une mise à jour et le dépôt en Phase 2 de l'étude de 1999 sur la position salariale des employés.

3.3.3.2 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

3.3.3.2.1 POSITION DES PARTIES

Les différentes charges de services partagés imputées au coût du service du Distributeur proviennent des fournisseurs internes à l'entreprise.

Les charges de services partagés représentent pour le distributeur un montant de 397,5 M \$ incluant un rendement de 15 M \$ sur les actifs des fournisseurs de services. Les principaux services internes utilisés par Hydro-Québec Distribution ont trait à l'approvisionnement et aux services (155,8 M \$), aux technologies de l'information (80,9 M \$) ainsi qu'aux services fournis par la division TransÉnergie d'Hydro-Québec, principalement en matière de télécommunications (70,3 M \$).

Le tableau suivant présente les charges de services partagés par fournisseur.

TABLEAU 6
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

Année financière	2000 (M \$) (réel)	2001 (M \$) (réel)	2002 (M \$) (budget)	Variation 2000-2002	
				(M \$)	(%)
Fournisseur					
Approvisionnement et services ^{(1) (3)}	145,8	146,2	155,8	10,0	6,9
Technologie de l'information ^{(1) (3)}	74,9	83,9	80,9	6,0	8,0
Corporatif ⁽³⁾	44,4	52,5	42,5	(1,9)	(4,3)
Recherche et développement ⁽³⁾	17,8	28,3	28,4	10,6	59,6
TransÉnergie incluant communications ^{(2) (3)}	47,1	73,9	70,3	23,2	49,3
Autres (incluant charges capitalisées et montant pour conciliation entre années financière et tarifaire)	2,9	5,3	4,4	1,5	51,7
Année tarifaire	2000-2001	2001-2002	2002-2003		
Charges de services partagés totales	332,9	390,1	382,3	49,4	14,8
Charges totales incluant rendement	355,7	403,9	397,5	41,8	11,8

Source : ⁽¹⁾ pièce HQD-12, document 3.3.5, pages 3, 4 et 5.

⁽²⁾ pièce HQD-12, document 3.3.5, pages 6, 7 et 8.

⁽³⁾ pièce HQD-5, document 6, page 4 révisé le 13 mars 2003.

À la suite des demandes de renseignements de la Régie et des questions en audience, le Distributeur a déposé, le 13 mars 2003, des données plus complètes sur les coûts des services partagés. Ces données comprennent, dans une certaine mesure, les coûts de l'ensemble des activités des unités impliquées. Elles s'adressaient aussi à plusieurs années, soit historique, de base et témoin.

À la demande de la Régie et à la suite des questions d'audience, le distributeur a présenté, le 13 mars 2003, des données plus complètes sur les coûts des services partagés. Ces données portent, pour les principaux fournisseurs internes et les principaux produits et services, sur les charges totales par produit et service, la composition des charges, les bases de facturation par produit et service ainsi que le montant facturé au distributeur et son poids relatif dans les

charges totales de services partagés. Ces données portent sur plusieurs années, soit les années 2000, 2001 et 2002.

Les témoins du distributeur mentionnent qu'il n'y a pas de balisage formel disponible sur les services partagés et que l'entreprise se concentre sur la recherche de pratiques gagnantes ou des meilleures pratiques d'affaires en services partagés et sur les structures de prix. Le plan directeur à venir prévoit cependant du balisage en 2003-2004 selon les huit grands domaines de services. Il est mentionné la difficulté d'obtenir des données fiables et utiles.

Le principal fournisseur interne de services du Distributeur est le CSP. Selon la preuve du Distributeur, le CSP est un regroupement de personnes, de processus, de technologies et de connaissances visant à offrir des services d'appui efficaces et efficaces à la satisfaction des unités d'affaires clientes²⁰⁰. Le CSP offre les Services en approvisionnement et services et en Technologie de l'information.

Le témoin du Distributeur mentionne que le CSP dispose d'une clause de monopole interne illimité dans le temps²⁰¹.

La mission du CSP est de développer et maintenir des partenariat d'affaires avec les divisions et les unités corporatives clientes, afin de contribuer à leur performance financière et à celle de l'entreprise dans son ensemble en gérant les services partagés de façon à livrer des produits et des services de qualité, au meilleur coût et à la satisfaction de ses clients²⁰².

Les services offerts par le CSP couvrent les huit domaines suivants :

- solutions informatiques;
- exploitation des technologies de l'information;
- bureautique;
- immobilier;
- gestion documentaire;
- services de transport (passagers et matériel);
- acquisition;
- matériel²⁰³.

²⁰⁰ Pièce HQD-12, document 3.3, page 2.

²⁰¹ NS, volume 9, pages 78-79.

²⁰² Pièce HQD-12, document 3.3, page 3.

²⁰³ Pièce HQD-12, document 3.3, page 10.

Approvisionnement et services

La preuve du **Distributeur** présente les charges suivantes en matière d'approvisionnement et services :

TABLEAU 7
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS –
APPROVISIONNEMENT ET SERVICES

	2000 (réel) (M \$)	2001 (réel) (M \$)	2002 (budget) (M \$)	Variation 2000-2002	
				(M \$)	(%)
Services des bâtiments	59,0	59,8	64,8	5,8	9,8
Matériel de transport	37,3	38,7	40,9	3,6	9,7
Gestion du matériel	33,2	35,6	37,1	3,9	11,7
Services de gestion documentaire	8,2	8,5	8,6	0,4	4,9
Acquisitions	4,5	5,1	5,3	0,8	1,7
Transport aérien	1,0	0,9	1,0	0,0	0,0
Coûts capitalisés	2,6	(2,4)	(1,9)		
Total	145,8	146,2	155,8	10,0	6,9

Source : pièce HQD-12, documents 3.3.5, pages 3-5.

Les variations de charges les plus importantes se situent aux niveaux des services de bâtiments, du matériel de transport et de la gestion du matériel.

Au niveau des services de bâtiments, la hausse de 5 M \$ entre 2001 et 2002 s'explique, selon le Distributeur, en partie par une mise à jour exhaustive des espaces occupés par les unités, à la suite de l'implantation d'un nouveau système de gestion et de suivi des occupants²⁰⁴.

Technologies de l'information

La preuve du **Distributeur** présente les charges suivantes en matière de technologies de l'information :

²⁰⁴ Pièce HQD-12, document 3.3.6, page 5.

TABLEAU 8
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS
TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION

	2000 (réel) (M \$)	2001 (réel) (M \$)	2002 (budget) (M \$)	Variation 2000-2002	
				(M \$)	(%)
Applications informatiques	55,4	51,4	55,0	(0,4)	0,7
Services bureautiques	17,7	20,9	15,4	(2,3)	(13,0)
Centre de traitement	12,3	10,0	7,6	(4,7)	(38,2)
Services corporatifs	1,4	8,7	8,0	6,6	471,4
Projets spéciaux	0,2	0,6	1,4	1,2	600,0
Autres	3,8	0,3	0,0	(3,8)	--
Coûts capitalisés	(15,9)	(8,0)	(6,5)		
Total	74,9	83,9	80,9	6,0	8,0

Source : pièce HQD-12, document 3.3.5, pages 3-5.

Pour la « Bureautique », l'amortissement des logiciels et équipements explique essentiellement les variations de coûts observées pour ces services. La hausse de 3 M \$ entre 2000 et 2001 s'explique en partie par l'intégration au coût des services bureautiques de l'amortissement des frais de migration à la version Windows 95. Cet amortissement qui était inclus auparavant dans les frais corporatifs a également pris fin en 2001²⁰⁵.

Pour les applications informatiques, la baisse du coût des services en conseils, gestion et développement survenue entre 2000 et 2001 s'explique par une réduction des efforts consacrés au maintien d'applications utilisées pour les services à la clientèle. Ces applications montrent d'importants signes de désuétude et seront remplacées lors de la mise en place du projet SIC. Ce dernier a été autorisé par la Régie à la fin de 2002²⁰⁶.

²⁰⁵ Pièce HQD-12, document 3.3.6, page 7.

²⁰⁶ Pièce HQD-12, document 3.3.6.

TransÉnergie - Télécommunications

TransÉnergie fournit au **Distributeur** des services de différentes natures en télécommunication.

TABLEAU 9
**CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS – TRANSÉNERGIE-
TÉLÉCOMMUNICATIONS**

	2000 (réel) (M \$)	2001 (réel) (M \$)	2002 (budget) (M \$)	Variation 2000-2002	
				(M \$)	(%)
Radio-mobile	19,3	22,1	22,0	2,7	14,0
Téléphonie administrative	17,3	24,1	21,3	4,0	23,1
Circuits télécommunications dédiés	5,3	4,1	3,7	(1,6)	30,2
Services corporatifs	0,0	11,4	10,4	10,4	--
Divers	(1,1)	0,7	1,0	2,1	190,9
Ateliers spécialisés	6,8	9,6	10,4	3,6	52,9
Divers	3,3	2,8	3,0	(0,3)	9,1
Coûts capitalisés	(3,8)	(0,9)	(1,5)		
Total	47,1	73,9	70,3	23,2	49,3

Source : pièce HQD-12, document 3.3.5, pages 6-8.

Pour la « Téléphonie administrative et les Circuits de télécommunication dédiés », les variations de coûts sur la période à l'étude s'appliquent par la révision de la méthode de répartition des circuits électriques et de télécommunications.

Pour les services corporatifs, qui se composent des circuits de télécommunications associés aux services de bureautiques rendus par le CSP, les variations de coûts s'expliquent par le fait que ces services furent regroupés sous ce produit générique à compter de 2001 à la suite de la révision de la méthode de répartition des circuits. En 2000, une partie de ces coûts était incluse à d'autres produits facturés par le fournisseur de l'époque, l'autre partie étant incluse dans les frais corporatifs répartis aux unités d'Hydro-Québec²⁰⁷.

²⁰⁷ Pièce HQD-12, document 3.3.6, page 10.

Recherche et Développement

Pour le poste « Recherche et Développement » (R & D), à la suite de l'adoption en 2000 d'un processus de gestion intégrée de l'innovation technologique, Hydro-Québec a recentré ses efforts en R & D sur ses activités stratégiques. À compter de 2001, le **Distributeur** consacre 10 M \$ de plus dans des projets de R & D visant à réduire de 50 % le coût des nouvelles lignes souterraines, à accroître de 10 % la durée de vie de ses immobilisations et à améliorer l'efficacité énergétique²⁰⁸.

L'**ACEF de Québec** veut vérifier que les services rendus sont utiles, que la facture est équitablement répartie entre les divisions d'Hydro-Québec ou que les tarifs et le rendement requis sont justes et raisonnables²⁰⁹.

L'intervenante note l'affirmation d'un témoin du Distributeur selon laquelle l'organisation des services partagés a permis de réaliser des économies de 120 M \$ depuis sa mise en place. Elle questionne si ces économies réalisées ont permis des gains de productivité et un meilleur contrôle au profit des clients²¹⁰. L'ACEF de Québec note que même si ces économies de 120 M \$ se sont produites, elles ne semblent pas se répercuter chez les clients. L'intervenante suggère d'établir des règles de partage des gains de productivité, en s'assurant de bien les mesurer et de les comparer dans le temps et avec des entreprises comparables²¹¹.

FCEI/UMQ recommande que la Régie demande au Distributeur de fournir, pour chaque dossier tarifaire, une ventilation complète des dépenses d'Hydro-Québec Distribution auprès du CSP et de TransÉnergie par année tarifaire, étant donné l'ampleur des montants en cause. Ces données devront couvrir l'année historique, l'année de base et l'année témoin projetée²¹². De plus, l'intervenant recommande que la Régie demande la production de ces mêmes données pour l'ensemble des activités de ces unités.

Selon l'intervenant, les coûts de main-d'œuvre relatifs aux services partagés représentent une grande part des coûts imputés au Distributeur. FCEI/UMQ recommande que la Régie demande la présentation de l'évolution de la masse salariale du CSP comprenant les effectifs moyens, le salaire et les bénéfices marginaux moyens par principale catégorie d'emploi, sur la base de l'année tarifaire pour l'année historique, l'année de base et l'année témoin

²⁰⁸ Pièce HQD-12, document 3.3.6.

²⁰⁹ Pièce ACEF-5, page 4.

²¹⁰ Pièce ACEF-5, page 5.

²¹¹ Pièce ACEF-5, page 5.

²¹² Document d'argumentation finale, 21 mars 2003, page 31.

projetée lors de chaque dossier tarifaire. Les données devraient également être présentées sur une base historique²¹³.

UC soulève le fait que les charges de services partagés sont calculées sur la base d'ententes clients-fournisseurs entre les unités impliquées. L'intervenante relève que le contenu de ces ententes n'est pas connu. Étant donné cette situation, UC se questionne sur les clauses contenues dans ces ententes administratives, sur les durées des ententes et sur l'équité de traitement du Distributeur par rapport aux autres unités d'Hydro-Québec²¹⁴. L'intervenante se questionne également sur la clause d'exclusivité ou de monopole interne face au degré de liberté de choix du Distributeur comme demandeur de services : « *La division Distribution détient-elle vraiment ce choix de prendre, le cas échéant, elle-même en charge ces activités, ou il s'agit plutôt d'un mode de fonctionnement qui est imposé à toutes les unités de l'entreprise?* »²¹⁵.

UC note également que la Régie ne dispose pas d'un suivi régulier ni d'études de comparaison entre les taux unitaires utilisés dans la facturation interne des services partagés et les taux qui seraient utilisés en facturation externe, c'est-à-dire pour les mêmes services achetés sur le marché.

Enfin, l'intervenante souligne le fait que, selon elle, rien dans la preuve du Distributeur ne permet de s'assurer que les services partagés acquis par le Distributeur sont utiles et nécessaires à ses activités²¹⁶.

3.3.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

Les charges de services partagés représentent 397,5 M\$ pour 2002-2003. Il ressort de la preuve que le distributeur n'a que peu de pouvoir de négociation sur le prix des produits et services fournis par les fournisseurs internes. La Régie note de plus que le CSP et les autres fournisseurs internes disposent d'une clause de monopole interne.

L'établissement de la facturation interne et de la part des coûts attribués au Distributeur doit se faire, tel que mentionné à la section 1.4.3.2, selon la méthode du coût complet.

²¹³ Document d'argumentation finale, 21 mars 2003, page 31.

²¹⁴ NS, volume 11, pages 237-238.

²¹⁵ NS, volume 11, pages 238-239.

²¹⁶ NS, volume 11, page 241.

Étant donné que les coûts du Distributeur sont calculés en partageant les coûts totaux des activités en question, la Régie ne peut pas apprécier ces premiers sans disposer d'une ventilation adéquate des coûts avant partage, ainsi qu'une liste des inducteurs de coût servant à la répartition entre unités. Les données présentées devraient inclure celles nécessaires pour établir le rendement ainsi que les bases de facturation utilisées. Les données devront être détaillées suivant les formats des tableaux fournis par le Distributeur aux pièces HQD-10, document 1.1 et HQD-12, documents 3.3.5 et 3.3.6. Les données devront porter sur les années 2001, 2002, 2003 et 2004.

Le Distributeur devra également démontrer le caractère nécessaire des achats de services auprès de ces unités et s'assurer de documenter dans une entente client-fournisseur les principaux paramètres convenus et les engagements respectifs de chaque partie. Ce document devra être déposé à la Régie en Phase 2.

Bien que les témoins, notamment ceux représentant le CSP, affirment se comparer à des organismes équivalents, soit en distribution d'électricité, soit dans d'autres domaines, ils n'ont fourni en preuve ni comparaison avec leurs homologues ou d'autres secteurs, ni comparaison de la performance historique interne au-delà des trois années présentées. Ces dernières ne font, par ailleurs, état d'aucune diminution des charges.

La Régie prend note que le CSP effectue un certain balisage. Elle juge enfin qu'un plan concret de réalisation des efforts de balisage doit être établi.

En conséquence, la Régie demande pour la Phase 2 du présent dossier :

- que le distributeur fournisse, pour les produits et services fournis en Approvisionnement et services, Technologie de l'information, TransÉnergie-Télécommunications, Unités corporatives, Recherche et Développement et Ingénierie et construction, une description adéquate des produits et services, les paramètres d'établissement du coût complet pour chaque produit et service, y incluant les données sur les actifs nécessaires pour l'établissement du rendement, les bases de facturation utilisées et les différents autres paramètres d'importance convenus dans les ententes cadres entre clients et fournisseurs signées par le distributeur (les prix des services, les volumes de produits et services fournis, les changements des inducteurs utilisés);
- un plan de balisage avec un calendrier de réalisation et un rapport d'étape sur le balisage effectué à ce jour à l'égard de la compétitivité des prix des produits et services offerts par les fournisseurs internes.

3.3.4. TAXES

3.3.4.1 POSITION DES PARTIES

Les taxes s'élèvent à 106,0 M \$ en 2002-2003, et elles comprennent la taxe sur le capital, la taxe sur le revenu brut et les taxes municipales et scolaires²¹⁷.

Taxe sur le capital

La taxe sur le capital est calculée en se basant sur le capital versé d'Hydro-Québec et de ses filiales au 31 décembre de chaque année. Elle est répartie aux unités d'affaires en fonction des immobilisations totales nettes incluant les travaux en cours²¹⁸.

Selon le **Distributeur**, cette charge de taxe explique en grande partie la hausse des taxes de 17,3M \$ attribuable au Distributeur de 2000-2001 à 2002-2003.

Cette taxe s'applique sur les sources de financement externes de l'entreprise, soit la dette à long terme, les emprunts à court terme, la dette à perpétuité et les crédateurs, et les sources internes de financement, soit le capital actions de la société et les bénéfices non répartis. Le taux de taxe s'établit à 0,64 % pour les années 2000 à 2002.

L'augmentation de la dette à long terme (financement externe) et la progression du bénéfice annuel augmentent l'assiette fiscale et expliquent la progression de la taxe sur le capital²¹⁹.

Selon le Distributeur, le capital versé comprend essentiellement le capital-actions, les bénéfices non répartis (ou le déficit) et les différents passifs assujettis auxquels on soustrait les placements, prêts et avances admissibles.

Le Distributeur affirme que dans une situation déficitaire, les actifs de la Société demeurant inchangés, la taxe sur le capital serait identique puisque la Société devrait emprunter davantage pour financer ses actifs.

Ainsi, la taxe sur le capital afférente serait la même, peu importe le mode de financement (intégré ou isolé). La répartition de la taxe sur le capital sur la base de la valeur nette des

²¹⁷ Pièce HQD-5, document 11, page 3.

²¹⁸ Pièce HQD-5, document 11, page 3

²¹⁹ Pièce HQD-10, document 1, page 73.

immobilisations reflète donc exactement la charge annuelle que le Distributeur devrait assumer, peu importe sa structure juridique ou son mode de financement²²⁰.

3.3.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

Selon le Distributeur, la taxe sur le capital est fonction du financement des actifs et doit être répartie sur la base de la valeur nette des immobilisations. La Régie n'a pas en main toutes les informations pour juger de la répartition de cette taxe.

Afin de mieux comprendre la question, elle demande pour la Phase 2 du dossier, que le Distributeur lui explique comment il peut justifier la hausse de taxe sur le capital puisque sa base de tarification a diminué de 0,9 % entre 2000-2001 et 2002-2003, alors que le total des taxes, qui inclut la taxe sur le capital, a augmenté de 19,5 %.

3.3.5 FACTURATION EXTERNE

3.3.5.1 POSITION DES PARTIES

Les revenus issus de la facturation externe émise sont portés en réduction du coût du service du **Distributeur**. Ces revenus, au montant de 63,1 M \$ en 2002-2003, ne proviennent pas des ventes d'électricité et sont inscrits dans la catégorie des autres produits d'exploitation²²¹.

Les principaux regroupements de nature pour la facturation externe émise sont les suivants :

²²⁰ Pièce HQD-12, document 3.1.2, page 3.

²²¹ Pièce HQD-5, document 14, page 3.

TABLEAU 10
FACTURATION EXTERNE

	2000-2001 (M \$)	2001-2002 (M \$)	2002-2003 (M \$)
Frais d'administration des abonnés	29,3	27,8	25,8
Frais de gestion et d'ouverture de dossier	15,6	15,1	16,2
Frais de branchement	8,1	8,7	7,1
Subtilisation, espace de poteaux, autres	10,9	21,1	14,0
Total	63,9	72,7	63,1

Source : pièce HQD-5, document 14.

L'évolution des données est assez stable de 2000-2001 à 2002-2003, à l'exception du poste « Subtilisation, espace de poteaux et autres » pour lequel le Distributeur, en 2001-2002, a retiré un revenu de 9,1 M \$ à la suite de la vente de droits de commercialisation d'un logiciel utile à la gestion de centres d'exploitation en distribution²²².

3.3.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie prend note de la preuve du Distributeur selon laquelle le poste « Facturation externe » se compose seulement de revenus. En grande partie, ce sont des revenus provenant d'activités réglementées. Elle demande que pour fins de rigueur et de transparence, dorénavant, les postes « Frais d'administration des abonnés, frais de gestion et d'ouverture de dossier et frais de branchement » soient présentés en ajout des revenus et non en réduction des charges.

La Régie rappelle que certaines de ces sources de revenus seront traitées à la Phase 2 tel qu'établi à la décision D-2002-208.

²²² Pièce HQD-10, document 1, page 100.

3.4 BASE DE TARIFICATION

3.4.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** demande de reconnaître comme prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité les immobilisations mises en exploitation au cours de l'année 2002 et, lorsqu'elles seront autorisées, celles mises en exploitation à compter du 1^{er} janvier jusqu'au 31 mars 2003.

Le Distributeur demande aussi à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2002-2003 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi;

La base de tarification projetée de 2002-2003 a été calculée à partir des éléments suivants :

- les immobilisations de distribution en exploitation au 31 mars 2002, projetées à partir des données réelles au 31 décembre 2001;
- l'amortissement cumulé des immobilisations de distribution en exploitation au 31 mars 2002, projeté à partir des données réelles au 31 décembre 2001;
- le coût mensuel des mises en exploitation et, s'il y a lieu, des retraits de la période 2002-2003;
- l'amortissement de la période 2002-2003;
- le fonds de roulement réglementaire, composé de l'encaisse et de la valeur des matériaux, combustibles et fournitures;
- les frais reportés, essentiellement la charge de retraite et les coûts des mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif;
- le solde du remboursement à recevoir du gouvernement du Québec à la suite du verglas de 1998²²³.

Puisque le présent dossier tarifaire constitue une première pour le Distributeur, ce dernier présente, pour les deux années précédant l'année témoin projetée 2002-2003, des bases de tarification « théoriques »²²⁴.

²²³ Pièce HQD-6, document 1, page 3.

²²⁴ Pièce HQD-6, documents 2.1 et 2.2.

Selon le Distributeur, les composantes de la base de tarification sont conformes à la définition retenue pour la plupart des organismes de réglementation. Les immobilisations, ou actifs, représentent plus de 93 % de la base de tarification, soit 7 624 M \$²²⁵.

Immobilisations en exploitation

Les immobilisations en exploitation constituent la partie la plus importante de la base de tarification du **Distributeur** et comportent sept catégories principales, soit les équipements de mesurage, les postes de distribution, les lignes aériennes de distribution, les lignes souterraines de distribution, les actifs des réseaux autonomes, les autres actifs de réseau et les actifs de soutien²²⁶.

Le Distributeur présente la liste détaillée des immobilisations en exploitation au 31 décembre 2001 à la pièce HQD-6, document 3.1. De plus, à la pièce HQD-6, document 1.2, le Distributeur présente la liste des durées de vie utile des immobilisations par catégorie.

Le registre des immobilisations d'Hydro-Québec est constitué de codes d'unité de propriété (CUP), qui représentent des éléments distincts d'actif (exemple: les lignes aériennes de distribution contiennent différents éléments d'actifs tel que poteaux, conducteurs, transformateurs etc.), regroupés sous des CUP différents. Chaque CUP a sa propre durée de vie utile. Par exemple : les équipements de mesurage (25 ans) et les lignes de distribution (poteaux : 30 ans, conducteurs : 30 ans, sectionneurs : 25 ans). La majorité des unités de propriété des équipements de distribution se composent d'un fort volume d'éléments ayant chacun une valeur monétaire relativement faible et un taux de rotation élevé. Ces équipements ne peuvent être identifiés individuellement²²⁷.

La base de tarification de l'activité distribution présente des immobilisations sous la rubrique « Actifs de soutien ». Ces actifs font référence particulièrement aux immeubles administratifs et aux immeubles de service ainsi qu'au matériel de construction, d'exploitation et de recherche utilisés dans l'activité distribution. L'attribution initiale des actifs de soutien des unités de service aux unités d'affaires s'est faite en fonction de l'utilisation. Ces transferts se sont appuyés sur des ententes conclues entre les unités qui cédaient les actifs et celles qui les recevaient²²⁸.

²²⁵ NS, volume 3, page 37.

²²⁶ Pièce HQD-6, document 1, page 5.

²²⁷ Pièce HQD-6, document 1, page 5.

²²⁸ Pièce HQD-6, document 1, page 6.

Les contributions reçues de tiers sont inscrites en réduction du coût des travaux des projets de construction et sont amorties sur la durée de vie des catégories auxquelles elles se rapportent²²⁹. La base de tarification 2002-2003 du Distributeur présente les immobilisations en exploitation nettes des contributions de tiers. Les contributions de tiers étant accessoires, les montants ne sont pas détaillés aux fins des projections²³⁰.

Le Distributeur présente les actifs réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité en vertu de l'article 164.1 de la Loi au 20 septembre 2001. Cette liste comprend la liste des immobilisations de distribution en exploitation au 20 septembre 2001, la liste des immobilisations de distribution en cours au 20 septembre 2001, et les dépenses non amorties et autres actifs au 20 septembre 2001²³¹.

Le Distributeur présente aussi les actifs réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité en vertu de l'article 164.1 de la Loi au 31 décembre 2001. Cette liste comprend la liste des immobilisations de distribution en exploitation au 31 décembre 2001, la liste des immobilisations de distribution en cours au 31 décembre 2001, et les dépenses non amorties et autres actifs au 31 décembre 2001²³².

Le Distributeur présente la conciliation des bases de tarification au 31 décembre 2000 et 2001 avec les états financiers d'Hydro-Québec²³³.

Pour l'**ACEF de Québec**, la valeur des actifs servant à distribuer l'électricité à la charge locale est difficilement contestable étant *a priori* reconnue prudemment acquise et utile par la Loi modifiée en juin 2000. L'ACEF de Québec note toutefois un écart important entre l'évaluation de la base de tarification présentée dans le présent dossier (8,06 G \$) et l'étude de Drazen basée sur le plan stratégique 1998-2000 (6,97 G \$), ou de Merrill Lynch (8,75 G \$) basée sur le plan stratégique 2000-2004, écart qui devrait être justifié.

L'ACEF de Québec questionne aussi le caractère juste et raisonnable du partage du nombre et du coût des poteaux utilisés en commun avec les compagnies de téléphone et les compagnies de câblodistribution ainsi que de l'évaluation des actifs servant à des fins non réglementaires²³⁴.

²²⁹ Pièce HQD-10, document 8, page 20.

²³⁰ Pièce HQD-10, document 8, page 20.

²³¹ Pièce HQD-6, document 3.1.

²³² Pièce HQD-6, document 3.

²³³ Pièce HQD-6, document 4, page 3.

²³⁴ Preuve de l'ACEF de Québec, page 22.

À l'instar de son expert, le **GRAME** considère que l'estimé de la base de tarification présenté par le Distributeur semble juste²³⁵.

Additions aux immobilisations

Pour l'année 2002-2003, le **Distributeur** présente des prévisions de mises en exploitation mensuelles et de mouvements de 516 875 000 \$ incluses dans le total des immobilisations en exploitation²³⁶.

Le poste « Mouvements » réfère aux retraits d'actif comptabilisés lors de leur démantèlement ou à des transferts d'actifs à la suite de leur déplacement d'un code de localisation à un autre. De tels transferts peuvent résulter d'un démantèlement, d'une mise en disponibilité provisoire d'un actif dans une banque de réserve ou inversement d'une réaffectation d'actif en réserve à une installation²³⁷.

Dans le but de maintenir la pérennité de ses installations et d'assurer la fiabilité du réseau à court et moyen terme, il est primordial que le Distributeur procède au remplacement des immobilisations, mais dépendant de l'état des actifs, leur remplacement ne s'effectue pas systématiquement en fin de vie utile. Il peut être devancé si, par exemple, des dégradations ou des défauts ne permettraient pas d'assurer leur performance normale, ou bien retardé si, après vérification, le Distributeur juge que leur état permet d'en allonger la durée de vie²³⁸.

Le taux de prestation de travail forme une partie de ces coûts. En 1999, les coûts relatifs au service de gestion du matériel étaient inclus dans les taux de prestation de travail. La révision des composantes de coûts contributives à la prestation de travail a permis de constater que les heures de travail n'étaient pas une base pertinente pour porter la juste quote-part de ces coûts aux différents supports de coûts. Ces éléments de coûts ont donc été retirés du calcul des taux de prestation de travail en 2000, pour être comptabilisés via de nouveaux inducteurs de coûts qui traduisent mieux leur imputabilité. La gestion du matériel est un service offert par l'unité fournisseur de services partagés. Il est facturé aux unités clientes en fonction d'un historique de consommation. Par la suite, les coûts relatifs à ces services sont répartis adéquatement dans les projets ou programmes d'investissements en fonction des sorties et retours en magasin sur la base d'un taux standard de consommation.

²³⁵ Preuve du GRAME, page 22.

²³⁶ Pièce HQD-6, document 2, page 2.

²³⁷ Pièce HQD-10, document 1.2, page 4.

²³⁸ Pièce HQD-10, document 11, page 33.

L'ampleur de ces coûts par rapport aux matériaux et à la main-d'œuvre correspond à environ 9 %²³⁹.

La section des principales conventions comptables explique les composantes du coût des immobilisations et les modalités relatives au virement des immobilisations en cours aux immobilisations en exploitation²⁴⁰.

Pour l'AIEQ, la base de tarification est le résultat de l'application de principes comptables généralement reconnus et de la reconnaissance des actifs engagés dans le passé ainsi que des investissements de 485,2 M \$ récemment autorisés par la Régie pour l'exercice 2002-2003.

Cette base de tarification est demeurée stable au cours des trois années étudiées, même en dollars courants, étant donné que les amortissements des investissements passés qui viennent la réduire ont réussi à contrebalancer les nouveaux investissements requis pour assurer la croissance de la charge et la pérennité du réseau.

L'AIEQ note que les investissements autorisés par la Régie en 2002-2003, pour le renouvellement, ne représentent que 1,6 % du solde des actifs en service, et ce, même à leur valeur d'acquisition. Ceci est attribuable à l'âge relativement faible du parc existant, ce qui ne sera pas toujours le cas.

Tout nouvel investissement autorisé aura une répercussion sur le coût du service et, par conséquent, sur les tarifs pendant toute sa durée de vie, en général 30 ans.

L'AIEQ exhorte la Régie à être très vigilante dans son processus d'autorisation des investissements. Il faut, d'une part, s'assurer que les investissements de renouvellement soient suffisants pour assurer la pérennité du service et, d'autre part, que les investissements requis pour la croissance soient réellement nécessaires, compte tenu de la capacité en place du réseau de distribution²⁴¹.

Quant aux investissements reliés à l'amélioration de la qualité du service, l'AIEQ estime que le délai requis par le Distributeur pour « normaliser » la situation, soit de deux à cinq ans, est trop long. Selon l'intervenante, à l'exception peut-être des programmes de réfection majeure du réseau, la plupart des corrections, surtout celles axées sur une maîtrise de la végétation, devrait s'effectuer selon un échancier beaucoup plus court. L'AIEQ recommande donc que, pour les « points chauds », les échanciers de redressement soient réduits à des durées plus

²³⁹ Pièce HQD-10, document 1, pages 54-55.

²⁴⁰ Pièce HQD-6, document 1, page 6.

²⁴¹ Preuve de l'AIEQ, pages 17-18.

courtes que celles retenues présentement. L'AIEQ recommande également qu'un suivi de l'indice de continuité (I.C) brut de ces localités soit présenté annuellement à la Régie jusqu'au moment où l'I.C. sera ramené dans une zone acceptable²⁴².

Le **GRAME** ne voit pas d'objection à ce que la Régie reconnaisse comme prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité les immobilisations mises en exploitation au cours de l'année 2002 et, lorsqu'elles seront autorisées, celles mises en exploitation à compter du 1er janvier jusqu'au 31 mars 2003²⁴³.

Pour le **GRAME**, l'enfouissement d'une partie croissante du réseau de distribution dans des lieux considérés stratégiques n'est pas un enjeu esthétique, mais plutôt une façon d'accroître la sécurité du réseau. Le **GRAME** ne verrait aucun inconvénient à ce que les investissements à ce poste tendent à croître significativement²⁴⁴.

Dans la même veine, **S.É./AQLPA** recommande que le Distributeur augmente ses investissements dans le réseau souterrain d'un montant de 50 M \$ par année. L'intervenant recommande également une étude de l'impact du niveau de la participation du Distributeur dans le programme d'enfouissement provincial. Enfin, **S.É./AQLPA** demande à la Régie de vérifier le différentiel de coût utilisé par le Distributeur entre les réseaux aérien et souterrain²⁴⁵.

Suivi des additions

En réponse à une demande de la Régie, il est possible pour le **Distributeur** de fournir sur une base mensuelle des données réelles à l'égard des immobilisations de la base de tarification, ainsi que les mises en service, les amortissements, les investissements et les travaux en cours à la fin de chaque mois²⁴⁶. Cependant, le Distributeur peut difficilement fournir les données sur la base du découpage des actifs tel que proposé dans la base de tarification parce que la planification n'est pas inscrite dans ses systèmes de cette façon. Le Distributeur va s'attarder à corriger cette situation en 2003²⁴⁷.

²⁴² Mémoire de l'AIEQ, page 26.

²⁴³ Preuve du GRAME, page 22.

²⁴⁴ Preuve du GRAME, page 30.

²⁴⁵ Pièce S.É./AQLPA-6, document 1, pages 19-20.

²⁴⁶ NS, volume 3, page 38.

²⁴⁷ NS, volume 3, pages 38-39.

À compter de 2003, le Distributeur intégrera dans ses systèmes la planification de ses investissements selon deux axes, soit la catégorie d'investissements - maintien, croissance, amélioration, respect des exigences et aussi la fonction de l'actif, soit le mesurage, la distribution, les bâtiments, les véhicules, etc. Le Distributeur évolue pour s'adapter et répondre adéquatement aux préoccupations de la Régie²⁴⁸.

La division exerce un contrôle sur l'évolution de ses investissements afin de se situer à l'intérieur des limites autorisées.

Impact tarifaire sur cinq ans de l'ensemble des additions prévues

Selon le **Distributeur**, pour obtenir les impacts tarifaires, dans un premier temps il faut s'assurer si les investissements se sont réalisés au montant prévu ou à des montants inférieurs. Le Distributeur peut exclure les investissements à des montants supérieurs étant donné qu'il n'est pas autorisé à y procéder sans revenir à la Régie.

Dans un deuxième temps, il faut établir les revenus anticipés pour la période correspondante. Lors de chaque dossier tarifaire, il est possible de comparer l'estimation des volumes de ventes avec les volumes de ventes prévus dans le dossier d'autorisation des investissements, qui était un inducteur important des ajouts au réseau dans l'item croissance.

Donc, le Distributeur admet avoir un fardeau de preuve dans chaque dossier tarifaire. Il pourra présenter un suivi par catégorie ainsi que pour les gros projets. Il ne pourra jamais effectuer un suivi projet par projet parce qu'il existe des centaines et des centaines de projets.

Le Distributeur comprend que pour que la Régie puisse voir évoluer l'impact tarifaire pour les années à venir, un tableau qui montre globalement l'impact tarifaire de l'ensemble des projets pour cinq ans ou pour une période plus courte serait nécessaire.

Selon le Distributeur, une projection sur plusieurs années apparaît un peu plus difficile. Dans sa planification budgétaire, le Distributeur se donne un principe général, une contrainte, de ne pas investir de sorte que sa base de tarification évolue à la hausse. Donc, sauf dans des cas spécifiques, comme le projet SIC ou le plan global en efficacité énergétique, qu'on peut documenter sur une base *ad hoc*, il ne devrait pas y avoir d'impacts tarifaires à la hausse.

²⁴⁸ NS, volume 3, page 39.

La majorité des investissements se font à l'intérieur d'une période d'un an, alors les impacts tarifaires à la hausse sur cinq ans ne se produiront que lors de circonstances exceptionnelles préalablement autorisées par la Régie, et il ne sera pas possible de présenter autant d'informations que sur des projets multiannuels.

Mais sur l'ensemble des projets d'investissements qui nécessitent une demande d'autorisation par catégorie, la réponse fournira toujours un degré de détail moins élevé.

Durée de vie utile des immobilisations

La dernière révision de durée de vie des immobilisations a été réalisée en 2002²⁴⁹ et elle n'a pas entraîné d'impact majeur pour le **Distributeur**. Son impact à la baisse sur la charge d'amortissement a été de 2 554 800 \$. Les trois principales modifications qui expliquent la variation sur la charge d'amortissement ont trait aux études environnementales, dont la durée de vie est passée de 10 à 5 ans, aux combinés de mesurage, passés de 15 à 25 ans, et à certains transformateurs, passés de 15 à 25 ans²⁵⁰.

La révision se fait sur une base continue qui couvre l'ensemble des immobilisations sur cinq ans. Hydro-Québec révisé périodiquement les durées de vie de ses immobilisations. Depuis 1992, l'exercice se fait à partir d'un plan quinquennal. Ce plan établit pour chacune des années, les actifs ciblés par l'exercice de révision. Hydro-Québec demande alors à des experts techniques de se prononcer sur la durée de vie utile des immobilisations à considérer pour fins comptables. Le plus récent plan quinquennal couvre les exercices 2002-2006²⁵¹.

Le Distributeur n'entend pas déposer de façon systématique les études qu'il réalise annuellement dans le cadre de son plan quinquennal de révision des durées de vie utile de ses actifs. Toutefois, les impacts annuels occasionnés par ces révisions seront considérés dans les nouvelles projections financières qui seront déposées en Phase 2²⁵².

Dépenses non amorties et autres actifs

Selon le **Distributeur**, les dépenses non amorties et autres actifs totalisent 100 734 000 \$ en 2002-2003 et comprennent :

²⁴⁹ Pièce HQD-10, document 8, page 20.

²⁵⁰ Pièce HQD-10, document 8, page 21.

²⁵¹ Pièce HQD-10, document 1, pages 53-54.

²⁵² Pièce HQD-10, document 8, page 21.

- la charge de retraite et les avantages complémentaires de retraite qui ont été attribués au Distributeur selon la proportion des salaires de base cumulatifs du Distributeur par rapport au total des salaires de base de la division Hydro-Québec Distribution, pour respectivement 188 433 000 \$ et (147 261 000 \$);
- les mesures de réduction de l'effectif qui correspondent à des indemnités de départ versées pour faciliter la réduction et le renouvellement de l'effectif entre 1997 et 2000, sont inscrites dans la base de tarification en fonction des engagements pris à cet égard approuvés par la division Hydro-Québec Distribution, pour 15 470 000 \$;
- les actifs réglementaires, qui se composent des soldes non amortis des programmes commerciaux en cours ainsi que du plan global en efficacité énergétique²⁵³ pour 20 165 000 \$;
- le remboursement gouvernemental à recevoir à la suite du verglas de 1998, pour 9 805 000 \$.

Fonds de roulement réglementaire

Le fonds de roulement réglementaire présenté par le **Distributeur** se compose du poste « Matériaux, combustibles et fournitures » pour 104,6 M \$ et du poste « Encaisse réglementaire » pour 234,1 M \$, selon la moyenne des 13 soldes mensuels.

Hydro-Québec identifie pour chaque unité d'affaires les matériaux et fournitures en stock lui appartenant.

Le poste « Matériaux, combustibles et fournitures » est composé en grande partie des items suivants :

- transformateurs aériens et souterrains;
- poteaux;
- câbles aériens et souterrains;
- protections;
- accessoires de lignes;
- appareillage de coupure;
- accessoires souterrain/connecteurs;
- équipement de mesurage;
- vêtements;

²⁵³ Pièce HQD-6, document 5, page 2.

- instrumentation;
- signalisation²⁵⁴.

Le poste « Matériaux, combustibles et fournitures de la base de tarification 2002-2003 » est calculé en se basant sur le solde réel au 31 décembre 2001 et en appliquant une correction à la baisse afin de s'ajuster avec le bilan prévisionnel au 31 décembre 2002. Le même ajustement mensuel est apporté au premier trimestre de 2003²⁵⁵.

Selon le Distributeur, le seul point de comparaison disponible pour évaluer l'importance de ce poste est qu'il correspond à deux ou trois mois de stock puisqu'on investit environ 500 M \$ annuellement²⁵⁶.

L'encaisse réglementaire est nécessaire parce que, lorsque Hydro-Québec fournit un service à ses clients, elle n'en reçoit le paiement que plus tard. Elle doit donc investir le montant nécessaire pour financer le coût de ces services en attendant d'être payée par ses clients. Par contre, Hydro-Québec bénéficie en même temps d'un certain délai pour payer ses propres fournisseurs.

Le niveau d'encaisse réglementaire est fonction :

- des ventes;
- des charges d'exploitation et d'entretien du réseau de distribution;
- de la taxe sur le capital, de la taxe sur le revenu brut, des taxes foncières et de la juste part de la redevance annuelle à la Régie;
- de l'effet des taxes à la consommation²⁵⁷.

Pour la période de l'année témoin projetée 2002-2003, les délais d'encaissement des ventes sont basés sur l'expérience réelle de 2001 tandis que les délais de décaissement sont basés sur l'année 1999, et ce, compte tenu qu'il n'y a eu depuis aucun changement important dans les méthodes de paiement des employés et des fournisseurs²⁵⁸.

²⁵⁴ Pièce HQD-10, document 1, page 75.

²⁵⁵ Pièce HQD-10, document 1, page 75.

²⁵⁶ NS, volume 10, page 252.

²⁵⁷ Pièce HQD-6, document 6, page 4.

²⁵⁸ Pièce HQD-6, document 6, page 5.

3.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans le cadre du premier dossier tarifaire du Distributeur, la Régie doit identifier les immobilisations de distribution qui feront partie de la base de tarification initiale du Distributeur.

L'article 164.1 de la Loi se lit comme suit :

« Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 et de l'article 52.3, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité, les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur ou du Distributeur d'électricité au 16 juin 2000, ceux inscrits entre cette date et le (indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73), les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par loi ou par le gouvernement conformément à la loi au 16 juin 2000, ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre cette date et le (indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73) par le gouvernement conformément à la loi. »

Actifs en exploitation inscrits aux registres du Distributeur entre le 16 juin 2000 et les dates d'entrée en vigueur du règlement (le 20 septembre 2001 pour les projets de plus de 10 M \$ et le 31 décembre 2001 pour les projets de moins de 10 M \$)

Le Distributeur a présenté la liste des immobilisations à ces deux dates et a confirmé en audience qu'elle correspondait aux registres comptables à ces dates²⁵⁹.

La Régie accepte l'identification des immobilisations de distribution, telle que présentée par le Distributeur à ces deux dates à la pièce HQD-6, document 3 et 3.1.

Actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre le 16 juin 2000 et les dates d'entrée en vigueur du Règlement (le 20 septembre 2001 et le 31 décembre 2001)

Le Distributeur a présenté la liste des immobilisations de distribution en cours à ces deux dates et a confirmé en audience qu'elle correspondait aux registres comptables à ces dates.

²⁵⁹ NS, volume 3, page 248.

La Régie accepte l'identification des immobilisations de distribution en cours telle que présentée par le Distributeur à ces deux dates à la pièce HQD-6, document 3 et 3.1.

La Régie ne peut tenir compte du commentaire de l'ACEF de Québec s'appuyant sur l'étude de Drazen Consulting Group, puisque l'intervenante ne l'a pas déposée en preuve.

Dépenses non amorties et autres actifs

Étant donné qu'ils sont présentés selon les conventions comptables soumises et approuvées à la section précédente traitant des conventions comptables de la présente décision, la Régie approuve l'inclusion dans la base de tarification des dépenses non amorties et autres actifs.

Additions aux immobilisations

Étant donné que le Distributeur n'a pu fournir le détail des additions (présenté en quatre catégories) sur la base de la classification des immobilisations (présenté en sept catégories, différentes) de façon à ce que les données soient comparables, la Régie ne peut approuver le montant soumis à titre d'additions aux immobilisations pour l'année 2002.

Toutefois, la Régie tient à souligner que la Phase 1 du présent dossier ne mène pas directement à l'établissement de tarifs, donc que cette décision n'a aucun impact tarifaire pour 2002-2003. Par ailleurs, le Distributeur s'est engagé à fournir les informations qui permettront de valider les additions aux immobilisations dans le dossier soumis en Phase 2. La Régie se penchera alors sur la question.

La Régie n'est pas convaincue que l'addition, de façon systématique, de 50 M \$ par année au budget d'investissement du Distributeur pour l'enfouissement de son réseau, comme le souhaite S.É./AQLPA, est appropriée. Selon la preuve au dossier, le Distributeur fait état d'un manque à gagner. De plus, la réponse des différents partenaires aux programmes d'enfouissement en vigueur ne lui permet pas de réaliser les investissements déjà planifiés pour le réseau souterrain.

Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de présenter l'information suivante lors de la Phase 2 du dossier :

- explication et détail du poste « Mouvements »;
- explication et détail du taux de prestation de travail et de ses composantes;

- explication et illustration du concept de banque de réserve ainsi que son lien avec le poste « Matériaux, combustibles et fournitures ».

Suivi des additions

La Régie prend note de l'affirmation du Distributeur selon laquelle il exerce un contrôle sur l'évolution de ses investissements afin de se situer à l'intérieur des limites autorisées.

Toutefois, la Régie a besoin de la comparaison entre les investissements autorisés selon les dossiers présentés en vertu de l'article 73 et les investissements réalisés afin de justifier leur inclusion dans la base de tarification. Il est important que la Régie ait en main l'explication des différences entre les sommes autorisées et les sommes réellement dépensées, que cette différence soit à la hausse ou à la baisse. En effet, une augmentation des investissements, par exemple, pour la croissance de la demande, par rapport au montant autorisé pourrait être compensée par une diminution des investissements dans une autre catégorie, par exemple, l'amélioration de la qualité.

Dans ce dernier cas, l'AIEQ souligne que l'utilisation de l'indice brut de continuité fournirait une meilleure indication de l'effort à consentir pour améliorer la qualité du service que l'utilisation de l'indice redressé, le choix du Distributeur. Dans une récente décision, soit la décision D-2003-77, la Régie demande au Distributeur de fournir des indicateurs d'efficacité et de les motiver. La Régie estime donc que le choix de l'indicateur le plus approprié pour juger de la hauteur des investissements en amélioration de la qualité pourra être correctement discuté lors du dépôt de la prochaine requête du Distributeur en vertu de l'article 73.

Il est à noter que les investissements réalisés en 2002, bien que préalablement autorisés par la Régie, ne seront inclus dans la base de tarification que dans la Phase 2 du présent dossier. Le Distributeur devra aussi être en mesure de concilier les projets d'investissements autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi avec les additions à la base de tarification.

La Régie prend acte aussi de la modification des systèmes du Distributeur de sorte que le suivi des additions fera partie intégrante du dossier soumis en Phase 2. La Régie demande donc au Distributeur de fournir en Phase 2 l'information nécessaire pour permettre à la Régie de se prononcer sur la raisonnable des sommes présentées à titre d'additions aux immobilisations à ce moment-là.

Impact tarifaire sur cinq ans de l'ensemble des additions prévues

La Régie juge important de pouvoir anticiper l'impact tarifaire des additions aux immobilisations. Le présent dossier n'inclut pas d'information sur l'impact tarifaire prévu, pour les cinq prochaines années, du total des additions aux immobilisations présenté dans chacun des dossiers soumis selon l'article 73, que ce soit pour des investissements courants de moins de 10 M \$ ou des projets de plus de 10 M \$.

La Régie reconnaît que la projection demandée repose sur des hypothèses et qu'elle fournira un degré de détail moins élevé. Bien que les investissements soient examinés dans d'autres dossiers de la Régie, aucun de ces dossiers ne fournit une image globale des impacts tarifaires. De plus, certains projets pourraient avoir des impacts perceptibles seulement sur un horizon de plusieurs années.

La Régie demande au Distributeur de présenter, en Phase 2, les informations suivantes : impact tarifaire prévu, sur cinq ans, des budgets d'immobilisations et projets soumis à la Régie ainsi que des budgets et projets envisagés et non encore soumis. Cette analyse devra inclure les principales hypothèses utilisées pour la préparer. Cette information devra être présentée à chaque année.

Durée de vie utile des immobilisations.

Pour tout changement de durée de vie utile des immobilisations qui peut avoir un impact tarifaire, la Régie s'attend à ce qu'avant de modifier les tarifs, le Distributeur justifie le changement proposé et présente en tarifaire les résultats avec et sans la modification.

Fonds de roulement réglementaire

La Régie approuve l'inclusion du poste « Matériaux, combustibles et Fourniture » et de l'encaisse réglementaire dans la base de tarification.

L'encaisse réglementaire est appuyée par une étude *lead-lag*. La Régie note que cette encaisse est basée sur une prémisse de base : le Distributeur traite les transferts de revenus et charges entre les divisions comme si des déboursés avaient lieu alors que ce n'est pas le cas en réalité. Il s'agit donc d'une encaisse théorique.

Toutefois, la Régie note que le poste « Matériaux, combustibles et Fourniture » représente plus de 100 M \$ et que la preuve soumise n'inclut aucun détail. La Régie considère que la justification présentée pour un poste de cette importance est insuffisante et a besoin d'être

présentée de façon plus détaillée et plus approfondie. Elle demande au Distributeur de présenter une preuve à cet effet dans le dossier soumis à l'appui de la Phase 2 du présent dossier.

Modification de l'année témoin

Étant donné la modification de l'année témoin énoncée plus tôt dans cette décision, la Régie présente à l'annexe 3, à titre informatif, la base de tarification du Distributeur pour l'année 2001 (de janvier à décembre 2001) calculée selon la moyenne des 13 soldes à partir de l'information soumise au dossier.

La Régie demande au Distributeur de confirmer l'exactitude des données présentées en annexe à la colonne « Moyenne des 13 soldes ».

La Régie présente aussi, à l'annexe 3, les données réelles au 31 décembre 2001.

ANNEXE 3

*Base de tarification 2001**(en milliers de \$)*

	<i>31 déc. 2001</i>	<i>2001 financier</i>
	<i>(réel)</i>	<i>(moyenne des 13 soldes)</i>
Immobilisations en exploitation		
Équipements de mesurage	273 097	274 039
Postes de distribution	16 930	19 857
Lignes aériennes de distribution	4 305 205	4 305 206
Lignes souterraines de distribution	1 820 751	1 795 128
Réseaux autonomes	531 095	544 835
Autres actifs de réseaux	12 356	12 350
Actifs de soutien	655 130	655 334
Total	7 614 564	7 606 749
Dépenses non amorties et autres actifs		
Charge de retraite	207 482	189 953
Avantages complémentaires de retraite	(111 954)	(108 893)
Mesures de réduction de l'effectif	17 034	26 324
Actifs réglementaires	22 302	19 377
Remboursement gouvernemental	63 735	119 616
Total	198 599	246 377
Fonds de roulement		
Encaisse	230 192	229 281
Matériaux, combustibles et fournitures	105 512	105 765
Total	335 704	335 046
BASE DE TARIFICATION	8 148 867	8 188 172

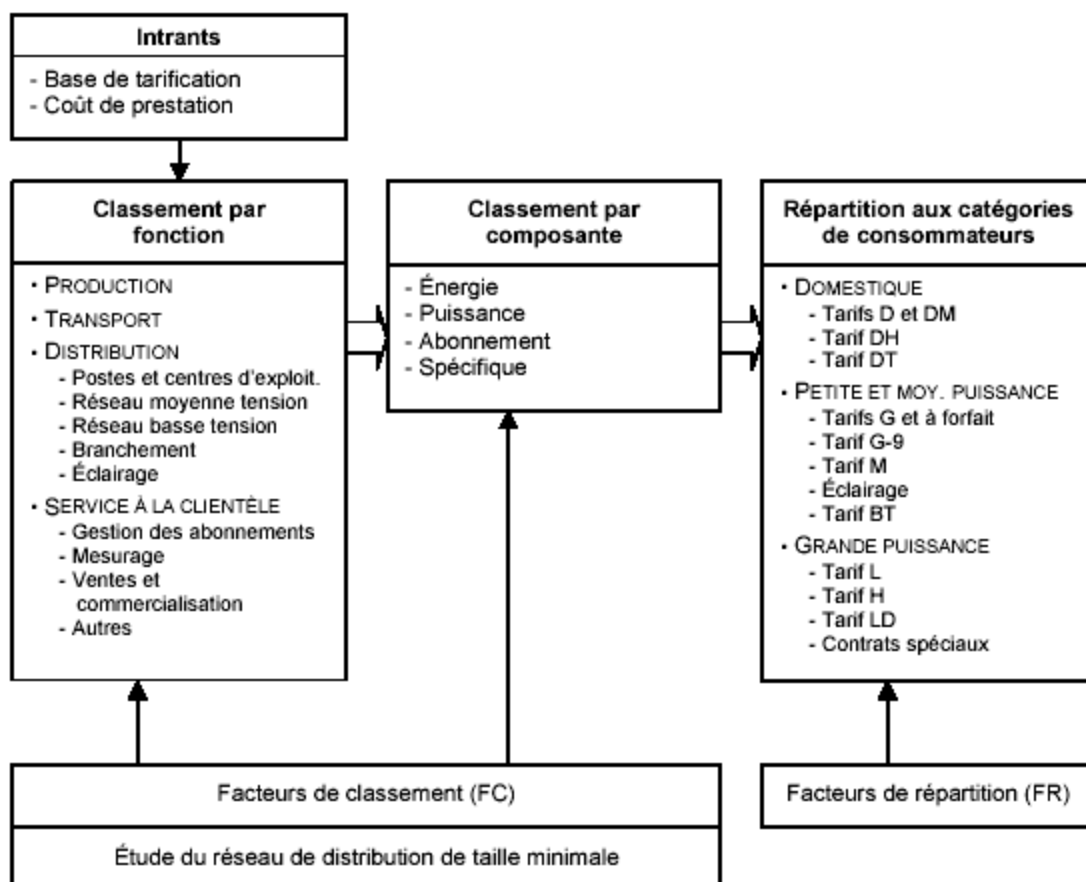
4. THÈME 4 – ALLOCATION DES COÛTS ET INTERFINANCEMENT

4.1 MÉTHODOLOGIE GÉNÉRALE D'ALLOCATION DES COÛTS

4.1.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** propose un processus méthodologique comportant trois grandes étapes : le classement par fonction, le classement par composante et la répartition par catégorie de consommateurs.

Le Distributeur fournit le schéma ci-dessous résumant la vue d'ensemble de la méthodologie d'allocation des coûts proposée.



Le Distributeur considère les grandes fonctions suivantes: « Production », « Transport », « Distribution » et « Service à la clientèle ». Les fonctions « Production » et « Transport » représentent à elles seules environ 75 % du coût du service du Distributeur.

Le classement par composante est associé aux facteurs inducteurs du coût du service électrique. La base de tarification et le coût de prestation par fonction sont classés selon les composantes du service fourni, soit les composantes « Puissance », « Énergie », « Abonnement » et « Spécifique ».

La répartition par catégorie de consommateurs consiste à imputer aux différentes catégories de consommateurs la base de tarification et le coût de prestation préalablement classés selon les fonctions et les composantes techniques. Le Distributeur considère, à cet effet, trois familles de catégories de consommateurs, soit : « Domestique », « Petite et moyenne puissance » et « Grande puissance ». Ces familles regroupent les clients qui font une utilisation semblable des installations et qui ont des caractéristiques de consommation similaires. Les catégories tarifaires retenues pour la répartition du coût du service sont celles pour lesquelles une consommation est prévue au cours de l'année témoin projetée 2002-2003²⁶⁰.

Pour chaque catégorie de consommateurs, cette répartition tient compte de l'utilisation qu'elle fait des équipements du réseau, des services qu'elle reçoit et de ses caractéristiques de consommation. L'imputation des coûts repose sur l'utilisation de facteurs de répartition (FR)²⁶¹.

En ce qui concerne l'allocation des coûts des réseaux autonomes, le Distributeur mentionne que ces coûts sont sous sa responsabilité et qu'ils sont inclus dans son coût de Distribution et Service à la clientèle. Pour tenir compte de la particularité de ces réseaux, le Distributeur identifie séparément leurs coûts. Ces derniers comprennent, outre les coûts de Distribution et du Service à la clientèle qui leur sont associés, les coûts de Production et de Transport correspondant. De manière générale, pour des considérations de simplicité, les règles de répartition des coûts des réseaux autonomes sont les mêmes que celles du réseau relié. La seule exception concerne le Service à la clientèle où dans ce cas, la répartition par catégorie de consommateurs n'est pas détaillée au niveau des sous-fonctions.

En ce qui a trait aux tarifs de gestion de la consommation, le Distributeur précise que la répartition de leurs coûts doit être basée sur un ajustement des profils de consommation

²⁶⁰ Pièce HQD-9, document 1, pages 11 et 12.

²⁶¹ Pièce HQD-9, document 1, page 20.

prenant en compte l'aspect interruptible de leurs demandes. Pour le cas particulier du tarif BT, le Distributeur mentionne que la répartition des coûts a été effectuée comme pour les autres tarifs, étant donné son profil actuel caractérisé par une absence d'interruption²⁶².

Du point de vue du Distributeur, le processus méthodologique qu'il propose correspond à celui généralement utilisé par les entreprises d'électricité nord-américaines pour répartir les coûts par catégorie de consommateurs. Ce processus est adapté pour tenir compte des particularités propres du Distributeur.

La requérante indique que sa proposition est cohérente avec les changements survenus au cours des dernières années. Le Distributeur réfère notamment au nouveau contexte énergétique et réglementaire²⁶³.

Selon le Distributeur, l'allocation des coûts devrait respecter les liens de causalité entre les consommateurs et les coûts encourus pour les desservir. Le Distributeur considère également que la méthode de répartition du coût du service doit viser la simplicité et le niveau de précision souhaité doit être pondéré en fonction des montants en cause.

Enfin, le Distributeur soumet qu'il doit pouvoir faire progresser la méthode de répartition des coûts du service au fur et à mesure des événements au cours des prochaines années, et s'assurer qu'elle soit adaptée aux décisions prises par la Régie²⁶⁴.

Pour l'**ACEF de Québec**, deux conditions sont à identifier dans la causalité des coûts : le lien qualitatif et le lien quantitatif. Selon l'intervenante, le lien est non linéaire s'il y a des coûts fixes et des économies d'échelle et de portée.

OC considère que la proposition du Distributeur respecte en général les pratiques de l'industrie. L'intervenante est cependant d'avis que des changements sont requis afin de mieux refléter la causalité des coûts. En se basant sur l'avis de son expert, il souligne que les impacts des méthodes proposées vont toujours dans le même sens, soit allouer plus de coûts au tarif D²⁶⁵. Cette préoccupation est partagée par **UC**²⁶⁶.

²⁶² NS, volume 7, page 62.

²⁶³ Pièce HQD-9, document 1, page 5.

²⁶⁴ Pièce HQD-10, document 11, page 57.

²⁶⁵ NS, volume 15, page 198.

²⁶⁶ NS, volume 17, pages 146 à 147.

Selon OC, l'allocation des coûts doit d'abord être basée sur les liens de causalité dans la mesure du possible. Elle devrait également inclure des considérations d'équité, d'efficacité, de stabilité à travers le temps, de transparence, de logique et de considération pratique d'application.

En ce qui concerne les réseaux autonomes, OC considère qu'il n'y a pas de raison, pour la fonction « Production », d'adopter la même méthodologie que pour les réseaux reliés²⁶⁷.

S.É./AQLPA propose pour la catégorie domestique aux tarifs D et DM une allocation des coûts distincte entre la charge de chauffage électrique et la charge de base. Selon l'intervenant, une telle allocation des coûts constitue un outil afin de permettre à la Régie de faire les choix appropriés en Phase 2²⁶⁸.

Le **Distributeur** soumet qu'il ne fait pas de distinction entre le chauffage et les autres usages. Selon le Distributeur, cela complexifie la méthode de répartition alors que la préoccupation peut être traitée à la marge au niveau de la conception tarifaire²⁶⁹.

UC insiste sur la compréhension du principe de causalité des coûts et réfère à cet effet à la NARUC et à l'APPA, deux associations nord-américaines reconnues dans l'industrie. Selon l'intervenante, les explications de la causalité des coûts de ces deux associations sont fournies soit, dans le cas de la NARUC, par les facteurs à l'origine des décisions d'investissement, soit, dans le cas de l'APPA, par les causes de la construction d'équipements. Pour l'intervenante, les explications de la causalité des coûts de ces deux associations de réputation ont un point en commun : des causes concrètes.

4.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie présente, en annexe, un schéma récapitulatif de la méthodologie d'ensemble proposée par le Distributeur et établi sur la base des éléments de preuve du Distributeur. Ce schéma identifie les différents sujets abordés dans la présente décision auxquels la Régie réfèrera dans les sous-sections du thème relatif à l'allocation des coûts.

La Régie constate que la méthodologie générale proposée par le Distributeur répond, dans son ensemble, aux règles de l'art de l'industrie qui prévoit trois étapes : le classement des coûts par fonction, le classement par composantes et la répartition entre les catégories de consommateurs.

²⁶⁷ Preuve de M. William Harper, page 26.

²⁶⁸ Pièce S.É./AQLPA-4, document 1, pages 3-4.

²⁶⁹ Pièce HQD-12, document 4.1, page 13.

Les fonctions proposées par le Distributeur, à savoir la fonction « Production », la fonction « Transport », la fonction « Distribution » et la fonction « Service à la clientèle », correspondent également à la pratique usuelle de l'industrie. La Régie accepte en conséquence les grandes fonctions telles que définies par le Distributeur.

La Régie estime qu'un arbitrage judiciaire doit être fait entre le niveau d'analyse de la causalité des coûts qui peut, à l'extrême, susciter des difficultés de calcul et la simplicité des méthodes qui, sans autre considération, pourrait engendrer un biais méthodologique important. La méthodologie d'allocation des coûts doit refléter un niveau de précision suffisant, tout en tenant compte de la disponibilité des données. À cet effet, la Régie privilégie une allocation directe des coûts chaque fois que les données le permettent et que l'exercice n'exige pas d'efforts démesurés.

La Régie se soucie de la transparence des méthodes qui, selon elle, permet de bien comprendre le lien de causalité des coûts. En ce sens, la Régie demande au Distributeur d'affiner ou, le cas échéant, de modifier certaines des méthodes proposées dès que les données de base deviennent disponibles.

La méthodologie d'allocation des coûts doit permettre une comparaison aisée des coûts et de leur répartition entre les différentes catégories tarifaires dans le temps. En ce sens, la pérennité des méthodes constitue un objectif dans l'exercice d'allocation des coûts.

La Régie est d'avis que pour une première cause, elle ne peut traiter, sans excéder les délais réglementaires impartis au traitement du dossier, l'ensemble des questions soulevées. La méthodologie d'allocation des coûts est appelée à évoluer au fil du temps et de l'expérience. Aussi, la présente décision se concentrera sur les méthodes d'allocation des coûts ayant suscité le plus de débats par les parties. Dans cet ordre d'idées, la Régie ne traitera pas de la répartition des coûts associés aux réseaux autonomes, pour le présent dossier.

Par ailleurs, à l'égard de la proposition de S.É./AQLPA relative à une allocation des coûts distincte pour la charge de chauffage domestique, la Régie juge que la preuve de l'intervenant s'appuie essentiellement sur la méthodologie d'allocation des coûts proposée par le Distributeur, affinée dans une optique d'allocation des coûts par usage (annexe 4, item 15). Bien que la Régie considère pertinente la preuve de l'intervenant, elle prend acte de l'affirmation du Distributeur selon laquelle la distinction entre le chauffage et les autres usages fait partie des considérations à traiter lors de la conception tarifaire en Phase 2²⁷⁰. La

²⁷⁰ Argumentation du Distributeur, page 21.

Régie s'attend à ce que, pour chaque catégorie tarifaire, le Distributeur puisse établir le lien entre la structure des coûts alloués et la structure des tarifs correspondante.

La Régie ne traite pas ici des tarifs de gestion de la consommation et de secours. Bien qu'elle ait reçu quelques éléments de preuve à cet égard, celle-ci n'est pas complète. La Régie considère qu'il est prématuré d'en traiter dans la présente. Elle examinera ce volet plutôt dans son ensemble en Phase 2, en tenant compte des modalités de ces tarifs et des caractéristiques de consommation pertinentes.

4.2 RÉPARTITION DES COÛTS DE FOURNITURE

4.2.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** mentionne que la fonction « Production » regroupe les approvisionnements en électricité qu'il doit acquérir pour satisfaire les besoins des marchés québécois. Le coût de production comprend le coût d'approvisionnement associé au volume d'électricité patrimoniale et à l'alimentation des clients des tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours. La puissance interruptible, s'il y a lieu, vient au crédit. Le Distributeur ajoute qu'éventuellement, il faudra également considérer le coût d'achat des contrats d'approvisionnement conclus par le Distributeur²⁷¹.

En matière de répartition du coût de fourniture, le Distributeur affirme que la méthode appliquée est déjà prévue dans la Loi²⁷².

Pour ce qui est du classement par composante, le coût de production est rattaché aux composantes « Énergie » et « Puissance » afin de refléter la nature des services découlant de l'approvisionnement en électricité, soit, d'une part, de fournir de l'énergie et, d'autre part, de fournir de la puissance et d'assurer la fiabilité²⁷³. La fonction « Production » est classée à la rubrique « spécifique », compte tenu que la Loi prévoit un coût de fourniture pour chaque catégorie de consommateurs²⁷⁴.

Le Distributeur indique toutefois que la formule ayant servi à établir le coût de fourniture par catégorie de consommateurs permet la distinction de la portion énergie à partir du facteur d'utilisation du Distributeur, le reste étant applicable à la puissance. Conformément à la

²⁷¹ Pièce HQD-9, document 1, pages 7 et 11; pièce HQD-10, document 1, page 23.

²⁷² Pièce HQD-9, document 1, page 5.

²⁷³ Pièce HQD-9, document 1, page 10.

²⁷⁴ Pièce HQD-9, document 1, page 18.

décision D-2002-221 relative au dossier R-3477-2001, les parts allouées pour l'énergie et la puissance dans le coût moyen de fourniture de 2,79 ¢/kWh pour l'électricité patrimoniale sont respectivement de 67,3 % et de 33,7 %²⁷⁵.

Concernant l'électricité patrimoniale, les ventes réelles en GWh excluent celles associées aux réseaux autonomes qui sont sous la responsabilité du Distributeur.

Le coût de fourniture est obtenu par l'addition des produits des ventes prévisionnelles de chaque catégorie de consommateurs par le coût unitaire réparti à chaque catégorie de consommateurs²⁷⁶.

Pour ce qui est de l'alimentation des volumes non patrimoniaux, le Distributeur mentionne qu'en vertu de la Loi, il doit acheter sur les marchés l'électricité nécessaire²⁷⁷. Il précise que le partage en puissance et énergie n'est pas fixé *a priori* mais découle plutôt des conditions et des prix du marché²⁷⁸. Le Distributeur n'a pas le détail des calculs pour la répartition entre la puissance et l'énergie puisqu'il n'y a actuellement aucun tarif non patrimonial basé sur le prix de marché²⁷⁹. Le Distributeur achète toute son électricité du Producteur et ne dispose d'aucune information sur le coût et la quantité fournie²⁸⁰.

Pour l'ACEF de Québec, il faudrait différencier le coût du réseau de production pour fournir la puissance de base en saison d'été et évaluer le coût différentiel pour fournir la pointe d'hiver. Le coût correspondant à la puissance de base devrait être réparti sur la base de l'énergie. Le coût incrémental devrait être alloué sur la base de l'énergie et de la puissance de pointe.

Pour l'intervenante, les économies d'échelle et les coûts incrémentaux effectifs, soit le coût des réserves énergétiques et la complémentarité entre la demande de chauffe et les exportations, devraient être pris en compte. Selon l'ACEF de Québec, la possibilité d'exporter l'énergie est due en bonne part à l'existence d'un excès de capacité en période hors pointe.

²⁷⁵ Pièce HQD-10, document 2, page 35.

²⁷⁶ Pièce HQD-9, document 1, page 22.

²⁷⁷ Pièce HQD-10, document 2, page 27.

²⁷⁸ Pièce HQD-9, document 1, page 18.

²⁷⁹ Pièce HQD-10, document 1, page 115.

²⁸⁰ Pièce HQD-10, document 2, page 27.

UC fait une différenciation entre l'électricité patrimoniale et les contrats d'approvisionnement additionnels. L'intervenante justifie sa proposition par l'importance des volumes d'énergie prévus pour les approvisionnements additionnels qui devraient intervenir dès 2006 et aller en augmentant. L'intervenante invoque également le coût unitaire moyen probablement plus élevé de ces contrats ainsi que les facteurs d'utilisation des approvisionnements additionnels plus élevés que ceux pour l'électricité patrimoniale²⁸¹.

UC soutient que cette différenciation est conforme à l'esprit de la décision D-2002-95 de la Régie de distinguer certains coûts par fonction et à la pratique habituelle de l'industrie électrique²⁸².

Selon l'intervenante, la proposition du Distributeur aurait pour effet de transférer une partie des coûts causés par des besoins en énergie à la portion des coûts causés par des besoins en puissance²⁸³.

Le Distributeur réplique que cette approche contrevient à l'article 52.2 de la Loi qui stipule que la répartition des coûts de fourniture s'effectue pour le total des approvisionnements incluant l'électricité patrimoniale et les nouveaux contrats d'approvisionnement²⁸⁴.

4.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie estime que la répartition du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale entre les catégories de consommateurs selon les facteurs d'utilisation et les taux de pertes de ces catégories est conforme à la Loi et à sa décision D-2002-221.

Pour ce qui est des tarifs de gestion de la consommation, la Régie considère qu'elle n'a pas reçu toute la preuve sur ce sujet. Elle attend la Phase 2 pour se prononcer.

La Régie note également que, selon le Distributeur, la répartition des coûts doit être basée sur les ajustements des profils de consommation tenant compte des interruptions²⁸⁵.

Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de fournir, lors de la Phase 2 du présent dossier, les données disponibles relatives aux profils de consommation des catégories de

²⁸¹ Rapport d'expertise de M. Co Pham, page 15.

²⁸² Rapport d'expertise de M. Co Pham, page 18.

²⁸³ Rapport d'expertise de M. Co Pham, page 15.

²⁸⁴ NS, volume 18, page 46.

²⁸⁵ NS, volume 7, page 63.

clients associées à chacun des tarifs de gestion de la consommation. Le Distributeur devra préciser dans chacun de ces cas la puissance ou l'énergie pouvant être interrompue, ainsi que les périodes d'interruption.

La Régie constate qu'aucun nouvel approvisionnement excédant l'électricité patrimoniale n'est prévu pour l'année témoin projetée 2004. En conséquence, elle estime que le débat sur cette question n'a pas lieu d'être abordé dans le présent dossier.

En conséquence, la Régie accepte la méthodologie d'allocation des coûts de fourniture proposée pour l'électricité patrimoniale par le Distributeur.

4.3 RÉPARTITION DES COÛTS DE TRANSPORT

4.3.1 POSITION DES PARTIES

Pour les coûts de transport, le **Distributeur** propose d'appliquer la même méthode d'allocation des coûts que celle retenue par la Régie pour déterminer les tarifs du Transporteur d'électricité²⁸⁶. Le Distributeur justifie sa position par le fait qu'il ne dispose pas d'un réseau de transport mais acquiert plutôt un service de transport auprès de la division TransÉnergie d'Hydro-Québec. Son coût correspond à celui facturé à la charge locale, tel qu'établi à la décision D-2002-95 de la Régie²⁸⁷.

Ainsi, le coût du service de transport est associé à la composante « Puissance ». Selon le Distributeur, le réseau de transport est conçu pour répondre à l'appel maximal de puissance annuelle²⁸⁸. D'autre part, le coût facturé au Distributeur est établi sur la prévision de la pointe maximale de sa charge locale²⁸⁹.

Les coûts de transport sont répartis entre les catégories de consommateurs selon la pointe coïncidente ou 1-PC (annexe 4, item 1). Selon le Distributeur, utiliser la même composante qui a servi à établir la part des coûts du Transporteur assumée par le Distributeur est conforme au principe de causalité des coûts²⁹⁰. Le Distributeur n'envisage pas de

²⁸⁶ Pièce HQD-9, document 1, page 5.

²⁸⁷ Pièce HQD-9, document 1, page 8.

²⁸⁸ Pièce HQD-9, document 1, page 10.

²⁸⁹ Pièce HQD-9, document 1, page 18.

²⁹⁰ Pièce HQD-10, document 11, page 67.

changement dans la répartition des coûts de transport aux catégories de consommateurs dans le présent dossier²⁹¹.

L'ACEF de Québec et UC s'opposent à la reconduction de la méthode d'allocation des coûts du Transporteur temporairement acceptée par la Régie dans sa décision D-2002-95.

L'ACEF de Québec mentionne que la Régie ne s'est pas prononcée sur l'allocation des coûts de transport entre les catégories de clientèles de la charge locale²⁹². L'intervenante recommande d'attendre le dépôt de l'étude d'allocation des coûts du Transporteur avant de trancher définitivement sur la question de l'allocation des coûts de transport²⁹³.

Selon UC, la décision D-2002-95 ne règle pas le problème de répartition des coûts entre les catégories de consommateurs du Distributeur. L'acceptation nuancée de la méthode d'allocation des coûts du Transporteur s'inscrit dans un contexte de transport de gros et ne constitue pas une condition suffisante en soi pour justifier l'utilisation de la même méthode pour répartir le coût de transport aux différentes catégories de consommateurs locaux du Distributeur²⁹⁴.

De plus, UC affirme que le Distributeur ne donne aucun élément technique et économique concret pour justifier le reflet de la causalité des coûts. L'explication de cette dernière par la simple facture payée par le Distributeur au Transporteur est inhabituelle dans la pratique de l'industrie²⁹⁵. Allouer le coût des lignes de transport à très haute tension en fonction uniquement de la puissance de pointe annuelle revient à ignorer l'utilité de ces lignes sur une base régulière et continue. Une partie importante des coûts qui ont été causés par les besoins en énergie est transférée aux consommateurs ayant des proportions relativement élevées de demande de puissance de pointe.

Selon l'intervenante, la méthode du 1-PC est inappropriée quand deux ou plusieurs catégories de consommateurs ont des profils mensuels de consommation fort différents, comme c'est le cas de la clientèle du Distributeur. Le chauffage électrique n'est pas la seule caractéristique de consommation ni la cause unique des coûts de transport d'Hydro-Québec. De plus, la méthode du 1-PC est peu utilisée dans l'industrie électrique.

UC propose deux méthodes alternatives : la méthode basée sur les douze pointes mensuelles coïncidentes (12-PC), ou celle basée sur le facteur d'utilisation. Du point de vue de

²⁹¹ Pièce HQD-10, document 11, page 57.

²⁹² Preuve de l'ACEF de Québec, page 34.

²⁹³ Preuve de l'ACEF de Québec, page 35.

²⁹⁴ Plaidoirie d'UC, page 42; preuve de M. Co Pham, page 22.

²⁹⁵ Preuve de M. Co Pham, page 27.

l'intervenante, les méthodes qu'elle propose permettent une répartition plus juste du coût de transport aux différentes catégories de consommateurs, tout en respectant le principe standard de causalité des coûts²⁹⁶. Pour UC, l'équité doit être un critère de première importance, bien avant la cohérence avec une « *méthode qui n'est susceptible d'être que temporaire et qui de surcroît est tout à fait inappropriée* »²⁹⁷.

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie estime que la méthodologie d'allocation des coûts du Transporteur ne lie pas la Régie quant au choix à adopter en matière de méthode d'allocation des coûts de transport du Distributeur.

Elle considère toutefois que l'allocation de ces coûts par le Distributeur nécessite une étude détaillée du réseau de transport qui prend en compte les caractéristiques techniques de ce réseau.

La Régie rappelle que cette étude doit être fournie par le Transporteur lors du dépôt de son étude d'allocation des coûts, tel qu'ordonné par la Régie dans sa décision D-2002-95.

La Régie se prononcera en profondeur sur la méthodologie d'allocation des coûts de transport à adopter pour le Distributeur, à la suite de l'examen de l'étude d'allocation des coûts du Transporteur.

Dans l'attente d'une décision sur l'allocation des coûts du Transporteur, la Régie accepte la proposition du Distributeur de répartir les coûts du transport en totalité à la puissance et selon la méthode basée sur la pointe coïncidente (1-PC).

²⁹⁶ Preuve de M. Co Pham, page 28.

²⁹⁷ Preuve de M. Co Pham, pages 20 à 37.

4.4 RÉPARTITION DES COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SERVICE À LA CLIENTÈLE

4.4.1 CLASSEMENT PAR FONCTION

4.4.1.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** mentionne que dans le but d'attribuer de façon plus précise les coûts aux différentes catégories de consommateurs dont la répartition des coûts fait l'objet de critères différents, les fonctions « Distribution » et « Service à la clientèle » ont été éclatées en sous-fonctions (annexe 4, classement par fonction et par sous-fonction).

Les sous-fonctions du Réseau de distribution sont :

- postes et centres d'exploitation;
- réseau de distribution en moyenne tension;
- réseau de distribution en basse tension;
- branchements pour raccorder les consommateurs²⁹⁸.

Les sous-fonctions du Service à la clientèle sont :

- gestion des abonnements : activités reliées à l'accueil téléphonique, la facturation et l'encaissement, la relève de compteurs, le recouvrement, la subtilisation d'énergie, les plaintes et réclamations, et les relations avec le milieu;
- mesurage : activités associées à l'installation, à l'entretien et au remplacement des compteurs;
- ventes et commercialisation : activités de commercialisation telles que le rôle conseil face à l'utilisation et au choix de la source d'énergie, la conception et la mise en marché des programmes commerciaux et le service après ventes;
- autres : coût des activités corporatives du Distributeur en soutien aux activités opérationnelles et revenus perçus pour la fourniture de services autres que la vente d'électricité, tels que les frais relatifs à l'ouverture et à la gestion de dossier et les frais d'administration applicables aux factures d'électricité²⁹⁹.

Pour répartir ses coûts entre les différentes sous-fonctions, le Distributeur a retenu certaines prémisses dans la séparation de la base de tarification et du coût de prestation :

²⁹⁸ Pièce HQD-9, document 1, page 8.

²⁹⁹ Pièce HQD-9, document 1, page 9.

- de façon générale, la base de tarification et le coût de prestation sont classés directement dans les fonctions « Distribution » et « Service à clientèle »;
- la répartition aux sous-fonctions « Distribution » se fait, en général, à partir de la valeur nette des immobilisations;
- le classement par sous-fonction « Service à la clientèle » est réalisé avec l'aide de différents facteurs de classement (FC).

Pour l'exercice 2002-2003, le Distributeur évalue à 95 % la part des équipements basse et moyenne tension dans le coût du réseau de distribution. Les branchements y comptent pour 4 % alors que les postes et centres d'exploitation interviennent pour 1 %, les coûts de l'éclairage public et sentinelles étant presque nuls³⁰⁰.

Le Distributeur mentionne que la comptabilisation distincte des coûts des réseaux moyenne tension, basse tension et branchements est un exercice difficile à réaliser³⁰¹. En conséquence, il propose que la répartition des lignes aériennes et souterraines entre la moyenne tension, la basse tension et les branchements provienne de l'étude du réseau de taille minimale présentée (annexe 4, items 2, 3 et 4). Suivant les résultats de cette étude, la valeur nette des équipements des lignes aériennes de distribution, déduction faite des branchements, est répartie entre la moyenne et la basse tension dans des proportions respectives de 62,3 % et de 37,7 %. Ces proportions sont respectivement de 70,5 % et de 29,5 % pour le réseau souterrain.

La preuve d'OC concernant la répartition des coûts par fonction fait état de trois préoccupations essentielles : d'une part, la répartition entre le réseau moyenne tension, le réseau basse tension et les branchements (annexe 4, items 2, 3 et 4); d'autre part, la ventilation des coûts de la Gestion des abonnements (annexe 4, item 5), et enfin, la répartition entre les fonctions des rubriques de la base de tarification et du coût de prestation du Distributeur (annexe 4, Classement par sous-fonction).

Concernant sa première préoccupation, OC estime que la répartition des coûts entre la basse tension, la moyenne tension et les branchements (annexe 4, item 2, 3 et 4) devrait s'appuyer sur un examen par le Distributeur des données comptables plutôt que d'être établie en fonction des résultats obtenus par l'application du réseau de taille minimale. Cette façon de faire du Distributeur a pour effet de sous-estimer la valeur des branchements par rapport au coût du réseau basse et moyenne tension. De son point de vue, ce processus nécessite des études et des analyses plus approfondies. L'expert d'OC s'exprime comme suit :

³⁰⁰ Pièce HQD-12, document 4.1, page 2.

³⁰¹ NS, volume 5, page 105.

« HQD should be encouraged to review its accounting records and determine whether the cost of medium voltage, low voltage and customer connections can be separately established and tracked. »³⁰²

L'intervenante plaide que le Distributeur n'a pas démontré de façon convaincante qu'il ne possède pas d'information pertinente afin d'estimer, avec plus de précision, les coûts respectifs des réseaux moyenne et basse tension et les branchements³⁰³. Dans son argumentation, l'intervenante s'exprime comme suit :

« [...] Monsieur Harper a suggéré, en réponse à la demande de renseignements numéro 2.5 du Distributeur, quelques avenues à explorer.

Nous suggérons donc à la Régie de demander à Hydro-Québec de faire preuve de créativité avec les informations qu'il possède afin de séparer les coûts de ces trois fonctions. »³⁰⁴

Le Distributeur mentionne que l'impact d'un accroissement de 1 % de la valeur nette des équipements du réseau moyenne tension, et donc une baisse équivalente du réseau basse tension, a pour effet de réduire de 1 M \$ les coûts alloués aux clients de la catégorie « Domestique ».

En ce qui concerne les branchements, le Distributeur reconnaît que le coût des branchements est probablement sous-évalué³⁰⁵. Il mentionne qu'il a évalué le coût des branchements non minimal en utilisant le nombre d'abonnements pondéré par le coût unitaire des branchements. L'impact de cette étude est une réduction des coûts alloués à la catégorie « Domestique » de 5 M \$.

Le Distributeur conclut que les impacts des simulations qu'il a effectuées sont peu significatifs et qu'il n'y a pas lieu de complexifier sa méthode³⁰⁶.

OC soumet que la valeur des branchements simulée par le Distributeur dans son engagement numéro 7 montre avec plus de précision la valeur brute aux livres³⁰⁷. De manière générale, pour OC, l'aspect significatif ou le caractère important de l'impact invoqué par le Distributeur n'est pas un argument valable pour ne rien faire³⁰⁸.

³⁰² Preuve de M. William Harper, page 49.

³⁰³ NS, volume 15, page 202.

³⁰⁴ NS, volume 15, pages 202-203

³⁰⁵ NS, volume 5, page 113.

³⁰⁶ NS, volume 5, pages 114-115.

³⁰⁷ Argumentation finale d'OC, page 16.

³⁰⁸ NS, volume 15, page 203.

Quant à sa seconde préoccupation relative à la sous-fonction « Gestion des abonnements » (annexe 4, item 5), OC propose de procéder à une répartition plus détaillée des coûts, notamment par une séparation distincte des composantes « Facturation, Relève des compteurs et Appels téléphoniques ». Une allocation distincte de ces éléments de la sous-fonction est davantage représentative de la causalité des coûts.

Le Distributeur mentionne que l'ensemble de la Gestion des abonnements est géré de plus en plus de façon intégrée et qu'un traitement plus détaillé n'est pas nécessairement plus précis.

Quant au dernier point qu'il soulève, OC considère que la répartition de plusieurs rubriques de coûts nécessite des clarifications. Pour assurer la transparence de la méthode et la compréhension des facteurs de classement, l'intervenante recommande de mieux documenter et de détailler davantage la répartition par fonction de certaines rubriques de la base de tarification et du coût de prestation. L'examen de la méthodologie de répartition des coûts devra être revue sur la base d'études plus précises pour juger de la pertinence des facteurs de classement utilisés pour chaque rubrique de coûts.

En particulier, l'intervenante demande un examen détaillé du fonds de roulement, des frais corporatifs, des coûts associés aux approvisionnements et des taxes subdivisées en taxes sur le capital, les taxes sur le revenu et les taxes foncières et municipales.

4.4.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

La répartition des coûts par sous-fonction est une étape importante où un bon nombre d'allocations directes peuvent être favorisées ou développées. À cette étape de l'étude d'allocation du coût du service, la Régie privilégie une allocation directe des coûts chaque fois que les données le permettent sans que cet exercice n'exige un effort démesuré.

Dans cette première cause, la Régie se concentre essentiellement sur la répartition des coûts liés aux sous-fonctions qui ont suscité le plus de questionnements chez les parties à savoir : les Branchements, le Réseau de distribution basse et moyenne tension, et la Gestion des abonnements.

Pour ce qui est de la sous-fonction « Gestion des abonnements » (annexe 4, item 5), la Régie considère que la cause des coûts peut varier selon les activités de cette sous-fonction, notamment pour ce qui est de la facturation et encaissement et de la relève des compteurs. La Régie note que le Distributeur a été en mesure d'identifier les données liées à ces deux activités. En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur a fourni une

répartition détaillée des coûts de la fonction « Service à la clientèle » entre plusieurs sous-fonctions dont, entre autres, « Relève des compteurs », « Facturation et l'Encaissement »³⁰⁹.

La Régie favorise une sous-fonctionnalisation plus détaillée, et si possible par catégorie de consommateurs. Par exemple, la Régie s'interroge sur la possibilité de répartir par sous-fonction les coûts des centres téléphoniques indépendamment du sujet traité (recouvrement, changement d'adresse, etc.) distinctement pour les clients de diverses catégories. Un autre exemple pourrait être la possibilité d'effectuer cette désagrégation des coûts par catégorie de consommateurs pour les coûts reliés à la Relève de compteurs. La relève de compteurs effectuée à distance, par l'entremise des systèmes d'acquisition de données et de liens de télécommunication, nécessite des ressources humaines et matérielles dédiées aux clientèles d'affaires et Grandes entreprises dotées de compteurs communicants³¹⁰. Les coûts de ces systèmes, de leur entretien et de leur opération devraient être alloués uniquement aux catégories de clientèles concernées.

En conséquence, la Régie demande au Distributeur, pour la Phase 2 du présent dossier, de détailler davantage la répartition des coûts de la sous-fonction « Gestion des abonnements par catégorie de consommateurs » pour chacune des activités pour lesquelles les données sont disponibles, comme le Distributeur l'a effectué pour la sous-fonction « Ventes et commercialisation ». Dans l'impossibilité de procéder à cette répartition par sous-fonction, la Régie demande au Distributeur d'effectuer une répartition plus détaillée de la Gestion des abonnements en distinguant, à tout le moins, les activités de Facturation et encaissement et Relève de compteurs, des autres activités.

En ce qui a trait aux branchements (annexe 4, item 4), la Régie juge mal fondé de baser leur valeur sur les coûts de remplacement du réseau de taille minimale, puisque celui-ci concerne l'équipement de plus petite taille et ne prend pas en compte les différences de coûts liées au niveau de tension de l'équipement. La Régie constate que le Distributeur reconnaît que le coût des branchements est probablement sous-évalué. En conséquence, la Régie rejette l'évaluation du coût des branchements sur la base du coût du réseau de taille minimale. La Régie demande au Distributeur, pour la Phase 2 du présent dossier, d'ajuster la valeur des branchements sur la base de la méthode de calcul prise en compte dans la réponse du Distributeur à son engagement numéro 7³¹¹.

³⁰⁹ Pièce HQD-10, document 1, page 104.

³¹⁰ NS, volume 4, page 104 et 105.

³¹¹ Pièce HQD-12, document 4.1.3.

La Régie est consciente que cet ajustement aura un impact sur la répartition du réseau entre la basse et moyenne tension, puisque la part des coûts alloués aux branchements augmentera. La Régie demande au Distributeur de tenir compte de cet ajustement dans l'évaluation des coûts du réseau basse et moyenne tension.

Concernant la répartition des coûts du réseau basse et moyenne tension entre chacun de ces deux niveaux de tension (annexe 4, items 2 et 3), la Régie n'est pas convaincue que les proportions observées dans le réseau de taille minimale soient représentatives de la réalité et transposables à la totalité du réseau. Étant donné l'importance que représentent ces coûts dans le coût total du réseau de distribution, la Régie considère, comme le soulève OC, que des efforts doivent être déployés pour une allocation plus précise. Ceci est un exemple qui justifie, selon la Régie, une amélioration du système d'information qui, à terme, devrait pouvoir fournir les données ventilées du registre des immobilisations pour la basse tension, la moyenne tension et les branchements.

Pour ces motifs, la Régie réserve sa décision concernant la répartition des coûts entre la basse et moyenne tension, sur la base de la méthode du réseau de taille minimale, telle que proposée par le Distributeur. Pour la Phase 2 du dossier, la Régie demande au Distributeur de soumettre, à l'aide des données disponibles, une méthode alternative reflétant davantage les liens de causalité pour répartir les coûts entre la basse et la moyenne tension, et, à défaut, invite les intervenants à présenter des propositions à cet effet.

En ce qui concerne les facteurs de classement proposés par le Distributeur pour répartir les montants associés à chacune des rubriques de la base de tarification et du coût de prestation, la Régie constate un manque de clarté dans la répartition des montants proposée par le Distributeur, et s'attend à ce qu'il fournisse une explication détaillée et chiffrée de la répartition de chacune des rubriques de coûts lors du prochain dossier tarifaire.

4.4.2 CLASSEMENT PAR COMPOSANTE

4.4.2.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** indique que les facteurs inducteurs des coûts pour le réseau de distribution et le service à la clientèle sont la puissance et l'abonnement. Dans certains cas, des fonctions sont rattachées à la rubrique « Spécifique » compte tenu qu'elles sont attribuées à des catégories de consommateurs spécifiques.

Pour le Distributeur, l'utilisation de ces composantes permet de répartir le coût du service aux différentes catégories de consommateurs, en établissant les relations de cause à effet qui existent entre les caractéristiques de consommation de ces catégories et les coûts engagés pour les desservir. De l'avis du Distributeur, les composantes font l'objet de mesures qui permettent de répartir les coûts à chaque catégorie de consommateurs de façon objective et équitable.

Le classement par composante proposé par le Distributeur (annexe 4, Classement par composante) pour chacune des sous-fonctions des coûts de distribution s'établit comme suit :

- composante « Abonnement » : Branchements, Gestion des abonnements, Mesurage, et une partie du réseau moyenne et basse tension;
- composante « Puissance » : Postes et centre d'exploitation, et une partie du réseau moyenne et basse tension;
- composante « Spécifique » : Éclairage public et sentinelle, Ventes et commercialisation et Autres.

Le réseau de distribution en moyenne et basse tension est réparti entre les composantes « Abonnement » et « Puissance » (annexe 4, items 6, 7, 8 et 9). Cette répartition du réseau de distribution découle de deux facteurs inducteurs de coûts auxquels fait face le Distributeur. D'une part, le Distributeur doit assumer des coûts qui sont reliés au fait qu'un client soit raccordé, peu importe ses besoins; ces coûts varient en fonction du nombre d'abonnés et sont donc attribuables à la composante « Abonnement ». D'autre part, le Distributeur doit assumer les coûts pour répondre aux besoins de la clientèle; ces coûts varient selon l'importance de la charge maximale à alimenter et sont attribuables à la composante « Puissance ».

Pour déterminer les proportions permettant de classer les coûts du réseau de distribution basse et moyenne tension entre les composantes « Abonnement » et « Puissance », le Distributeur utilise la méthode du réseau de taille minimale.

Selon le Distributeur, la méthode du réseau de taille minimale proposée est en continuité avec celles qu'Hydro-Québec a appliquées dans le passé, tout en étant conforme aux méthodes généralement utilisées dans l'industrie. De plus, le Distributeur mentionne qu'il a opté pour cette méthode pour sa simplicité.

Pour calculer le coût du réseau de taille minimale³¹², le Distributeur procède d'abord en identifiant les équipements de la plus petite taille, qui répondent aux exigences de fiabilité du Distributeur et qui peuvent être installés sur le réseau.

Le nombre d'équipements installés sur le réseau est aussi identifié. Les équipements sont distingués selon qu'il s'agisse du réseau aérien ou du réseau souterrain, et en fonction du niveau de tension, soit la moyenne tension et la basse tension.

La méthode proposée consiste donc à réduire le réseau actuel à ses composantes minimales.

Par la suite, le coût unitaire de ces composantes est évalué en utilisant leur valeur de remplacement ramené au coût historique en tenant compte de l'âge moyen des équipements et d'un taux d'indexation (indice de prix Handy Whitman) basé sur le coût des équipements électriques.

Le produit des coûts unitaires des équipements de taille minimale par la quantité d'équipements existants sur le réseau détermine le montant associé au réseau de taille minimale. Ce montant correspond à la composante « Abonnement » du coût du réseau basse et moyenne tension.

La composante « Puissance » est déterminée en soustrayant le coût de la composante « Abonnement » identifiée précédemment de la valeur des immobilisations brutes au 31 décembre 2001 (au coût historique) pour chaque type d'équipement du réseau.

L'utilisation du réseau de taille minimale permet de déterminer que 34 % des coûts du réseau de distribution moyenne et basse tension sont classés sous la composante « Abonnement » et 66 % sous la composante « Puissance »³¹³.

³¹² Pièce HQD-9, document 1, page 48.

³¹³ Pièce HQD-9, document 1, page 58.

Le Distributeur mentionne que son réseau théorique de taille minimale pourrait livrer une certaine puissance³¹⁴. En outre, il ajoute qu'il n'est pas possible de quantifier la puissance pouvant être livrée.

Néanmoins, le Distributeur indique que les composantes du réseau de taille minimale identifiées pour les fins de l'exercice ont une capacité nominale qui, multipliée par le nombre d'équipements en inventaire, donne une valeur de référence de 6 800 MVA, ce qui représente environ 2 kVA en moyenne par abonnement.

Enfin, le Distributeur ajoute qu'en prenant pour hypothèse que le cumul des capacités du réseau de distribution est de l'ordre de 49 000 MVA alors que la pointe du réseau de distribution est de l'ordre de 25 000 MVA en moyenne tension, il peut être ainsi déduit que le réseau de taille minimale pourrait seulement livrer une puissance bien inférieure à 1 kVA moyen par abonnement.

Pour l'**ACEF de Québec**, l'allocation des coûts du réseau de distribution (moyenne et basse tension) entre les composantes « Abonnement » et « Puissance », selon la méthode du réseau de taille minimale, est arbitraire et doit être rejetée.

Selon l'ACEF de Québec, utiliser l'énergie et la puissance apparaît plus juste que d'utiliser la puissance et le nombre d'abonnements pour allouer les coûts des postes et du réseau de moyenne tension et de basse tension.

Pour **UC**, la méthode du réseau de taille minimale a été introduite pour déterminer la portion de coût reliée au nombre d'abonnés, sans égard à l'appel de puissance réel de la clientèle. Selon l'intervenante, le réseau théorique de taille minimale pourrait livrer une certaine puissance. Cette situation constitue un défaut propre à la méthode du réseau de taille minimale, défaut reconnu par les instances réglementaires et les spécialistes en tarification, puisque NARUC l'a identifié dès 1992 dans son manuel d'allocation des coûts. Ainsi, la méthode du réseau de taille minimale compte deux fois la portion de puissance qui peut être satisfaite par le réseau mentionné. Et ce double comptage fait augmenter le coût de la clientèle « Domestique ».

Selon **UC**, la principale source du problème, c'est son concept parfaitement théorique qui ne peut pas se vérifier dans la réalité.

³¹⁴ Pièce HQD-10, document 1 pages 144 et 145.

UC propose d'attribuer le coût des branchements à la composante « Abonnement » et de répartir le reste des coûts du réseau de distribution, à l'exception des coûts spécifiques, en fonction de la composante « Puissance ». Cette alternative, identifiée comme la méthode *Basic customer* présente l'avantage d'avoir des liens réels avec le réseau de distribution, sans concept théorique ni hypothèse non vérifiable.

Selon UC, cette méthode constitue une pratique courante en Amérique du Nord. L'intervenante mentionne que trente états américains utilisaient la méthode *Basic Customer*. Parmi ces états, il en cite huit³¹⁵.

Pour le Distributeur, l'allocation uniquement en fonction de la puissance suppose qu'aucun coût des lignes de distribution ne serait associé au fait qu'un abonné soit raccordé au réseau, peu importe ses besoins³¹⁶.

De plus, le Distributeur mentionne que cette méthode serait utilisée par les petites entreprises qui ont peu de ressources, contrairement à la méthode du réseau de taille minimale qui constitue la pratique des grandes entreprises d'électricité³¹⁷. Il réfère à un balisage effectué en Amérique du Nord³¹⁸.

UC plaide que cette affirmation est erronée et cite des grandes entreprises nord-américaines où l'affirmation du Distributeur n'est pas vérifiée³¹⁹.

OC mentionne que l'utilisation de l'étude du réseau de taille minimale, bien que théorique en soi, est considérée comme courante dans l'industrie électrique par la plupart des experts ayant témoigné devant la Régie dans cette instance.

L'intervenante indique qu'en ce qui concerne l'ajustement du coût de remplacement du réseau de taille minimale, le Distributeur a implicitement fait l'hypothèse que le taux d'inflation du prix des équipements (indice Handy Whitman) avant et après 1989 est à peu près le même. Selon OC, si on observait des taux d'inflation plus élevés avant 1989 qu'après 1989, on pourrait conclure à une surévaluation de la portion abonnement³²⁰.

³¹⁵ Réponses d'UC aux demandes de renseignements de la Régie, page 5.

³¹⁶ Pièce HQD-10, document 1, page 103.

³¹⁷ Plan d'argumentation finale du Distributeur, page 24.

³¹⁸ Pièce HQD-12, document 4.1.1.

³¹⁹ Plaidoirie d'UC, page 48.

³²⁰ Preuve de M. William Harper, page 29.

Le Distributeur a admis la légitimité de cette préoccupation mais a contesté sur la base d'analyses effectuées à cet effet qu'il y avait un problème au niveau des pourcentages relatifs entre les composantes « Puissance » et « Abonnement ».

Enfin, selon l'expert d'OC, la méthode du réseau de taille minimale proposée par le Distributeur ne reconnaît pas la puissance incluse dans le réseau de taille minimale. OC propose d'ajuster la méthode pour refléter la puissance contenue dans le réseau de taille minimale en réduisant les demandes non coïncidentes de la puissance contenue dans la composante « Abonnement ». L'intervenante fait état de l'impact d'un tel ajustement sur les consommateurs résidentiels³²¹.

Cette proposition est comparable à l'approche appliquée en Ontario par HydroOne et dans laquelle le réseau de taille minimale a été conçu pour desservir une puissance de 100 Watts.

Malgré le fait que l'intervenante propose un ajustement de la puissance à 2 kW par consommateur, il estime qu'un ajustement à 1 kW pourrait constituer un compromis acceptable.

« If there is, to some extent this middle-of-the-road approach, the one kilowatt (1 kW) that the Régie could take, could be seen as addressing that particular issue as well. »³²²

Le Distributeur conclut que son réseau de taille minimale tel que conçu par ses ingénieurs ne transporte strictement aucune puissance, qu'il n'y a pas de double comptage de la composante « Puissance » et, en conséquence, il n'y a pas lieu de faire d'ajustement sur la pointe non coïncidente³²³.

4.4.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est d'avis que les composantes « Puissance », « Abonnement » et « Spécifique » reflètent les facteurs inducteurs des coûts de Distribution et du Service à la clientèle. La Régie constate que, de manière générale, ces composantes ne soulèvent pas de contestation fondamentale de la part des intervenants. La Régie estime par ailleurs que le lien éventuel entre l'énergie et les coûts de distribution n'a pas clairement été établi par l'ACEF de Québec.

³²¹ NS, volume 7, page 154.

³²² NS, volume 7, page 155.

³²³ NS, volume 5, page 110.

La Régie reconnaît le lien qui existe entre les coûts de la fonction « Service à la clientèle » et la composante « Abonnement ». Elle accepte la proposition du Distributeur de classer les coûts de cette fonction sous la composante « Abonnement ».

Pour ce qui est des branchements, la Régie accepte également la proposition du Distributeur de classer la totalité de leur coût sous la composante « Abonnement » (annexe 4, item 10). Ces équipements peuvent être considérés comme associés directement à l'existence des abonnés. Cette façon de faire est d'ailleurs reconnue dans l'industrie et ne soulève pas de contestation fondamentale.

La Régie reconnaît également le lien entre le coût de la sous-fonction « Postes et centres d'exploitation » et la composante « Puissance ». Elle accepte de classer ces coûts comme exclusivement sous la composante « Puissance ».

La Régie accepte que les coûts reliés aux sous-fonctions « Éclairage public et sentinelles, Ventes et commercialisation et Autres » fassent l'objet d'une composante « Spécifique », comme le propose le Distributeur, étant donné qu'ils concernent des catégories de consommateurs identifiées.

La Régie accepte la méthode du réseau de taille minimale. Celle-ci constitue une pratique courante dans l'industrie pour répartir les coûts du réseau de distribution entre les composantes « Puissance » et « Abonnement ». Cela est reflété par les manuels de référence de l'industrie (NARUC et APPA) dans lesquels deux méthodes sont reconnues à cet effet : la méthode du réseau de taille minimale et la méthode de l'Intercept zéro (annexe 4, items 6 et 8).

La Régie note cependant que l'application de la méthode du réseau de taille minimale peut varier d'un Distributeur à l'autre et qu'une des principales critiques adressées à la méthodologie du réseau de taille minimale concerne la puissance qu'un tel réseau pourrait desservir.

La Régie estime que le Distributeur n'a pas fait la preuve de façon convaincante que l'application de la méthode du réseau de taille minimale qu'il propose n'incorpore pas une certaine puissance dans les coûts associés au réseau de taille minimale, même si la quantification de cette puissance n'est pas clairement établie.

En conséquence, pour la Phase 2 du dossier, la Régie demande au Distributeur de déduire de la composante « Abonnement » les coûts de puissance qui y sont alloués et de les transférer à la composante « Puissance » du coût du réseau basse et moyenne tension. Pour ce faire, la

Régie demande au Distributeur de considérer que le réseau de taille minimale peut rendre disponible une puissance de 1 kW par abonné. Cette estimation représente, de son point de vue, et tel qu'avancé par l'expert d'OC, un compromis acceptable, en attendant que le Distributeur raffine sa méthode. La Régie demande au Distributeur de prendre en compte cet ajustement dans le classement des coûts du Distributeur entre les composantes.

Concernant l'utilisation de l'indice Handy Whitman, la Régie a pris connaissance du document du Distributeur à l'engagement numéro 9³²⁴ qui permet de comparer les résultats de la méthode proposée avec les résultats d'une méthode utilisant la distribution des investissements annuels du réseau pondérés en fonction du temps³²⁵. La Régie constate qu'il y a peu d'écart entre les deux méthodes et que la portion abonnement ne semble pas surévaluée. En conséquence, la Régie accepte la proposition du Distributeur.

Pour ces motifs, la Régie accepte la proposition du Distributeur de répartir les coûts du réseau basse et moyenne tension entre les composantes « Puissance » et « Abonnement » sur la base de la méthode du réseau de taille minimale, sous réserve des ajustements mentionnés précédemment. Elle demande également au Distributeur de fournir, pour la Phase 2, le détail des calculs ainsi que les données ayant servi de base à ces calculs.

4.4.3 RÉPARTITION ENTRE LES CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS

4.4.3.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** détermine des facteurs de répartition (FR) pour les coûts associés à chacune des sous-fonctions et ce, en tenant compte des facteurs inducteurs de coût (« Abonnement », « Puissance » ou « Spécifique ») associés à chacune de ces sous-fonctions (annexe 4, Répartition par catégorie de consommateurs).

Les coûts relatifs à la catégorie « Éclairage public et Sentinelle » font l'objet d'une attribution directe.

Le Distributeur propose de répartir le coût du réseau de distribution moyenne et basse tension associé à la composante « Puissance » selon la pointe non coïncidente annuelle (1-PNC)³²⁶. Le Distributeur distingue à cet effet deux facteurs de répartition : la pointe non

³²⁴ Pièce HQD-12, document 4.1.5.

³²⁵ Pièce HQD-12, document 4.1.5.

³²⁶ Pièce HQD-9 document 1, page 24.

coïncidente en moyenne tension, FR2, et la pointe non coïncidente en basse tension, FR3 (annexe 4, items 11 et 12)³²⁷.

Du point de vue du Distributeur, la pointe non coïncidente s'avère le critère de répartition des coûts de puissance le plus approprié pour le réseau de distribution. D'une part, la charge sur le réseau de distribution est associée à une forte présence du chauffage électrique³²⁸. D'autre part, les consommateurs présentant des caractéristiques de consommation semblables ont tendance à se regrouper sur une base géographique (exemple : zones résidentielles, zones commerciales, parcs industriels).

La pointe maximale annuelle non coïncidente de chacune des catégories de consommateurs permet de refléter ce comportement et traduit bien les critères d'opération et de conception du réseau³²⁹.

Le Distributeur mentionne que la pointe non coïncidente constitue un facteur de répartition généralement retenu dans l'industrie dans le cas de la distribution³³⁰.

Pour ce qui est du coût des Branchements, le Distributeur propose de les répartir au prorata du nombre d'abonnements (annexe 4, item 13). Les branchements sont alloués aux clients qui sont alimentés à partir du réseau de distribution, et les coûts sont répartis aux clients desservis en moyenne et basse tension (FR4, FR5)³³¹.

Concernant les coûts du Service à la clientèle, le Distributeur propose de les répartir au prorata du nombre d'abonnements (FR 6) (annexe 4, item 14). Pour ce facteur de répartition, il mentionne que, dans certains cas, l'utilisation de fonctions et de critères de pondération peut permettre de refléter plus finement les caractéristiques de certaines catégories de consommateurs, sans nécessairement être plus équitable ou plus juste alors que l'effort consacré n'entraîne qu'un impact mineur sur les résultats³³².

En ce qui concerne les coûts de mesurage, le Distributeur propose d'utiliser le nombre d'abonnements pondéré par le coût des compteurs comme facteur de répartition. Il considère que ce facteur de répartition (FR7) est bien adapté et traduit les différences de coût unitaire de mesurage pour chacune des catégories de consommateurs.

³²⁷ Pièce HQD-10, document 1, pages 133-134.

³²⁸ Pièce HQD-9 document 1, page 24.

³²⁹ Pièce HQD-9 document 1, page 24.

³³⁰ Pièce HQD-9 document 1, page 24.

³³¹ Pièce HQD-10, document 2, page 30.

³³² Pièce HQD-10, document 2, page 31.

Les facteurs de répartition associés aux Ventes et commercialisation (FR8 et FR9) diffèrent selon la catégorie de clientèle concernée :

- pour les grandes entreprises, la base de tarification et le coût de prestation sont répartis au prorata du nombre d'abonnés Grandes entreprises;
- pour les autres éléments des Ventes et commercialisation, les coûts sont répartis en fonction du nombre d'abonnements pondéré par les ventes en GWh des catégories de consommateurs concernés.

Le facteur de répartition (FR10) de la fonction « Autres » est basé sur les éléments suivants :

- le montant associé à la facturation externe émise en réduction des charges est réparti par catégorie de consommateurs en utilisant les montants facturés pour l'année 2001 selon les catégories de consommateurs;
- la répartition du coût des activités de gestion d'approvisionnement en électricité du Distributeur est réalisée sur la base des coûts d'achat en électricité par catégorie de consommateurs;
- le coût des activités corporatives du Distributeur est réparti en fonction du coût de prestation total de la distribution et du Service à la clientèle.

L'**ACEF de Québec** recommande, pour l'allocation de la composante « Puissance » de la distribution, d'utiliser la somme des pointes mensuelles (annexe 4, items 11 et 12).

Par ailleurs, pour ce qui est du facteur de répartition associé aux branchements (annexe 4, item 13), l'intervenante recommande de pondérer le nombre de branchements par le coût moyen des branchements, étant donné que les coûts de branchement croissent avec la capacité requise par le client.

En ce qui a trait aux branchements, le Distributeur mentionne qu'il a évalué le coût des branchements non minimal en utilisant le nombre d'abonnements pondéré par le coût unitaire des branchements. L'impact de cette étude est une réduction des coûts alloués à la catégorie « Domestique » de 5 M \$, ce qui est peu significatif, de son point de vue³³³.

Pour ce qui est du Service à la clientèle (annexe 4, item 14), l'ACEF de Québec propose un ajustement des facteurs de répartition. L'intervenante est d'avis que les services à la clientèle offerts aux entreprises sont plus coûteux que les services offerts aux clients résidentiels, et que cela n'est pas bien pris en compte dans le mécanisme d'allocation des coûts de la Gestion des abonnements.

³³³ NS, volume 5, page 114.

OC propose d'allouer les dépenses liées à la Relève de compteurs et à la Facturation incluses dans la sous-fonction « Gestion des abonnements » (annexe 4, item 14), sur la base d'un facteur de répartition pondéré. Pour la Relève des compteurs, l'intervenante recommande de pondérer le nombre d'abonnements par la fréquence de lectures. Pour la Facturation, il recommande une pondération par le nombre de factures annuelles par client.

L'intervenante précise qu'il s'agit d'une pratique courante de tenir compte des coûts relatifs de ces activités par classe de consommateurs. En particulier, l'intervenante explique que le processus de facturation est plus coûteux pour les clients de moyenne puissance.

UC considère que la pointe non coïncidente reflète bien le caractère local de la distribution (annexe 4, items 11 et 12). Son utilisation est aussi en accord avec la pratique générale de l'industrie. L'intervenante recommande à la Régie d'utiliser la pointe non coïncidente pour la répartition des coûts de puissance en distribution³³⁴.

Cependant, l'intervenante propose d'utiliser les pointes mensuelles non coïncidentes (12-PNC) plutôt que la pointe annuelle non coïncidente comme facteur de répartition des coûts de la composante « Puissance ». Il estime que la méthode basée sur les pointes mensuelles non coïncidentes (12-PNC) est plus appropriée que celle proposée par le Distributeur. La méthode qu'il recommande reflète de façon plus complète le coût et l'utilisation du réseau par des catégories de consommateurs ayant des profils de consommation contrastés³³⁵.

Le Distributeur soumet que l'utilisation d'une pointe annuelle plutôt que douze (12) pointes mensuelles est directement associée aux caractéristiques de consommation de la clientèle du Distributeur qui présente une pointe annuelle significativement plus importante en période d'hiver par rapport aux autres périodes de l'année.

4.4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

Pour la répartition des coûts de distribution associés à la composante « Puissance » entre les différentes catégories de consommateurs, la Régie accepte la méthode basée sur la pointe maximale annuelle non coïncidente (annexe 4, items 11 et 12). Cette méthode de répartition est, de son point de vue, adaptée tant aux caractéristiques techniques de conception du réseau de distribution du Distributeur qu'au profil de consommation de la clientèle.

³³⁴ Rapport d'expertise de M. Co Pham, page 45.

³³⁵ Rapport d'expertise de M. Co Pham, page 50.

La Régie constate que des données peuvent être disponibles pour affiner certains facteurs de répartition proposés par le Distributeur et que la prise en compte de ces données n'engendre pas une complexité démesurée.

La Régie constate que les coûts de branchements sont alloués aux classes de consommateurs exclusivement selon le nombre d'abonnements (annexe 4, item 13). La Régie estime que ce critère reflète insuffisamment la causalité des coûts. Le coût unitaire des branchements est également un critère explicatif important des coûts. Il est nécessaire de tenir compte de la différence de coûts des divers branchements alloués aux catégories de consommateurs.

Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de revoir la répartition des coûts de branchements en utilisant un facteur de répartition correspondant au nombre d'abonnements pondéré par le coût unitaire des branchements. La Régie estime que cette demande n'engendre pas de complexification relativement importante et note que les simulations sont déjà faites par le Distributeur³³⁶.

Pour ce qui est des coûts associés au Service à la clientèle (annexe 4, item 14), la Régie note que l'ensemble des coûts de la fonction « Gestion des abonnements » est alloué aux catégories de consommateurs sur la base du nombre d'abonnements sans pondération aucune.

La Régie estime que pour certains coûts, tels que ceux liés à la Facturation et l'encaissement et à la Relève des compteurs, des facteurs autres que le nombre d'abonnements peuvent expliquer les coûts associés à une catégorie de consommateurs. Parmi ces facteurs, la preuve met en évidence la fréquence de relève et la fréquence de facturation.

La Régie constate que l'exercice de répartition selon un facteur pondérant le nombre d'abonnements, d'une part, par le nombre annuel de factures émises pour ce qui est des coûts de Facturation et encaissement et, d'autre part, par le nombre annuel de relèves effectuées pour ce qui est des coûts de Relève, a déjà été effectué par le Distributeur³³⁷.

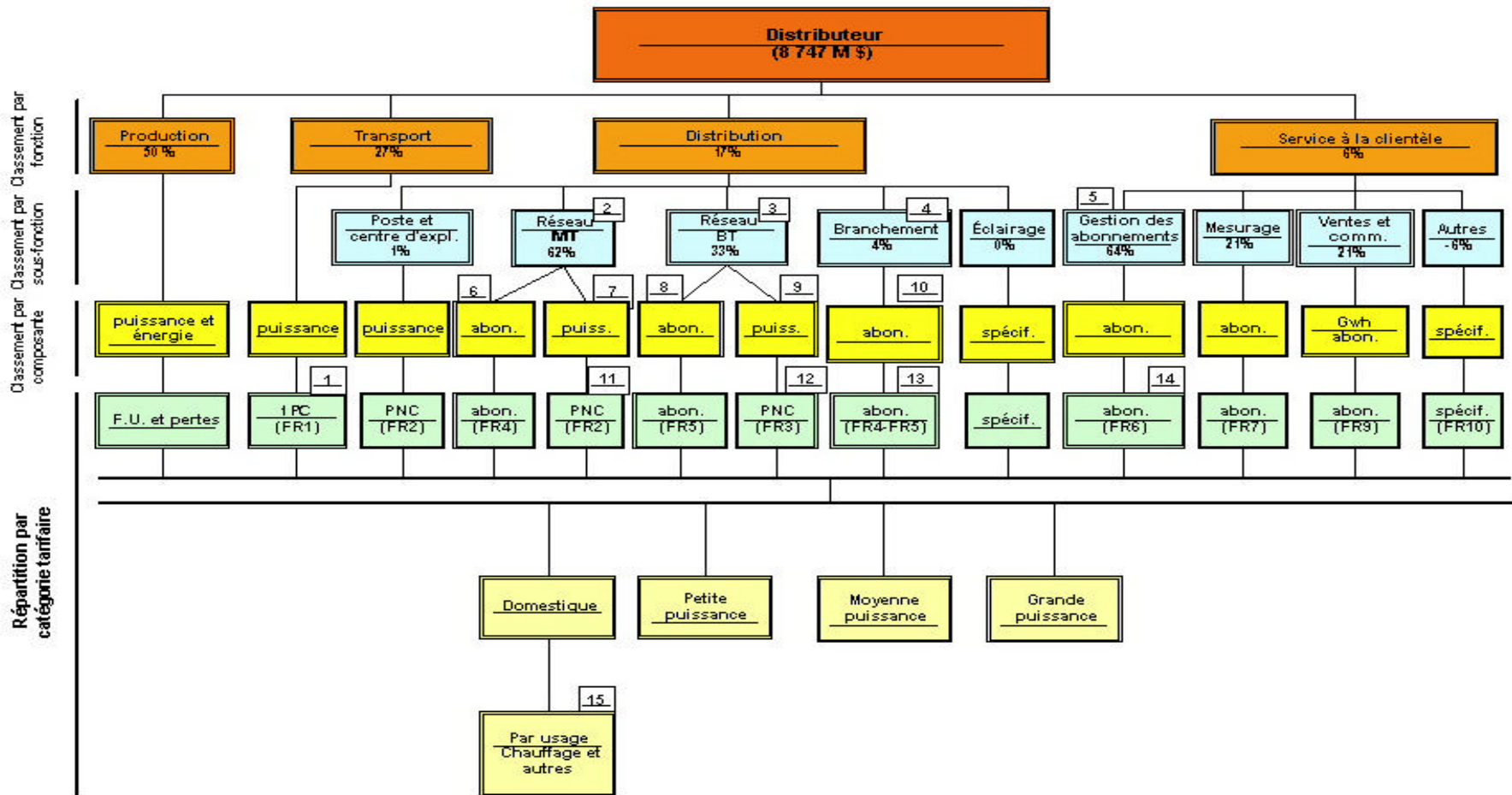
Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur d'utiliser ces facteurs pondérés dans la répartition des coûts de Facturation et encaissement et des coûts de Relève de compteurs. Le détail des calculs devra être déposé à la Phase 2 du présent dossier.

³³⁶ Pièce HQD-12, document 4.1.3.

³³⁷ Pièce HQD-12, document 4.1.6.

ANNEXE 4

Annexe 4 Méthode de répartition du coût de service



4.5 PRINCIPE ET MÉTHODES DE CALCUL DE L'INTERFINANCEMENT

La Régie examine dans cette section l'application de l'article 52.1, quatrième alinéa, de sa Loi qui se lit ainsi : « *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.* »

4.5.1 POSITION DES PARTIES

Définition de l'interfinancement

La définition que propose le **Distributeur** de l'interfinancement est la suivante :

« La notion d'interfinancement est plus souvent désignée par l'expression « subventions croisées ». L'interfinancement consiste à pratiquer des tarifs plus élevés que les coûts incluant rendement sur une ou plusieurs classes de consommateurs afin de financer des tarifs plus bas que les coûts pour une ou plusieurs autres classes de consommateurs. En ce qui concerne les tarifs d'Hydro-Québec, ceux-ci démontrent un interfinancement favorable aux clients résidentiels. »³³⁸

Catégories de consommateurs à être considérées dans l'évaluation de l'interfinancement

Dans le contexte de l'interfinancement, les « catégories de consommateurs » proposées par le Distributeur sont les clients domestiques (tarifs D, DM, DH et DT), petite puissance (tarifs G, G-9, éclairage public et à forfait), moyenne puissance (tarif M) et grande puissance (tarifs L et H). Ces regroupements s'expliquent par le fait que les tarifs « satellites » sont déterminés à partir d'un tarif de « référence », par exemple, les tarifs DM, DH et DT sont dépendants du tarif D tandis que les tarifs G-9, éclairage public et à forfait le sont du tarif G. Pour maintenir cet équilibre et éviter un mauvais signal de prix entre les tarifs d'une même catégorie de consommateurs, le **Distributeur** dit devoir prendre en compte les répercussions d'une modification du tarif de référence sur les tarifs « satellites ». Le Distributeur dit avoir traditionnellement interprété l'interfinancement de cette façon dans les diverses propositions tarifaires qu'il a soumises au gouvernement.

³³⁸ Pièce HQD-3, document 4, page 5.

Le Distributeur est également d'avis que les intentions du législateur, exprimées lors de la présentation du projet de Loi 116, étaient clairement de protéger les clients résidentiels plutôt que des tarifs en particulier.

Le Distributeur propose de ne pas inclure dans la présentation de l'interfinancement ni les contrats spéciaux, ni les tarifs de gestion de la consommation ou de secours. Il explique que les contrats spéciaux ne sont pas inclus du fait que c'est le gouvernement qui les fixe et que, par ailleurs, ces tarifs ne sont ni interfinancés ni ne contribuent à l'interfinancement en faveur du Domestique puisqu'ils génèrent exactement leurs coûts. Pour cela, toujours selon le Distributeur, l'inclusion des contrats spéciaux n'aurait aucune signification³³⁹.

Quant aux tarifs de gestion de la consommation ou de secours, le Distributeur ne les inclut pas dans le calcul de l'interfinancement parce qu'ils sont fixés afin que le revenu prévu corresponde à l'ensemble des revenus requis de transport et de distribution ainsi que du coût d'acquisition de l'électricité sur le marché par le Distributeur (*pass-on*) conformément à au deuxième alinéa de l'article 52.1 de la Loi et que, par conséquent, il en résulte que le taux d'interfinancement devrait toujours être à 100 %³⁴⁰.

Application de l'article 52.1

Dans sa preuve écrite initiale, le **Distributeur** décrit ainsi son point de vue à propos de la préservation de l'interfinancement³⁴¹.

« Selon l'alinéa 4 de l'article 52.1, le distributeur ne peut proposer de modifications tarifaires pour une catégorie de consommateurs si cette modification a pour objectif de modifier le niveau d'interfinancement entre les catégories de consommateurs. Par contre, tel qu'il est précisé à l'alinéa premier du même article, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit tenir compte de l'évolution des coûts incluant rendement associés à une catégorie de consommateurs selon le mode de répartition en vigueur. Si ces coûts ont varié, les tarifs de cette catégorie devraient donc normalement être ajustés même si, ce faisant et accessoirement, il en découle une modification de l'interfinancement. Le concept d'interfinancement doit s'interpréter conjointement avec le principe de faire assumer par une catégorie de consommateurs toutes les dépenses additionnelles encourues qui lui seront attribuables.

[...]

³³⁹ Pièce HQD-10, document 1, page 16 et pièce HQD-10, document 11, page 20.

³⁴⁰ Pièce HQD-10, document 1, page 16.

³⁴¹ Pièce HQD-3, document 4, page 6 et suivantes.

Selon le premier alinéa de l'article 52.1, la Régie doit tenir compte des coûts de fourniture, de transport et de distribution d'électricité lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif. Par conséquent, l'interfinancement concerne le rapport entre les revenus d'une catégorie de consommateurs et l'ensemble de ses coûts.

[...]

Finalemment, le concept d'interfinancement intervient à chaque fois que la Régie examine une demande de modification de tarifs. L'interfinancement ne doit pas être évalué et fixé définitivement à un moment précis. Cette pratique serait d'ailleurs inconciliable avec la variabilité intrinsèque de plusieurs facteurs ayant un impact sur l'évaluation de l'interfinancement, que ce soit, par exemple, l'évolution des ventes, la méthode de répartition des coûts, les programmes commerciaux ou encore l'atteinte d'un rendement raisonnable. Un gel définitif de l'interfinancement aurait non seulement pour conséquences une volatilité constante des tarifs et d'importants chocs tarifaires mais rendrait également inopérants plusieurs pouvoirs de la Régie notamment ceux relatifs à la méthode de répartition des coûts, aux programmes commerciaux, au taux de rendement autorisé ou encore à la fixation des tarifs. Le distributeur est d'avis que la mesure de l'interfinancement ne peut être qu'évolutive et doit donc être réévaluée à chaque demande tarifaire, comme cela a toujours été le cas avant que les pouvoirs relatifs à la fixation des tarifs ne soient transférés à la Régie. Lors de chaque demande tarifaire, la Régie sera donc en mesure de vérifier le niveau d'interfinancement et d'apprécier la preuve du distributeur selon laquelle sa demande n'a pas pour motivation d'atténuer cet interfinancement. »

Mesure de l'interfinancement

Le **Distributeur** mentionne dans sa preuve écrite qu'il existe plusieurs façons de présenter l'interfinancement. Il présente l'indice utilisé dans le rapport réalisé par la firme Merrill Lynch pour le compte du ministère des Ressources naturelles (indice ML) et qui a servi de fondement à l'analyse de la question de l'interfinancement par le législateur. Le Distributeur définit l'indice ML comme les variations tarifaires (hausses ou diminutions) que devrait subir chaque catégorie tarifaire si on éliminait l'interfinancement en plus de récupérer tous les coûts incluant rendement. Ces variations tarifaires correspondent à l'écart entre les revenus requis de la catégorie et les revenus prévus de cette catégorie.

$$\text{Indice ML} = \frac{\text{Revenus requis de la catégorie} - \text{Revenu prévus de la catégorie}}{\text{Revenus prévus de la catégorie}}$$

Le Distributeur fait référence par la suite à un second indice qui est utilisé par SCGM (indice SCGM) qui mesure l'interfinancement par un ratio entre les revenus prévus d'une catégorie de consommateurs et les revenus que cette dernière devrait générer pour couvrir les coûts incluant rendement nécessaire à la prestation du service qu'elle reçoit (revenus requis).

$$\text{Indice SCGM} = \frac{\text{Revenus prévus de la catégorie}}{\text{Revenus requis de la catégorie}}$$

Le Distributeur rappelle que l'indice SCGM est calculé dans le contexte où les revenus prévus totaux correspondent aux revenus requis totaux. Il propose d'adopter cette méthode d'évaluation mais en la corrigeant pour neutraliser l'impact sur la mesure d'interfinancement de la réalisation d'un taux de rendement raisonnable (indice HQD). Contrairement à l'indice SCGM, cette mesure prend en compte que les revenus prévus totaux du Distributeur sont inférieurs à ses revenus requis totaux.

$$\text{Indice HQD} = \frac{\frac{\text{Revenus prévus de la catégorie}}{\text{Revenus prévus totaux}}}{\frac{\text{Revenus requis avant interfinancement de la catégorie}}{\text{Revenus requis totaux}}}$$

Dans cette équation, si les revenus prévus totaux égalent les revenus requis totaux, l'indice peut être simplifié et donc ramené à celui utilisé par SCGM. Le Distributeur illustre les différentes façons de calculer l'interfinancement par le tableau suivant :

TABLEAU 11
ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2002-2003

	Revenus requis avant interf.	Revenus requis	Indice de Merrill Lynch	Indice d'interf.	Indice d'interf. proposé	Revenus requis avec interf.
Domestique	4 408	3 227	37 %	73 %	80 %	3 507
Petite puissance	923	1 055	(12 %)	114 %	124 %	1 146
Moyenne puissance	1 209	1 468	(18%)	121 %	132 %	1 595
Grande puissance	1 629	1 768	(8 %)	109 %	118 %	1 921
Total	8 170	7 517	9 %	92 %	100 %	8 170

Source : pièce HQD-3, document 4, page 10.

Le Distributeur ajoute que, théoriquement, si le Distributeur augmentait uniformément tous les tarifs de 9 % pour obtenir son rendement, l'indice d'interfinancement calculé avec la méthode SCGM donnerait le même résultat que celui obtenu avec sa méthode.

Il a été établi en audience que l'indice ML est équivalent aux indices SCGM ou HQD, dans la mesure où il vise le même objet mais sous un angle différent, étant en fait l'inverse des deux autres mesures³⁴².

Le Distributeur a de plus fait référence à une autre mesure de l'interfinancement, celle en valeur absolue ou volume d'interfinancement³⁴³.

Même s'il exprime sa préférence pour l'indice HQD jusqu'à ce que le rendement soit atteint du fait qu'il est d'usage courant dans l'industrie, le Distributeur ne propose pas l'adoption d'un indice en particulier, étant opposé au respect strict d'une mesure de l'interfinancement. Il ne propose pas non plus l'évaluation de l'interfinancement à une date antérieure, mais plutôt son appréciation au moment où la Régie aura à se pencher sur les tarifs, lors de chaque dossier tarifaire. Dans le cas présent, il propose que l'interfinancement soit mesuré pour l'année témoin projetée 2004-2005.

³⁴² NS, volume 6, page 105.

³⁴³ Pièce HQD-12, document 4.2 et pièce HQD-10, document 11, pages 16 et 17.

Ajustement tarifaire

Le **Distributeur** estime que la récupération du manque à gagner relatif à l'atteinte du rendement par l'augmentation uniforme des tarifs de toutes les catégories de consommateurs est neutre sur l'interfinancement³⁴⁴. Cette façon de procéder s'inscrirait, selon le Distributeur, en continuité avec la façon de faire du gouvernement depuis nombre d'années lorsqu'il a décrété des hausses tarifaires³⁴⁵.

Le Distributeur entrevoit la possibilité que les tarifs soient majorés de façon uniforme en vue de récupérer l'insuffisance de revenu associée au rendement et que, simultanément, ils soient ajustés de façon différenciée en vue de refléter d'autres variations constatées au plan du revenu requis de chacune des catégories de consommateurs³⁴⁶.

Par ailleurs, le Distributeur propose de traiter différemment les autres variations constatées au niveau du revenu requis selon leur nature. Il préconise de refléter dans les tarifs une augmentation du coût de prestation d'une catégorie de consommateurs, tandis qu'une variation due à l'accroissement des ventes ou à des modifications apportées aux méthodes de répartition des coûts n'entraînerait pas l'ajustement des tarifs des catégories de consommateurs concernées. Le Distributeur explique qu'il ne serait pas approprié de réduire les tarifs d'une catégorie de consommateurs tandis que le rendement cible n'est pas encore atteint³⁴⁷.

Par ailleurs, le Distributeur n'exclut pas la possibilité que, par la réalisation de mesures visant l'optimisation de la desserte par la réduction des coûts et l'accroissement des ventes, l'interfinancement dont jouit la catégorie « Domestique » soit réduit ou éliminé sans que ses tarifs ne soient majorés³⁴⁸.

Selon l'**ACEF de Québec**, la mesure corrigée, proposée par Hydro-Québec, vise à mesurer l'interfinancement à partir du moment où le Distributeur atteint son rendement requis, ce qui est inadéquat et inacceptable dans le cadre de la Loi. L'ACEF de Québec note que si on modifie uniformément les tarifs pour accroître la profitabilité d'Hydro-Québec au-delà de la croissance des coûts, on modifiera le ratio revenu sur coût pour le secteur domestique alors que la mesure de l'interfinancement d'Hydro-Québec restera inchangée. Cette mesure, selon l'intervenante, laisse entendre que la protection de l'interfinancement ne devra se faire qu'à

³⁴⁴ NS, volume 6, page 72.

³⁴⁵ NS, volume 6, page 74.

³⁴⁶ NS, volume 7, page 54 et suivantes.

³⁴⁷ NS, volume 6, page 187 et suivantes.

³⁴⁸ NS, volume 6, page 205 et suivantes.

partir du moment où Hydro-Québec atteindra son seuil de rentabilité cible, ce qui ne correspond pas à la situation actuelle ni à l'intention du législateur³⁴⁹.

L'ACEF de Québec propose l'adoption du ratio revenu sur coût, et ce, à partir d'une date de référence donnée, sa réévaluation au besoin et l'explication de ce pourquoi ce ratio aurait changé. L'ACEF de Québec propose, lorsque le revenu requis augmente pour la clientèle domestique, d'augmenter dans la même proportion le revenu tiré des tarifs, de manière à maintenir constant le ratio revenu sur coût et non le volume d'interfinancement. L'ACEF de Québec estime d'ailleurs que le maintien de l'interfinancement en valeur absolue n'est pas adéquat puisque cette dernière perdra de son importance avec le temps en raison de l'inflation.

L'ACEF de Québec estime que lorsque le revenu requis du secteur domestique diminuera, entraîné par une modification volontaire du patron de consommation ou des gains de productivité durables, et non par une réduction dans la qualité et la quantité des services du Distributeur, il sera possible de laisser se modifier le ratio revenu sur coût en ne baissant pas les tarifs. Il faudra alors établir des règles de juste partage des gains de productivité.

Enfin, l'ACEF de Québec est d'avis que la Loi n'interdit pas de modifier les tarifs pour accentuer l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel.

Dans sa plaidoirie, **AQCIE/AIFQ** note l'existence de points de convergence et de divergence entre sa position et celle du Distributeur.

Les éléments de convergence sont les suivants :

- le besoin d'avoir un cadre de référence pour mesurer l'interfinancement à maintenir;
- la mesure de l'interfinancement doit être effectuée sur la base d'un scénario incluant le plein rendement autorisé;
- **AQCIE/AIFQ** croit que le rattrapage du rendement est un effort collectif qui doit être partagé par la totalité de la communauté des clients. Le manque à gagner s'applique à toutes les catégories sans distinction. L'intervenant dit être en profond désaccord avec la proposition du D^r Rabeau, expert de FCEI/UMQ, voulant que la seule clientèle résidentielle supporte les coûts additionnels associés au rattrapage du rendement;
- le traitement de l'impact de changements méthodologiques dans l'allocation du coût du service : **AQCIE/AIFQ** juge qu'il n'est que logique et équitable d'ajuster la mesure d'interfinancement du cadre de référence quel qu'il soit pour refléter les changements

³⁴⁹ Plaidoirie de l'ACEF de Québec; NS, volume 15, page 148 et suivantes.

méthodologiques dans l'allocation du coût du service et qu'il sera toujours possible de le faire. L'intervenant estime que les difficultés évoquées par le Distributeur en rapport avec l'ajustement du cadre de référence sont surmontables et, en ce sens, entrevoit un rapprochement possible avec la position du Distributeur;

- l'ajustement des tarifs en fonction de la valeur des variations constatées en dollars : l'intervenant s'est rallié à la position du Distributeur après qu'il ait mieux saisi que ce dernier ne prônait pas le respect strict d'un ratio revenu/coût³⁵⁰.

Quant aux divergences, AQCIE/AIFQ fait état des éléments suivants :

- la période initiale pour l'établissement de l'interfinancement : AQCIE/AIFQ estime que cette question est largement juridique en ce qu'il faut rechercher l'intention du législateur. Contrairement au Distributeur qui propose une lecture de l'interfinancement à chaque dossier tarifaire, AQCIE/AIFQ évoque l'obligation du maintien d'un statu quo et qu'il est logique que ce dernier soit celui de la date d'entrée en vigueur de la Loi, même si par ailleurs le groupe constate que l'écart entre la valeur de 2000 et celle de 2002-2003 est faible³⁵¹.
- le maintien d'un cadre fixe plutôt que variable : AQCIE/AIFQ prône le maintien d'une référence fixe, celle-ci étant la seule à pouvoir assurer l'équité envers toutes les catégories de clients³⁵².
- la proposition du Distributeur de n'accorder aucune réduction tarifaire avant l'atteinte de son rendement : AQCIE/AIFQ estime que le Distributeur préconise un double régime d'ajustement des tarifs par catégorie de consommateurs, selon que le rendement est atteint ou pas. Cette façon de faire pourrait, selon l'intervenant, imposer une « surcontribution » de certaines catégories au rattrapage du rendement. L'intervenant trouve cette « mesure d'exception » non seulement inappropriée mais illégale et recommande plutôt que les tarifs soient simultanément ajustés uniformément pour rattraper le rendement et de façon différenciée pour refléter les autres variations pouvant survenir avant l'atteinte du rendement³⁵³.

³⁵⁰ NS, volume 16, pages 14 à 21.

³⁵¹ NS, volume 16, page 26 et suivantes.

³⁵² NS, volume 16, page 38.

³⁵³ NS, volume 16, page 42.

Les recommandations d'AQCIE/AIFQ se résument ainsi :

- maintien de l'interfinancement en valeur absolue;
- l'interfinancement doit se mesurer dans un contexte où les revenus correspondent aux revenus requis totaux, incluant plein rendement;
- la mesure de référence devra, le cas échéant, être ajustée pour refléter tout changement dans les méthodes de répartition des coûts;
- une même approche doit être utilisée avant et après que le rendement ait été atteint;
- l'adoption d'une mesure de référence historique fixe préviendrait l'augmentation ou la diminution tendancielle de l'interfinancement (*cross-subsidy creep*) au fil des dossiers tarifaires³⁵⁴.

FCEI/UMQ recommande que la classe « Domestique » absorbe, à même ses tarifs, le coût du capital additionnel de 571,5 M \$ qui lui revient, tel qu'établi par le D^f Rabeau dans sa preuve. FCEI/UMQ fonde sa recommandation sur la prétention que le nouveau régime réglementaire auquel Hydro-Québec, et plus particulièrement le Distributeur, est soumise vient modifier en profondeur la façon de déterminer les tarifs. Selon l'intervenant, en vertu de ce nouveau régime, le coût du capital devient une composante explicite des coûts du Distributeur.

FCEI/UMQ dit souscrire de façon générale à l'interprétation que donne Hydro-Québec à l'article 52.1 de la Loi. Il soutient que l'article 52.1 doit s'interpréter à la lumière du processus réglementaire standard où l'on établit, selon des règles généralement reconnues, le coût de toutes les ressources impliquées dans le processus de livraison de l'électricité. Il est donc normal, selon l'intervenant, que chaque catégorie de consommateurs absorbe les coûts qu'elle engendre, un principe clé en matière de régulation économique.

S'appuyant sur la position du Distributeur voulant que la Régie tienne compte de l'évolution des coûts incluant le rendement associé à une catégorie de consommateurs selon le mode de répartition en vigueur, FCEI/UMQ estime que le coût du capital devra, avec le nouveau régime réglementaire, être imputé à chaque catégorie de clients et qu'il s'en suivra une augmentation des coûts de chacune de ces catégories. Ce dernier se répercutera nécessairement sur le niveau des tarifs et également sur le niveau de l'interfinancement.

FCEI/UMQ note que les revenus de certaines catégories de consommateurs peuvent déjà couvrir le coût du capital qui leur sera imputé, tandis que la catégorie « Domestique » n'est pas en mesure d'assumer sa part des coûts en capital qui s'élève à 571,5 M \$. FCEI/UMQ

³⁵⁴ NS, volume 16, page 48.

note que cette somme représente une augmentation significative des coûts pour cette catégorie.

Parmi les diverses mesures, la mesure de Merrill Lynch semble la plus adéquate aux yeux de FCEI/UMQ, qui trouve que l'indice ML est plus sensible et traduit bien la contribution économique de chaque catégorie de consommateurs, particulièrement lorsque les coûts et/ou les revenus varient. L'intervenant juge que la méthode proposée par le Distributeur ne respecte pas le principe où les tarifs d'une catégorie de consommateurs sont modifiés en raison d'une variation des coûts attribuables à cette catégorie.

Selon FCEI/UMQ, comme le coût de toutes les ressources impliquées dans le processus de livraison de l'électricité doit être considéré dans l'établissement des tarifs, il est normal que chaque catégorie de consommateurs absorbe les coûts de cette nouvelle méthode de détermination des tarifs. C'est ainsi que, sans chercher à réduire l'interfinancement au sens de la Loi, augmenter l'interfinancement irait contre le principe fondamental de l'utilisateur payeur. Dans un tel cas, selon l'intervenant, les clients de petites et moyennes puissances feraient les frais de la réforme actuelle de la réglementation.

C'est dans ces conditions que FCEI/UMQ soumet une proposition visant à faire assumer par la clientèle « Domestique » la part du coût en capital qui lui revient, les autres classes tarifaires générant déjà des revenus suffisants pour couvrir leurs parts de ce coût. FCEI/UMQ propose donc que les tarifs et les revenus du secteur domestique soient ajustés de façon à inclure le coût du capital de 571,5 M \$ mentionné précédemment. L'intervenant note que l'interfinancement existerait toujours à la suite de ce changement, l'indice ML pour le Domestique serait alors de 16,1 %. Il note également que les indices d'interfinancement des autres classes tarifaires seraient maintenus à leurs niveaux actuels, reflétant des coûts et des revenus qui demeurent constants. En faisant absorber par le secteur résidentiel les coûts supplémentaires qui lui sont alloués, une telle proposition viendrait, selon FCEI/UMQ, suivant une période transitoire pour permettre l'augmentation des tarifs, modifier l'interfinancement existant, en défaveur du secteur résidentiel.

FCEI/UMQ considère qu'en suivant le principe voulant que l'interfinancement devrait s'interpréter conjointement avec le principe de faire assumer par une catégorie de consommateurs les coûts additionnels qui leurs reviennent, seule sa proposition est pertinente. En conséquence, FCEI/UMQ propose à la Régie, d'une part, d'utiliser l'indice ML pour évaluer l'interfinancement et, d'autre part, de retenir l'analyse présentée par le D^r Rabeau en ce qui concerne la proposition d'imputer à la classe « Domestique » les coûts additionnels encourus qui lui reviennent.

OC privilégie un gel du niveau de l'interfinancement tel qu'il existait au 16 juin 2000, lors de l'entrée en vigueur du projet de loi 116, et son maintien pour le futur et ceci en valeur relative, à être déterminée par la Régie à cet égard. OC dit donc se rattacher au niveau d'interfinancement et non à une valeur absolue.

OC dit qu'il ne peut souscrire à la position du Distributeur voulant qu'à chaque fois qu'il propose une modification de tarif, il ait le fardeau de démontrer que cette modification de tarif n'a pas pour effet d'atténuer l'interfinancement. OC trouve que cette façon d'agir confère au Distributeur une faculté potestative qui fait en sorte que l'application de la Loi et la juridiction de la Régie dépendent de la volonté du Distributeur, ce qui est illégal, selon OC.

Toujours selon OC, pour assurer que l'interfinancement ne soit pas atténué, il faut nécessairement le déterminer et le fixer, la référence ne pouvant être autre que la date d'entrée en vigueur de la Loi qui a conféré cet avantage.

En ce qui concerne le manque à gagner du Distributeur, OC soutient que celui-ci est visé par la notion d'interfinancement et qu'en conséquence, la clientèle domestique n'a pas à contribuer à sa récupération³⁵⁵.

UC recommande le maintien de l'interfinancement par le respect du ratio revenu/coût, tel que mesuré au moment du passage de la Loi 116. L'intervenante fonde sa recommandation sur le raisonnement que le quatrième alinéa de l'article 52.1, dont il estime le libellé formel, a été inséré dans la Loi pour que cet engagement envers la clientèle résidentielle ne puisse être modifié de quelque façon que ce soit. Il cite plusieurs extraits des débats parlementaires visant le gel de l'interfinancement et le fait que l'interfinancement en faveur du tarif domestique fait partie du pacte social³⁵⁶.

Selon UC, la formule que le Distributeur propose pour mesurer l'interfinancement est contraire à la Loi puisqu'elle se trouve à atténuer l'interfinancement en le mesurant une fois que son rendement requis est atteint³⁵⁷.

UC note que le terme interfinancement n'est pas défini dans la Loi. Par ailleurs, UC trouve que l'article 52.1 est orienté vers une fin très précise : « *protéger les consommateurs résidentiels* ». Cependant, UC trouve que la position défendue par le Distributeur voulant

³⁵⁵ NS, volume 17, page 185.

³⁵⁶ Plan de plaidoirie d'UC, page 25.

³⁵⁷ Plan de plaidoirie d'UC, page 16.

qu'il peut modifier accessoirement l'interfinancement et que ce dernier ne doit pas être évalué et fixé définitivement à un moment précis dans le temps est loin d'être claire.

UC trouve que FCEI/UMQ partage la vision évolutive de l'interfinancement du Distributeur mais va encore plus loin en exigeant que les tarifs pour le secteur domestique soient ajustés de façon à ce que le revenu prévu inclut le coût du capital, de manière à lui faire assumer les coûts engendrés par la nouvelle méthode de calcul du coût de capital qui lui est imputé. UC observe qu'il ne s'agit, de l'aveu du procureur de FCEI/UMQ, que d'une interprétation économique du texte de Loi effectuée par l'expert Rabeau et que ce même expert est incompetent pour interpréter la Loi.

UC dit partager en grande partie l'avis d'AQCIE/AIFQ qu'il faut établir le niveau d'interfinancement à ce qui existait avant l'adoption du projet de loi 116 afin de respecter l'intention du législateur mais UC s'en tient au gel de l'indice de l'interfinancement et non à son niveau en valeur absolue.

UC soumet que contrairement aux prétentions du Distributeur, le gel des indices d'interfinancement à leurs niveaux de 2000 n'implique absolument pas une volatilité « extrême » des tarifs, ni un quelconque alourdissement du processus réglementaire puisque ces derniers sont revus à chaque dossier tarifaire.

UC propose d'établir le niveau de l'interfinancement afin de pouvoir le suivre dans le temps et de s'assurer que l'indice est maintenu fixe et que ce niveau d'interfinancement ne soit pas atténué (diminué, aminci, etc.) de quelque façon que ce soit et que la garantie prévue à l'article 52.1 soit pleinement respectée. Contrairement à ce que prétend le Distributeur, UC estime que le législateur a imposé une obligation de résultat et non une simple obligation de moyen.

4.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

Interprétation de la Loi en rapport avec l'interfinancement

Tous les participants ont donné leur interprétation de l'article 52.1, quatrième alinéa qui diffère les uns des autres et ce, même lorsqu'ils prétendaient que le texte était tellement clair qu'il ne nécessitait aucune interprétation. La Régie croit nécessaire d'énoncer sa vision de l'article. Tout d'abord, il faut faire appel au principe d'interprétation énoncé par la Cour suprême citant Driedger 2^e édition :

« Aujourd'hui, il n'y a qu'un seul principe ou solution : il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur [cité par P.-A. Côté, Interprétation des lois (3^e éd. 1999), p. 364].³⁵⁸ »

L'esprit de la Loi est énoncé principalement à l'article 5 :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. »

Le rôle de la Régie est avant tout de concilier l'intérêt public avec la protection des consommateurs de toutes catégories et un traitement équitable du Distributeur. Les participants ont interprété la Loi dans un spectre très large. Il convient à la Régie de trouver la bonne interprétation qui respecte à la fois les impératifs de l'ensemble de la Loi et sa concordance avec la réalité.

L'objet de la Loi est la régulation économique, entre autres de la distribution d'électricité, en vue de fixer des tarifs justes et raisonnables.

La Régie en vient donc à interpréter le quatrième alinéa de l'article 52.1 de façon à y voir une intention du législateur de vouloir imposer à la Régie une limitation dans l'exercice de ses pouvoirs énoncés dans les autres dispositions de la Loi. Toutefois, il faut comprendre que l'interfinancement est un concept dont la réalité se modifie continuellement en fonction de l'évolution des volumes consommés par chaque catégorie tarifaire ainsi que des coûts qui y sont associés. Il faut donc interpréter cette disposition de façon à maintenir la fluidité de la réalité tout en respectant les principes généralement reconnus en matière de fixation des tarifs.

« 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. »

³⁵⁸ *Chieu c. Canada* (ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) 2002 CSC 3, cité dans les décisions D-2002-219 et D-2002-220.

Pour évaluer « l'atténuation », il faut des balises les plus objectives possibles qui permettent d'apprécier le niveau de l'interfinancement. Par contre, il faut éviter d'adopter des balises tellement rigides qu'elles rendraient inutiles les autres dispositions de la Loi et empêcheraient la Régie d'exercer son jugement dans l'exercice de l'établissement de tarifs justes et raisonnables.

Quant à l'expression « afin de », la Régie ne peut accepter de modifications tarifaires dans l'intention évidente d'atténuer l'interfinancement. Mais en plus, la Régie doit vérifier à l'aide des balises ci-dessous énoncées les tarifs proposés en comparant le résultat obtenu sur l'interfinancement.

Au niveau de l'intention du législateur, les balises doivent représenter l'idée du maintien de l'interfinancement énoncée par le ministre lors des modifications de la Loi. La Régie est d'avis que ce maintien s'inscrit à l'intérieur du pacte social. La Régie doit maintenir dans le temps ces balises en les appliquant selon le contexte et au mérite des modifications demandées. Ainsi, des modifications importantes de l'environnement technologique (par exemple, si les voitures électriques devenaient la norme) pourraient conduire à des variations significatives dans les profils de consommation et les coûts des catégories tarifaires et ce faisant, imposer à la Régie une révision de l'application de ces balises. Mais, en règle générale, le niveau d'interfinancement qui, par nature se modifie quotidiennement, doit se maintenir, au fil des ans, autour des balises ci-dessous énoncées pour respecter la volonté du législateur.

Atteinte du rendement et indice de mesure de l'interfinancement

Plusieurs façons de mesurer l'interfinancement ont été présentées à la Régie. De ces différents indices de mesure, la Régie retient le ratio revenu/coût. Pour la Régie, l'indice Merrill Lynch est simplement l'inverse du ratio revenu/coût, il ne constitue pas une mesure additionnelle.

Deux variantes du ratio revenu/coût ont été présentées : l'indice SCGM ainsi que le même indice mais ajusté pour tenir compte de la situation particulière où le rendement n'est pas encore atteint (indice HQD). La Régie note que, lorsque le manque à gagner est réparti de manière uniforme au prorata des revenus prévus (tarifs) et que le rendement est atteint, les deux mesures s'équivalent.

Quant à la question de l'atteinte du rendement et de son incidence sur l'indice de mesure à adopter comme guide, trois propositions sont devant la Régie :

- la prise en charge de la majeure partie de l'insuffisance associée au rendement par la catégorie « Domestique »;
- la prise en charge de l'insuffisance associée au rendement par toutes les catégories à l'exception de la catégorie « Domestique »;
- la répartition de l'insuffisance associée au rendement par la majoration uniforme des tarifs.

La prise en charge de la majeure partie de l'insuffisance associée au rendement par la catégorie « Domestique » a été proposée par FCEI/UMQ et repose sur le fait que cette catégorie ne génère pas de rendement à l'heure actuelle et que l'atteinte du rendement raisonnable constitue un coût additionnel découlant du nouveau mode de réglementation auquel est assujéti le Distributeur. La proposition veut, qu'à ce titre, le rendement alloué à chacune des catégories de consommateurs soit, en principe, reflété pleinement dans leurs tarifs respectifs.

La Régie souligne en premier lieu que la recherche d'un rendement raisonnable par Hydro-Québec n'est pas le propre du nouveau mode de réglementation économique auquel l'entreprise est assujéti.

Le rôle de la Régie à cet égard est celui d'établir pour le Distributeur un coût du service comprenant un rendement raisonnable sur la base de tarification. La Régie ne peut accueillir l'approche selon laquelle la majeure partie de l'insuffisance associée au rendement serait à la charge de la catégorie « Domestique ». Cette proposition irait à l'encontre de la Loi parce qu'elle aurait pour effet d'atténuer substantiellement l'interfinancement dont bénéficie la catégorie « Domestique », c'est justement la crainte exprimée dans le rapport Merrill Lynch.

La prise en charge de l'insuffisance associée au rendement par toutes les catégories à l'exception de la catégorie « Domestique » a été justifiée par certains représentants des consommateurs résidentiels par le fait de ne pas atténuer l'interfinancement dont cette catégorie bénéficie à l'heure actuelle, avant atteinte du rendement. Cette approche reviendrait à adopter comme mesure de référence l'indice SCGM, calculé avant l'atteinte du rendement.

La Régie trouve cette proposition inéquitable du fait qu'elle ferait supporter aux autres consommateurs tout le poids de l'ajustement requis au chapitre du rendement du Distributeur. Par ailleurs, cette proposition ne serait pas conforme à la Loi parce qu'elle

assimile la préservation de l'interfinancement au maintien intégral des tarifs de la catégorie « Domestique » à leur niveau actuel. Par conséquent, la Régie rejette également la mesure de l'interfinancement selon l'indice SCGM, calculé avant atteinte du rendement.

Finalement, la répartition de l'insuffisance associée au rendement par la majoration uniforme des tarifs a été justifiée par le fait que l'interfinancement ne peut être évalué dans un contexte où le rendement cible n'est pas atteint. Elle a également été justifiée par le fait que l'atteinte d'un rendement raisonnable constitue un événement temporaire, permettant le rétablissement de la situation particulière dans laquelle le Distributeur se trouve, en transition vers un régime réglementaire normal.

En conclusion, la Régie considère juste et raisonnable, dans les circonstances, la répartition, pour fins de mesure de l'interfinancement, de l'insuffisance associée au rendement par un ajustement uniforme théorique des tarifs et elle adopte, par conséquent, une mesure de l'interfinancement selon l'indice HQD.

De plus, la Régie note qu'il y a eu un débat sur la stratégie tarifaire possible pendant les années à venir afin que le Distributeur obtienne un plein rendement sur sa base de tarification. La Régie signale que cet enjeu sera traité en Phase 2.

Moyens de préserver l'interfinancement

La Régie constate qu'il ne se dégage pas de solution unique à utiliser pour appliquer les dispositions de l'article 52.1, quatrième alinéa, qui permettrait de juger si une proposition tarifaire a pour effet d'atténuer ou pas l'interfinancement. Elle dénombre dans la preuve au dossier trois principaux moyens :

- l'ajustement des tarifs afin d'y refléter l'impact de la variation de certains facteurs pouvant influencer les coûts ou les revenus prévus de la catégorie de consommateurs dans la mesure où il n'existe pas d'intention d'atténuer l'interfinancement et c'est à chaque dossier tarifaire qu'est suggéré d'effectuer la mesure de l'interfinancement sans faire de référence à une année fixe (le Distributeur);
- le respect des ratios revenu/coûts à une date donnée (OC, UC, ACEF);
- le respect de valeurs absolues d'interfinancement établies à une date donnée (AQCIE/AIFQ).

La Régie estime qu'elle doit se prononcer en premier lieu sur l'année de référence pour ensuite traiter des balises de la mesure de l'interfinancement.

Année de référence

Le Distributeur propose de tenir compte de l'interfinancement de façon évolutive, en comparant la situation immédiatement avant et après une modification tarifaire. La plupart des intervenants qui se sont prononcés sur le sujet, par contre, considèrent qu'il faut établir une année de référence fixe pour baliser l'évolution de l'interfinancement et proposent que cette année soit l'an 2000, année d'adoption de la Loi 116.

La Régie partage la position des intervenants provenant à la fois des secteurs industriel et domestique et considère qu'il faut maintenir l'interfinancement en utilisant une année de référence.

Toutefois, la Régie accepte les arguments du Distributeur selon lesquels l'an 2000 était une année de transition réglementaire et fixe l'année 2002, première année d'application par le Distributeur des nouvelles dispositions législatives, comme année de référence de l'interfinancement. De toute façon, le Distributeur a déposé, à l'engagement numéro 12, des données démontrant que le niveau d'interfinancement n'avait pas évolué significativement entre l'an 2000 et 2002.

Balises de la mesure de l'interfinancement

La Régie ne retient pas la proposition du Distributeur voulant que les variations des coûts soient reflétées intégralement dans les tarifs, même si le Distributeur peut démontrer qu'elles n'ont pas pour objet d'atténuer l'interfinancement.

L'approche du Distributeur est trop évolutive et ne contient aucune référence objective.

La Régie considère que l'application générale de cette approche risque fort d'atténuer l'interfinancement au fil des ans. À long terme, l'interfinancement aurait tendance à disparaître. La Régie considère que ce résultat irait à l'encontre de la volonté du législateur et du texte même de la Loi.

La Régie retient comme balise le respect du ratio revenu/coût selon l'indice HQD. La Régie considère important, comme l'ont exprimé les intervenants, de se doter d'une balise qui permettra à la Régie de suivre l'évolution du niveau d'interfinancement dans le temps. Cette balise servira de référence pour la Phase 2 et les prochains dossiers tarifaires.

Il reviendra à la Régie de s'assurer, à chacun des dossiers tarifaires, que l'interfinancement soit maintenu au niveau de cette balise. La Régie croit toutefois qu'une application trop stricte de cette balise serait inappropriée, car l'étude d'un dossier tarifaire doit permettre la prise en considération du contexte à l'intérieur duquel se situe le dossier. Toutefois, en cas de dépassement substantiel de cette balise, la Régie serait appelé à intervenir pour inverser la tendance de sorte qu'après un certain nombre d'années l'interfinancement devrait se situer toujours au niveau de l'an 2002.

Dans sa preuve, le Distributeur a établi que pour l'année 2002-2003, l'indice d'interfinancement de la catégorie « Domestique » par les autres catégories de consommateurs s'élevait à 80 %, ce qui équivaut à 901 M \$ en valeur absolue³⁵⁹.

Pour la Phase 2, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour le tableau présenté à la pièce HQD-3, document 4, à la page 10, pour les années 2002, 2003 et 2004, sur la base des données qu'il présentera dans sa demande, en tenant compte des paramètres et instructions énoncés dans la présente décision.

Tarifs devant faire l'objet de l'analyse d'interfinancement

La Régie accepte les catégories de consommateurs proposées par le Distributeur, soit les clients domestiques (tarifs D, DM, DH et DT), petite puissance (tarifs G, G-9, éclairage public et à forfait), moyenne puissance (tarif M) et grande puissance (tarifs L et H).

La Régie se prononce ici sur la pertinence de l'inclusion dans l'analyse de l'interfinancement des contrats spéciaux et des tarifs de gestion de la consommation et de secours.

Quant aux contrats spéciaux, le Distributeur écarte les contrats spéciaux de l'analyse de l'interfinancement du fait que ces tarifs sont fixés par le gouvernement, d'une part, et que, d'autre part, ils font leur frais, n'affectant pas ainsi la mesure de l'interfinancement.

Quant au tarif BT et autres tarifs de gestion de la consommation ou de secours (LC, LP, MR, LR, GD et LD), le Distributeur prétend que ces tarifs sont fixés afin de récupérer tous les coûts. La Régie n'est pas en mesure, à cette étape-ci, d'apprécier cette prétention. Lorsqu'elle aura à fixer les tarifs de l'année témoin en Phase 2, la Régie devra décider, le cas échéant, de l'ajustement à apporter aux tarifs de gestion de la consommation et de secours.

³⁵⁹ Pièce HQD-3, document 4, page 10.

L'inclusion de ces tarifs dans l'analyse de l'interfinancement aura également pour avantage de ne pas omettre de les considérer lors de l'établissement des ajustements tarifaires.

La Régie juge que l'inclusion des contrats spéciaux et des tarifs de gestion de la consommation et de secours dans l'analyse de l'interfinancement est nécessaire puisqu'elle permet de disposer de tous les coûts et des revenus du Distributeur lors de l'établissement des tarifs et de l'évaluation de l'interfinancement en découlant. L'inclusion des tarifs en question, même s'ils sont traités de façon différenciée, aura pour avantage de fournir une image plus complète des revenus, des coûts et des ajustements tarifaires accordés ; d'ailleurs, le Distributeur présente un tableau complet dans son analyse de la répartition des coûts, à la section 9 du dossier tarifaire. La Régie demande au Distributeur de présenter séparément dans le tableau d'évaluation de l'interfinancement les coûts et les revenus associés aux contrats spéciaux ainsi qu'aux tarifs de gestion de la consommation ou de secours.

5. INSTRUCTIONS POUR LA PHASE 2 ET LES EXIGENCES DE DÉPÔT

5.1 SOMMAIRE DES DÉPÔTS DEMANDÉS EN PHASE 2

5.1.1 THÈME 1

Présenter le dossier de la Phase 2 sur la base d'une année témoin projetée 2004, coïncidant avec l'année financière d'Hydro-Québec et soumettre sur la même base les autres années du dossier, dont l'année de base (2003) et les années historiques (2001 et 2002);

Présenter une conciliation du résultat des années historiques 2001 et 2002 avec les états financiers corporatifs vérifiés;

Activités de distribution

Préciser quels sont les centres de coûts réglementés, non réglementés et mixtes sur la liste des centres de coûts regroupés par vice-présidence présentée aux pièces HQD-4, documents 5.1, 5.2 et 5.3;

Expliquer le processus utilisé, à l'intérieur du processus budgétaire, pour soustraire les investissements non réglementés des totaux du Distributeur afin de parvenir aux montants inclus pour l'établissement de la base de tarification;

Déposer le code de conduite d'Hydro-Québec;

Déposer la liste révisée, le cas échéant, des principaux inducteurs pour la facturation interne;

Expliquer comment l'établissement du coût complet du service de facturation pour HydroSolution pour ses services de chauffe-eau peut mener à des résultats différents des services de facturation pour ses propres activités réglementées tel que soulevé par l'ACEF de Québec;

5.1.2 THÈME 2

Coût de la dette

Fournir la liste des critères retenus par Hydro-Québec pour établir le montant de 1 299 M \$;

À la suite de l'application de la norme comptable 1650 en janvier 2002, fournir la liste détaillée et les montants des dettes prises en compte pour établir la portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées aux bénéfices non répartis (1 299 M \$), y indiquer les montants à être retranchés annuellement du solde pour la période allant de 2002 à l'échéance du dernier titre impliqué et évaluer, à titre illustratif, l'impact annuel sur le coût de la dette future;

Expliquer la correction, mentionnée à la page 2 de la lettre du Distributeur du 21 mars 2003, au niveau du poste perte de change reportée nette qui passe de 2 791 M \$ (*selon HQD-12, document 2.2, page 17*) à 1 866 M \$ (*selon la lettre du 21 mars 2003 du Distributeur, annexe 1, tableau 3 corrigé du tableau original dans HQD-7, document 1, page 35*) pour l'année 2002-2003;

Fournir les 13 soldes de la perte de change reportée nette 2002-2003 avant la constatation de la correction;

Fournir le coût de la dette intégrée en incluant la dette à court terme inscrite aux états financiers pour chaque année présentée au dossier de la Phase 2. Identifier séparément les postes et les montants reliés à la dette à court et à long terme, tant au numérateur qu'au dénominateur;

Ventiler chacun des postes du tableau 3 corrigé (selon la lettre du 21 mars 2003 du Distributeur, annexe 1, tableau 3 corrigé du tableau original dans HQD-7, document 1, page 35) en y incluant séparément les postes et les montants reliés à la dette à court terme et ce en utilisant la nomenclature présentée pour l'année témoin projetée. Fournir les 13 soldes pour chaque année présentée au dossier;

Expliquer dans le tableau présenté à la pièce HQD-10, document 1.3, page 5, l'élément de 15 M \$ à ne pas considérer dans la requête;

Frais de garantie

Justifier le traitement des frais de garantie et, à titre d'information complémentaire, présenter un scénario où les frais de garantie seraient calculés uniquement sur le montant de la dette ayant fait l'objet d'entrées de fonds.

5.1.3 THÈME 3

Conventions comptables

Fournir les données comparant la capitalisation des immobilisations en cours selon deux taux, soit le taux moyen et le taux prospectif du coût en capital. Ces données devront porter sur les quatre années présentées dans la demande de la Phase 2. Fournir les arguments détaillés à l'appui de la méthode qu'ils proposent respectivement de sorte que la Régie puisse se prononcer sur le sujet à l'issue de la Phase 2.

Frais corporatifs

Fournir une simulation commentée portant sur trois ans, selon les deux méthodes suivantes de répartition des frais corporatifs :

- les charges primaires à l'exploitation et les immobilisations nettes dans une proportion de 50 % - 50 %;
- les charges primaires à l'exploitation, et les investissements dans une proportion de 50 % - 50 %;

Charges brutes directes

Identifier séparément la portion du régime d'intéressement associée aux résultats d'Hydro-Québec intégrée;

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;

Démontrer les mesures concrètes prises et des résultats obtenus par le Distributeur pour améliorer sa productivité et son efficacité;

Fournir une mise à jour de l'étude de 1999 sur la position salariale des employés.

Charges de services partagés

Fournir, pour les charges de services partagés, une ventilation des coûts des activités avant partage, y incluant celles nécessaires pour établir le rendement, ainsi que les bases de facturation utilisées. Les données devront être détaillées suivant les formats des tableaux fournis par le Distributeur aux pièces HQD-10, document 1.1 et HQD-12, documents 3.3.5 et 3.3.6. Les données devront porter sur les années 2001, 2002, 2003 et 2004. La Régie demande aussi une liste des inducteurs de coûts servant à la répartition entre unités;

Démontrer le caractère nécessaire des achats de services auprès de ces unités et s'assurer de documenter dans une entente client fournisseur les principaux paramètres convenus et les engagements respectifs de chaque partie. Ce document devra être déposé à la Régie en Phase 2;

Fournir, pour les produits et services fournis en Approvisionnement et services, Technologie de l'information, TransÉnergie-Télécommunications, Unités corporatives, Recherche et Développement et Ingénierie et construction, une description adéquate des produits et services, les paramètres d'établissement du coût complet pour chaque produit et service, y incluant les données sur les actifs nécessaires pour l'établissement du rendement, les bases de facturation utilisées et les différents autres paramètres d'importance convenus dans les ententes cadres entre clients et fournisseurs signées par le distributeur (les prix des services, les volumes de produits et services fournis, les changements des inducteurs utilisés);

Fournir un plan de balisage incluant un calendrier de réalisations et un rapport d'étape sur le balisage effectué à ce jour à l'égard de la compétitivité des prix des produits et services offerts par les fournisseurs internes, ainsi que les résultats disponibles à ce jour.

Taxe sur le capital

Expliquer la hausse de taxe sur le capital puisque la base de tarification a diminué de 0,9 % entre 2000-2001 et 2002-2003, alors que le total des taxes, qui inclut la taxe sur le capital, a augmenté de 19,5 %.

Facturation interne et externe émise

Présenter les postes « Frais d'administration des abonnés », « Frais de gestion et d'ouverture de dossier » ainsi que « Frais de branchement » en ajout aux revenus et non en réduction des charges.

Immobilisations

Présenter :

- explication et détail du poste « Mouvements »;
- explication et détail du taux de prestation de travail et de ses composantes;
- explication et illustration du concept de banque de réserve, ainsi que son lien avec le poste « Matériaux, combustibles et fournitures »;

Fournir l'information nécessaire pour permettre à la Régie de se prononcer sur la raisonnable des sommes présentées à titre d'additions aux immobilisations;

Présenter l'impact tarifaire prévu, sur cinq ans, des budgets d'immobilisations et projets soumis à la Régie ainsi que des budgets et projets envisagés et non encore soumis. Cette analyse devra inclure les principales hypothèses utilisées pour la préparer.

Matériaux, combustibles et fourniture

Présenter une preuve plus détaillée et plus approfondie.

Base de tarification

Confirmer l'exactitude de la base de tarification du Distributeur pour l'année 2001 (de janvier à décembre 2001) calculée selon la moyenne des 13 soldes à partir de l'information soumise au dossier.

5.1.4. THÈME 4

Pour chaque catégorie tarifaire, établir le lien entre la structure des coûts alloués et la structure des tarifs correspondante.

Coûts de fourniture

Déposer les données disponibles relatives aux profils de consommation des catégories de clients associées à chacun des tarifs de gestion de la consommation. Préciser dans chacun de ces cas, la puissance ou l'énergie pouvant être interrompue, ainsi que les périodes d'interruption.

Coûts de Distribution et Service à la clientèle

Répartition des coûts par fonction

Détailler davantage la répartition des coûts de la sous-fonction « Gestion des abonnements par catégorie de consommateurs » pour chacune des activités pour lesquelles les données sont disponibles. Dans l'impossibilité de faire cette répartition par sous-fonction, fournir une répartition plus détaillée de la Gestion des abonnements en distinguant, à tout le moins, les activités de Facturation et encaissement et Relève de compteurs, des autres activités;

Présenter l'ajustement de la valeur des branchements sur la base de la méthode de calcul prise en compte dans la réponse du Distributeur à son engagement, voir la pièce HQD-12, document 4.1.3 et tenir compte de cet ajustement dans l'évaluation du réseau basse et moyenne tension;

Déposer, à l'aide des données disponibles, une méthode reflétant davantage les liens de causalité pour répartir les coûts entre les réseaux basse et moyenne tension.

Répartition des coûts entre les composantes

Déposer le détail des calculs ainsi que des données ayant servi de base aux calculs relatifs à la répartition du coût des réseaux basse et moyenne tension entre les composantes abonnement et puissance, selon les instructions suivantes de la Régie :

- déduire de la composante abonnement les coûts de puissance qui y sont alloués et les transférer à la composante puissance du coût du réseau basse et moyenne tension;
- considérer à cet effet que le réseau de taille minimale peut fournir une puissance de 1 kW par abonné;
- prendre en compte cet ajustement dans le classement des coûts du Distributeur entre les composantes.

Répartition des coûts entre les catégories de consommateurs

Fournir la répartition des coûts de branchements en utilisant un facteur de répartition correspondant au nombre d'abonnements pondéré par le coût unitaire des branchements;

Fournir le détail des calculs relatifs à l'utilisation de facteurs pondérés dans la répartition des coûts de Facturation et encaissement et des coûts de Relève de compteurs (la pondération du nombre d'abonnements, d'une part, par le nombre annuel de factures émises, pour ce qui est des coûts de Facturation et encaissement et, d'autre part, par le nombre annuel de relèves effectués pour ce qui est des coûts de Relève, a déjà été effectuée par le Distributeur).

Interfinancement

Mettre à jour le tableau présenté à la pièce HQD-3, document 4, à la page 10, pour les années 2002, 2003 et 2004, sur la base des données qu'il présentera dans sa demande en tenant compte des paramètres et instructions énoncés dans la présente décision;

Présenter séparément dans le tableau d'évaluation de l'interfinancement les coûts et les revenus associés aux contrats spéciaux et aux tarifs de gestion de la consommation et de secours.

5.1.5 ARTICLE 75

Dans le cadre de l'application de l'article 75 de la Loi, la Régie ordonne au Distributeur de fournir des données historiques réelles correspondant aux principaux postes et paramètres utilisés pour établir les tarifs. Cette approche fournira, en outre, les outils nécessaires à la mise en place éventuelle de mesures et de mécanismes incitatifs, tel que prévu à la Loi.

Le Distributeur devra présenter les résultats réels découlant de sa gestion en cours d'année. Les données fournies devront être détaillées et conciliées avec les états financiers vérifiés d'Hydro-Québec. Les variations par rapport aux données budgétaires présentées dans le dossier tarifaire devront être expliquées.

Les informations demandées devront être ajoutées à celles que le Distributeur fournit déjà dans le cadre du rapport annuel.

Exceptionnellement, étant donné que la date de remise du rapport annuel 2002 est le 26 mai 2003, la Régie demande au Distributeur, pour l'année 2002, de lui remettre l'information demandée dans le cadre de la Phase 2 du présent dossier.

La liste des informations que ce rapport devra inclure est présentée ci-dessous :

- état des résultats de l'activité réglementée;
- base de tarification détaillée réelle (mensuelle - et moyenne des 13 soldes);
- additions à la base de tarification (et explication des écarts);
- comparaison des moyennes et des soldes d'ouverture de la base de tarification;
- calcul du fonds de roulement;
- évolution du compte matériaux, combustible et fournitures;
- évolution des comptes de frais reportés;
- taux de financement réel de la dette en y incluant les informations suivantes :
- les 13 soldes mensuels et la moyenne des 13 soldes des éléments du dénominateur selon la nomenclature de la page 32 de la pièce HQD-7, document 1;
- indiquer la méthode d'établissement des 13 soldes mensuels (par exemple si la dette est évaluée à tous les mois au taux courant);
- taux de rendement réel sur la base de tarification;
- rendement sur l'avoir propre réel;
- taux réel de pertes de distribution.

6. FRAIS DES INTERVENANTS

Douze intervenants ont demandé à la Régie de reconnaître leurs réclamations de frais. Il s'agit de la grande majorité des intervenants excluant AGPI, Gazifère, Gazoduc TQM et SCGM.

La Régie demande aux intervenants admissibles de lui faire parvenir, au plus tard le **13 juin 2003**, à **12 h**, avec copie à l'attention du Distributeur dans le même délai, leur réclamation de frais. Ces demandes devront être associées aux travaux effectués dans le cadre de la Phase 1 du présent dossier et dont la preuve fut déclarée close le 1^{er} avril 2003.

En outre, étant donné que les quatre rencontres techniques portant sur les structures tarifaires, objet de la Phase 2 du présent dossier, se sont toutes déroulées durant la première phase, la Régie autorise les intervenants à déposer, de façon distincte, leurs demandes de frais se rapportant à ces quatre séances. Les montants correspondants devront être exclus du calcul des budgets prévisionnels pour la Phase 2 du dossier.

La Régie précise qu'elle examinera les réclamations de frais en se référant au *Guide de paiement des frais des intervenants* (le Guide), adopté en vertu de la décision D-99-124³⁶⁰, et selon les paramètres précisés dans certaines de ses décisions rendues dans le présent dossier. La Régie invite les intervenants à tenir compte de ces précisions lors de la formulation de leurs réclamations.

La Régie rappelle ainsi la préoccupation qu'elle exprimait dans sa décision D-2002-192 :

« La Régie note que plusieurs intervenants présentent des préoccupations similaires. Elle s'attend à ce que ces derniers évitent le dédoublement de leur preuve respective en favorisant la complémentarité de leurs représentations. Elle prendra en considération cette attente lors de l'adjudication finale des frais, en évaluant l'utilité et la pertinence de l'apport de chacun des intervenants à ce dossier³⁶¹. »

Pour les frais se rapportant à la rencontre préparatoire du 30 septembre 2002, la Régie se basera sur les paramètres énoncés dans sa décision D-2002-192. Dans ladite décision, la Régie mentionnait, en particulier :

³⁶⁰ Décision D-99-124, dossier R-3412-98, 22 juillet 1999.

³⁶¹ Décision D-2002-192, 23 septembre 2002, pages 7 et 8

- « - *considérant l'objet des travaux de cette étape de consultation, la Régie estime le temps nécessaire à la tenue de cette rencontre préparatoire à une (1) journée, soit 8 heures;*
- *pour les services d'avocats, un nombre maximal de deux (2) jours-personne, incluant le temps de préparation et de présence à la rencontre préparatoire, soit 16 heures;*
- *pour les services d'analystes, un nombre maximal de deux (2) jours-personne, incluant le temps de préparation et de présence à la rencontre préparatoire, soit 16 heures;*
- *un budget maximal pour les autres dépenses équivalant à 5 % de l'enveloppe d'honoraires soumis. Pour les groupes de personnes réunis, le maximum est établi à 6 %;*
- *les taxes applicables selon le statut fiscal de l'intervenant.* »³⁶²

Pour les travaux de la Phase 1 du présent dossier, la Régie s'appuie, d'une part, sur le nombre de jours effectif consacrés à l'audience, soit 15 jours et, d'autre part, sur les bornes maximales énoncées dans sa décision D-2002-208 et reproduites ci-dessous :

« La Régie établit, pour la Phase 1 du présent dossier, les bornes maximales suivantes, dont la portion relative à la présence en audience sera ajustée en fonction de la durée effective de l'audience :

- *pour la réunion technique du 30 octobre 2002, un nombre maximal pour les services d'analystes n'excédant pas 2 journées, incluant la préparation et la présence à la réunion, pour un maximum de 2 personnes par intervenant, sur la base de 8 heures par jour, soit 32 heures;*
- *considérant le nombre et la nature des sujets devant être étudiés, la Régie estime le temps d'audience à 20 journées;*
- *pour les services d'avocats, un nombre maximal de 60 jours-personne, incluant le temps de préparation et de présence à l'audience, sur la base de 8 heures par jour, soit 480 heures;*
- *pour les services d'experts reconnus à ce titre par la Régie et/ou d'analystes, un nombre maximal de 100 jours-personne, incluant le temps de*

³⁶² Décision D-2002-192, 23 septembre 2002, page 10.

préparation et de présence à l'audience, sur la base de 8 heures par jour, soit 800 heures;

- *un budget maximal pour les autres dépenses équivalant à 5 % de l'enveloppe d'honoraires soumise; pour les groupes de personnes réunis, le maximum est établi à 6 %;*
- *les taxes applicables selon le statut fiscal de l'intervenant. »*³⁶³

Quant aux frais relatifs aux rencontres techniques tenues dans les locaux du Distributeur, et se rapportant à la structure des tarifs, la Régie retient les balises fixées dans sa décision D-2002-256.

« En ce qui a trait au paiement des frais des intervenants relatifs aux réunions techniques traitant des structures tarifaires, la Régie établit les balises suivantes :

- *pour les rencontres 1 et 2, un montant forfaitaire de 1 200 \$ par journée (ou 800 \$ par demi-journée) est alloué à chaque intervenant présent. Ce montant couvre la totalité des frais encourus par l'intervenant pour sa présence et sa préparation, incluant les dépenses afférentes ainsi que le recours à de l'assistance technique ou juridique;*
- *pour les rencontres 3 et 4, un montant forfaitaire de 2 400 \$ par journée (ou 1 600 \$ par demi-journée) est alloué à chaque intervenant présent. Ce montant couvre la totalité des frais encourus par l'intervenant pour sa présence et sa préparation, incluant les dépenses afférentes ainsi que le recours à de l'assistance technique ou juridique; »*³⁶⁴

La Régie s'attend à ce que chaque intervenant admissible énonce, de façon précise et détaillée, dans sa réclamation, les motifs pour lesquels sa participation devrait être jugée utile aux délibérations de la Régie, le tout tenant compte des critères d'examen précités.

Le Distributeur devra formuler ses objections ou commentaires avant le **4 juillet 2003 à 12 h**. Les intervenants auront jusqu'au **14 juillet 2003 à 12 h** pour soumettre une réplique aux commentaires du Distributeur.

³⁶³ Décision D-2002-208, 9 octobre 2002, pages 8 et 9.

³⁶⁴ Décision D-2002-256, 20 novembre 2002, page 9.

7. PROCÉDURE DE LA PHASE 2 ET CALENDRIER PRÉLIMINAIRE

La Régie vise à ce que l'examen de la Phase 2 se déroule de telle sorte que, si modification tarifaire il y a, les nouveaux tarifs soient mis en application dès le 1^{er} mai 2004 afin d'éviter toute facturation rétroactive.

La Régie propose ci-après le déroulement de la Phase 2 ainsi qu'un calendrier, établi sur la base d'audiences s'étalant sur quatre semaines, plaidoiries incluses. Elle demande aux participants de lui soumettre avant le **19 juin 2003 à 12 h** tout commentaire ou suggestion, notamment en rapport avec les modifications ou ajouts aux tarifs, pouvant contribuer à une planification plus poussée des travaux.

Dépôt de la preuve du Distributeur	14 août 2003
Demandes de renseignements au Distributeur	4 septembre 2003
Réponses du Distributeur	25 septembre 2003
Preuves des intervenants	9 octobre 2003
Demandes de renseignements aux intervenants.	23 octobre 2003
Réponses des intervenants	3 novembre 2003
Audiences et plaidoiries	10 novembre au 5 décembre 2003

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*³⁶⁵;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*³⁶⁶,

³⁶⁵ L.R.Q., c. R-6.01.

³⁶⁶ (1998) 130 G.O. II, 1245.

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

RECONNAÎT, sous réserve des commentaires, rejets et demandes spécifiques à cet égard contenus dans les sections pertinentes de la présente décision, les principes généraux allégués dans la demande du Distributeur ainsi que les principes réglementaires, les méthodologies d'évaluation et les conventions comptables qui ont été utilisés par la demanderesse pour les fins de la présente demande du Distributeur;

ÉTABLIT à 8 148 867 000 \$ la base de tarification du Distributeur au 31 décembre 2001 (annexe 3) composée d'actifs réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité par l'effet de l'article 164.1 de la Loi, y incluant les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du Distributeur au 20 septembre 2001 pour les projets de plus de 10 M \$ et au 31 décembre 2001 pour les projets de moins de 10 M \$ ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation au 20 septembre 2001 et au 31 décembre 2001; cette base de tarification est composée également des dépenses non amorties et autres actifs en plus du fond de roulement réglementaire;

RÉSERVE sa décision sur la reconnaissance comme prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité les immobilisations mises en exploitation au cours de l'année 2002 et, lorsqu'elles seront autorisées, celles mises en exploitation à compter du 1^{er} janvier jusqu'au 31 mars 2003;

APPROUVE pour le Distributeur une structure du capital présumée comportant 65 % de capitaux empruntés et 35 % de capitaux propres;

PERMET à titre indicatif un taux de rendement de 9,30 % sur la base de tarification du Distributeur qui tient compte d'un rendement autorisé de 9,40 % sur les capitaux propres;

PERMET à titre indicatif l'utilisation d'un coût du capital prospectif pour le Distributeur de 7,33 % pour l'année témoin 2002-2003;

RÉSERVE sa décision quant aux montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service;

RÉSERVE sa décision quant aux revenus requis du Distributeur;

APPROUVE globalement la méthode de répartition des coûts par catégorie de consommateurs proposée pour l'année témoin 2002-2003 sous réserve des commentaires et des demandes spécifiques à cet égard à la section 4 de la présente décision;

RETIENT, comme balise de la mesure d'interfinancement, le respect du ratio revenu/coût selon l'indice HQD tel que mesuré pour l'année de référence 2002 sous réserve des commentaires et des demandes spécifiques contenus à la section sur l'interfinancement;

RÉITÈRE tous et chacun des éléments décisionnels contenus aux sections « Opinion de la Régie » et annexes de la présente décision ainsi que les instructions pour la Phase 2 et exigences de dépôt à la section 5 de la présente décision et **ORDONNE** au Distributeur de s'y conformer;

AUTORISE le dépôt par les intervenants admissibles de leur réclamation de frais, selon l'échéancier et les conditions et modalités prévus à la section 6 de la présente décision;

RÉSERVE sa décision sur l'utilité de la participation des intervenants et sur l'établissement du quantum des frais devant leur être accordés;

DEMANDE aux participants de faire parvenir leurs commentaires avant le **19 juin 2003 à 12 h** sur le calendrier préliminaire de la Phase 2 inclus à la présente.

Normand Bergeron
Vice-président

Anthony Frayne
Régisseur

Marc-André Patoine
Régisseur

Liste des représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M. Richard Dagenais et M. Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jacques Marquis;
- Association des gestionnaires de parcs immobiliers en milieu institutionnel (AGPI) représentée par M. Gilbert Desmarais;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Pierre Huard;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIÉ/AIFQ) représenté par M^e Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Union des municipalités du Québec (FCEI/UMQ) représenté par M^e André Turmel;
- Gazifère Inc. (Gazifère) représentée par M^e Louise Tremblay;
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) représentée par M. André Beaulieu;
- Grand Conseil des Cris (Eeyou Ishchee)/Administration régionale crie (GCC) représenté par M^e Johanne Mainville;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M. Razi Shirazi;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Yves Fréchette;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Hélène Sicard;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Claude Tardif;
- Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte;
- M^{es} Richard Lassonde et Jean-François Ouimette pour la Régie de l'énergie.