

**MÉTHODE DE RÉPARTITION
DU COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR**

TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE.....	5
1.1	DÉCISION DE LA RÉGIE.....	5
1.2	CHANGEMENTS À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION.....	8
1.3	CONTENU DES PIÈCES.....	9
2	FOURNITURE PATRIMONIALE ET POSTPATRIMONIALE.....	10
2.1	MISE EN CONTEXTE.....	10
2.2	PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR : LE TRAITEMENT GLOBAL.....	13
2.3	RAPPEL DE LA FORMULE DE RÉPARTITION.....	15
2.4	JUSTIFICATIONS DU TRAITEMENT GLOBAL.....	18
2.5	COÛT DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE.....	20
2.6	COÛT DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE.....	24
2.7	CONTRATS SPÉCIAUX.....	26
3	RÉSEAUX AUTONOMES.....	28
3.1	CONTEXTE.....	28
3.2	CLASSEMENT PAR FONCTION.....	30
3.3	CLASSEMENT PAR COMPOSANTE.....	32
3.4	RÉPARTITION PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS.....	33
4	TARIFS DE GESTION DE LA CONSOMMATION ET D'ÉNERGIE DE SECOURS.....	35
4.1	CONTEXTE ET TRAITEMENT GÉNÉRAL.....	35
4.2	TARIF BT.....	36
4.3	OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE.....	37
4.4	TARIFS MR ET LR.....	39
4.5	TARIF LC.....	39
4.6	TARIFS LD ET LP.....	40
5	AUTRES ÉLÉMENTS NOUVEAUX.....	40
5.1	COÛT DES GÉNÉRATRICES.....	40
5.2	USAGE INTERNE ET CONSOMMATION DES CHANTIERS.....	41
5.3	TAXES.....	41
6	MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES.....	42
6.1	CLASSEMENT ENTRE LES COMPOSANTES ABONNEMENT ET PUISSANCE.....	42
6.2	FRAIS CORPORATIFS.....	47
6.3	ENCAISSE DU FONDS DE ROULEMENT.....	49
6.4	GESTION DES ABONNEMENTS.....	50
6.5	FRAIS DE BRANCHEMENT.....	52
7	CHANGEMENTS DE NATURE QUALITATIVE.....	53
7.1	CARACTÉRISTIQUES DE CONSOMMATION.....	53
7.2	FACTEURS DE CLASSEMENT ET DE RÉPARTITION.....	54
8	IMPACTS DES MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES.....	56

1 CONTEXTE

1.1 Décision de la Régie

1 Par la présente, le Distributeur soumet la répartition de son coût du service par
2 catégorie de consommateurs pour les années 2003, 2004 et 2005. La répartition
3 du coût du service est réalisée selon la méthode approuvée par la Régie dans
4 ses décisions D-2003-93 et D-2004-47 de la cause tarifaire R-3492-2002.

5 La Régie indiquait dans ses décisions qu'elle acceptait globalement comme
6 étant conforme aux règles de l'art, la méthodologie proposée par le Distributeur
7 ainsi que les fonctions auxquelles les coûts sont rattachés. Elle indiquait
8 également que le processus méthodologique proposé par le Distributeur
9 correspondait à celui généralement utilisé par les entreprises d'électricité. De
10 plus, elle tenait à souligner sa satisfaction à l'égard des modifications apportées
11 en mentionnant que la méthode de répartition des coûts reflète plus précisément
12 les liens de causalité et que l'élaboration d'une telle étude est un processus qui,
13 pour atteindre sa pleine maturité, devait faire l'objet d'analyses et de
14 discussions.

15 La Régie s'était prononcée sur certains éléments de la méthodologie de
16 répartition des coûts. Cependant, dans sa décision D-2004-47, elle reportait le
17 traitement de certains sujets dans des dossiers ultérieurs. Ainsi, la Régie
18 énumérait les principaux sujets qui devaient être traités lors des prochains
19 dossiers tarifaires, dont notamment :

- 20 ✓ la répartition des coûts d'approvisionnement hors patrimoniaux ;
- 21 ✓ la répartition des coûts de transport du Distributeur à la suite de
- 22 l'examen de l'étude de répartition des coûts de TransÉnergie ;

- 1 ✓ la répartition des coûts des réseaux autonomes ;
- 2 ✓ la répartition des coûts des tarifs de gestion de la consommation et de
- 3 secours ;
- 4 ✓ le classement entre les composantes abonnement et puissance du
- 5 réseau moyenne et basse tension ;
- 6 ✓ les facteurs de classements.

7 En ce qui concerne la détermination de la méthode de répartition des coûts de
8 transport, le Distributeur soumet que le dossier sera traité en temps opportun
9 lorsque la Régie sera saisie de la cause tarifaire du Transporteur et qu'elle aura
10 pris une décision à l'égard de la méthode de répartition des coûts de ses clients,
11 soit la charge locale et le service de point à point.

12 Par ailleurs, la Régie souhaitait d'abord explorer en réunion de travail certains
13 sujets avant de les présenter en audience. À cet effet, la Régie autorisait la
14 formation d'un comité technique et demandait au Distributeur d'organiser des
15 rencontres constituées du personnel du Distributeur, des intervenants intéressés
16 et des membres du personnel technique de la Régie, ce qui a été fait. Du 30
17 avril au 7 juillet dernier, cinq (5) rencontres ont été organisées. Le comité
18 technique, de type consultatif, avait pour mandat de discuter des méthodes de
19 répartition des coûts dans le but d'avoir une compréhension commune des
20 enjeux que peuvent représenter chacun des sujets.

21 Plusieurs sujets ont été discutés dont notamment ceux mentionnés
22 spécifiquement par la Régie de l'énergie, soit la répartition des coûts entre les
23 composantes abonnement et puissance du réseau de distribution moyenne et
24 basse tension, la répartition par fonction des dépenses, dont les facteurs de
25 classement, la répartition des coûts des réseaux autonomes et la répartition du

1 coût de fourniture de l'électricité postpatrimoniale. Les autres sujets discutés
2 sont les diverses recommandations de M. W. Harper, expert-conseil d'Option
3 consommateurs et le format de présentation de l'étude de répartition des coûts.

4 Concernant le format de présentation, la Régie souhaitait une amélioration
5 permettant une meilleure identification des modifications méthodologiques par
6 rapport aux dossiers tarifaires précédents et un gain en efficacité du processus
7 réglementaire. À cet égard, le Distributeur identifie clairement dans la présente
8 preuve toute nouvelle modification d'ordre méthodologique pour chacune des
9 étapes de la répartition des coûts et montre séparément d'une part, les impacts
10 liés aux modifications méthodologiques, et d'autre part, les impacts associés à
11 la mise à jour des données de base (chapitre 8). Également, certains
12 intervenants ont suggéré certaines modifications de présentation lors des
13 réunions techniques que le Distributeur a intégrées.

14 De plus, la Régie demandait au Distributeur, avant qu'elle ne statue de façon
15 définitive sur certaines méthodes plus complexes, d'explicitier davantage, dans
16 les prochains dossiers tarifaires, les méthodes et le calcul des facteurs de
17 classement et de répartition utilisés dans la méthodologie de répartition des
18 coûts. Ces sujets ont fait l'objet d'une présentation détaillée lors des réunions
19 techniques et font maintenant partie de la preuve avec deux annexes
20 additionnelles qui font l'énumération détaillée des facteurs de classement et de
21 répartition en remplacement de l'ancien tableau 9 du dossier précédent
22 (R-3492-2002, HQD-8, Documents 2, 3 et 4).

23 Enfin, le Distributeur devait fournir les données relatives aux profils de
24 consommation des différentes catégories tarifaires, incluant, entre autres, les
25 puissances maximales appelées mensuelles, les volumes mensuels de
26 consommation, les pointes coïncidentes, non coïncidentes et mensuelles et les

1 pertes. L'ensemble de ces données est maintenant présenté dans la troisième
2 annexe au dossier.

1.2 Changements à la méthode de répartition

3 Les changements apportés à la méthode de répartition sont regroupés en trois
4 catégories. La première catégorie concerne les changements constituant soit
5 des nouveaux éléments qui s'ajoutent à la répartition des coûts, soit des
6 éléments qui n'avaient pas encore été regardés par la Régie. Il s'agit des
7 éléments suivants :

- 8 ✓ fourniture patrimoniale et postpatrimoniale ;
- 9 ✓ réseaux autonomes ;
- 10 ✓ tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours ;
- 11 ✓ coût des génératrices ;
- 12 ✓ usage interne et consommation des chantiers ;
- 13 ✓ taxes.

14 La deuxième catégorie concerne les changements qui sont des modifications de
15 la méthode de répartition par rapport à ce qui avait été présenté lors de la
16 dernière cause tarifaire. À noter que tous ces sujets ont fait l'objet de
17 discussions lors de la dernière cause tarifaire et des rencontres techniques. Les
18 sujets sont :

- 19 ✓ classement entre la composante abonnement et puissance ;
- 20 ✓ frais corporatifs ;
- 21 ✓ encaisse du fonds de roulement ;

1 ✓ gestion des abonnements ;

2 ✓ frais de branchement.

3 Enfin les derniers éléments de changements à la méthode de répartition sont de
4 nature informative dans le sens qu'ils n'ont aucun impact en valeur monétaire
5 sur la répartition du coût du service mais ont fait l'objet de décisions de la Régie.
6 Il s'agit des éléments suivants :

7 ✓ caractéristiques de consommation ;

8 ✓ facteurs de classement et de répartition.

1.3 Contenu des pièces

9 Le présent document fait état de chacun des changements précédemment
10 mentionnés qui ont été apportés à la méthode. De plus à la fin de ce document,
11 les tableaux indiquant les impacts des modifications apportées à la méthode de
12 répartition sont présentés. Le calcul du coût du service du Distributeur réparti
13 par catégorie de consommateurs est établi en incluant ces modifications pour
14 les années 2003, 2004 et 2005. Les résultats détaillés pour les trois années sont
15 produits aux pièces suivantes :

16 ✓ HQD-12, Document 2, Répartition du coût du service de l'année
17 historique 2003 ;

18 ✓ HQD-12, Document 3, Répartition du coût du service de l'année de
19 base 2004 ;

20 ✓ HQD-12, Document 4, Répartition du coût du service de l'année
21 témoin projetée 2005.

1 À l'intérieur de chacun de ces documents, les tableaux 1 à 34 présentent les
2 résultats détaillés de la méthode de répartition du coût du service par catégorie
3 de consommateurs. Chaque document comporte 6 annexes. L'annexe 1
4 (tableaux 35 et 36) présente les calculs servant à l'établissement du coût des
5 branchements. L'annexe 2 (tableaux 37 à 42) montre les calculs permettant de
6 partager la valeur des immobilisations des équipements du réseau de
7 distribution selon les niveaux de tension. L'annexe 3 présente l'étude du réseau
8 de taille minimale pour la détermination de la portion abonnement du réseau de
9 distribution (tableaux 43 à 47). L'annexe 4 présente les caractéristiques de
10 consommation de chaque catégorie de consommateurs. Enfin, les annexes 5 et
11 6 contiennent respectivement les descriptions détaillées des facteurs de
12 classement et des facteurs de répartition.

13 Il est à noter que de nouveaux tableaux ont été rajoutés (tableaux 8C, 13A, 14A,
14 24A, 25A, 26A et 27A) pour donner de l'information plus détaillée dans le but
15 d'améliorer la compréhension des méthodes de répartition. La numérotation des
16 tableaux a été préservée pour cette année. Par contre, il faudra prévoir une
17 révision à ce titre dans les années à venir.

2 FOURNITURE PATRIMONIALE ET POSTPATRIMONIALE

2.1 Mise en contexte

18 Avec l'atteinte du volume de consommation de l'électricité patrimoniale prévue
19 pour 2005, de nouvelles considérations s'imposent relativement aux méthodes
20 de répartition du coût de la fonction Production. La fonction Production
21 comprend le coût des approvisionnements en électricité que le Distributeur doit
22 acquérir pour satisfaire les besoins des marchés québécois. Ce coût regroupe:

1 ✓ l'approvisionnement associé au volume d'électricité patrimoniale. Le
2 Distributeur acquiert ce volume auprès du Producteur selon les
3 dispositions de la Loi ;

4 ✓ les approvisionnements pour les besoins des marchés québécois qui
5 excèdent l'électricité patrimoniale. Le Distributeur acquiert cette
6 électricité dans les marchés auprès de différents fournisseurs, et
7 comprend les blocs d'énergie déterminés par règlement du
8 gouvernement ;

9 ✓ l'approvisionnement associé à l'alimentation des clients des tarifs de
10 gestion de la consommation et d'énergie de secours pour lequel le
11 Distributeur dispose d'une entente avec le Producteur pour les années
12 2003 et 2004. Pour 2005, ce volume est alimenté sur les marchés, à
13 même les besoins au-delà de l'électricité patrimoniale.

14 Jusqu'à présent, seul l'approvisionnement associé au volume d'électricité
15 patrimoniale était considéré et le gouvernement prévoyait dans la Loi la façon
16 de répartir ce coût à chacune des catégories de consommateurs. En effet, au
17 deuxième alinéa de l'article 52.2, la Loi précise que le coût de fourniture de
18 l'électricité patrimoniale est réparti à chaque catégorie de consommateurs à
19 partir du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 2,79 ¢/kWh et
20 correspond :

21 *«i. pour l'année 2000, à celui prévu à l'annexe I;*

22 *ii. pour les années subséquentes jusqu'à ce que le volume de*
23 *consommation patrimoniale atteigne 165 térawattheures, à celui*
24 *déterminé par la Régie sur proposition du distributeur d'électricité en*
25 *se basant sur l'annexe I, sur l'évolution des catégories tarifaires et*

1 *sur les caractéristiques de consommation mentionnées au premier*
2 *alinéa;*

3 *iii. pour les années suivantes, à celui fixé par le gouvernement.»*

4 La Loi spécifie également que le volume de consommation patrimoniale
5 correspond aux volumes de consommation des marchés québécois en excluant
6 les volumes découlant des tarifs de gestion de la consommation ou d'énergie de
7 secours, des réseaux autonomes et des volumes approvisionnés à partir des
8 blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement, jusqu'à
9 concurrence de 165 TWh. Par ailleurs, les coûts de fourniture des contrats
10 spéciaux sont établis de façon résiduelle après l'application de la formule,
11 n'affectant pas ainsi le coût de fourniture des autres catégories de
12 consommateurs.

13 Enfin, la Loi sur la Régie de l'énergie précise la façon d'établir l'ensemble du
14 coût de fourniture par catégorie de consommateurs au premier alinéa de l'article
15 52.2 en additionnant d'une part les coûts de l'électricité patrimoniale, des
16 contrats d'approvisionnement et des blocs d'énergie, et d'autre part en
17 répartissant ces coûts entre les catégories de consommateurs selon leurs
18 caractéristiques de consommation, c'est-à-dire les facteurs d'utilisation et les
19 taux de pertes d'électricité des réseaux de transport et de distribution des
20 catégories de consommateurs.

21 Dans le cadre de la phase 2 de la requête tarifaire R-3492-2002 du Distributeur,
22 la Régie a approuvé les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale pour les
23 années 2003 et 2004 (D-2004-47). Ces coûts par catégorie de consommateurs
24 sont utilisés dans la présente cause pour l'année historique 2003 et l'année de
25 base 2004 et appliqués aux ventes selon la nouvelle prévision d'août 2004 (voir

1 HQD-12, Documents 2 et 3, tableau 9A). L'année 2004 intègre un ajustement
2 pour le taux de pertes (voir chapitre 2.5).

3 Pour l'année témoin projetée 2005, le Distributeur présente à la Régie les coûts
4 de fourniture par catégorie de consommateurs pour le volume d'électricité
5 patrimoniale ainsi que la répartition du coût des contrats d'approvisionnement
6 pour la consommation qui excède ce volume. Ces coûts de fourniture par
7 catégorie de consommateurs sont présentés aux tableaux B et C des chapitres
8 2.5 et 2.6 du présent document, et repris à la pièce HQD-12, document 4,
9 tableau 9A.

2.2 Proposition du Distributeur : le traitement global

10 Le Distributeur retient un traitement pour l'électricité postpatrimoniale identique
11 avec ce qui se fait au niveau de l'électricité patrimoniale, à savoir une méthode
12 basée sur l'application d'une formule de répartition du coût de fourniture et
13 fonction des caractéristiques globales des catégories de consommateurs, soit
14 les facteurs d'utilisation et les taux de pertes.

15 Dans ce traitement global, les volumes de consommation patrimonial et
16 postpatrimonial par catégorie de consommateurs sont déterminés en proportion
17 du volume de consommation total et les coûts de fourniture patrimoniaux et
18 postpatrimoniaux des catégories de consommateurs sont établis en appliquant
19 une formule qui intègre les facteurs d'utilisation et les taux de pertes basés sur
20 la consommation totale du Distributeur.

21 Pour l'année témoin projetée 2005, les caractéristiques de consommation, les
22 volumes et les proportions de ventes par catégorie de consommateurs sont
23 présentés au tableau A. À noter que ces volumes de consommation sont ceux
24 de la prévision des ventes d'août 2004, et excluent les volumes associés aux
25 tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours, les volumes des

1 réseaux autonomes, ainsi que les volumes associés à Rapide des Joachims.
2 Les GWh liés à l'usage interne et à la consommation des chantiers sont quant à
3 eux ajoutés (voir chapitre 5.2 du présent document).

4 La diminution des ventes des contrats spéciaux liée à la grève chez Aluminerie
5 Bécancour inc. (ABI dans le reste du texte) a un impact significatif sur les
6 caractéristiques de consommation des contrats spéciaux et également du
7 Distributeur. Cette situation étant exceptionnelle et afin d'éviter qu'elle ait un
8 impact sur la répartition des coûts de service du Distributeur, il est nécessaire,
9 dans un premier temps, d'en tenir compte dans l'établissement des
10 caractéristiques de consommation et d'ajuster, dans un deuxième temps, les
11 coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale (calculés
12 avec l'application de la formule et de ces caractéristiques de consommation)
13 pour assurer une répartition complète des coûts (voir chapitres 2.5 et 2.6).

Tableau A
Volumes de ventes totales et caractéristiques de consommation
par catégorie de consommateurs
Année témoin projetée 2005

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Catégorie de consommateurs	Facteur d'utilisation (%)	Taux de pertes (%)	Ventes (GWh)	Proportion des ventes (%)
1 Domestique				
2 Tarifs D et DM	47,2%	9,3%	54 642	32,4%
3 Tarif DH	51,7%	9,3%	4	0,0%
4 Tarif DT	80,0%	9,3%	2 635	1,6%
5 Total	-	-	57 281	34,0%
6 Petite et moyenne puissance				
7 Tarifs G et à forfait	62,8%	9,2%	12 604	7,5%
8 Tarif G9	68,7%	9,0%	1 092	0,6%
9 Tarif M	78,5%	8,5%	26 234	15,6%
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	86,8%	9,3%	554	0,3%
11 Total	-	-	40 485	24,0%
12 Grande puissance				
13 Tarif L	95,8%	5,5%	52 231	31,0%
14 Tarif H	76,9%	6,8%	10	0,0%
15 Contrats spéciaux	99,9%	5,2%	18 457	11,0%
16 Total	-	-	70 698	42,0%
17 Total	67,9%	7,5%	168 463	100,0%

1 Selon la proposition du Distributeur, les facteurs d'utilisation et les taux de
2 pertes sont appliqués aux volumes de consommation patrimoniale et
3 postpatrimoniale selon la formule de répartition déjà approuvée par la Régie.

2.3 Rappel de la formule de répartition

4 La répartition des coûts de l'électricité patrimoniale est établie en utilisant une
5 formule qui intègre les caractéristiques de consommation des différentes
6 catégories de consommateurs. Cette formule a été entérinée par la Régie dans
7 sa décision D-2002-221, celle-ci :

- 1 ✓ reconnaissait et acceptait la formule présentée pour la répartition du coût
2 de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de
3 consommateurs ;
- 4 ✓ prenait acte de l'application de la formule de répartition du coût de
5 fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs
6 pour l'année 2001 à l'annexe I de la Loi ;
- 7 ✓ approuvait les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale par
8 catégorie de consommateurs en ¢/kWh pour l'année 2002.

9 Dans sa pièce HQD-1, Doc. 1 du dossier R-3477-2001, le Distributeur décrivait
10 à la page 4 sa méthode de répartition :

11 « *La méthode d'allocation proposée a comme objectif d'attribuer un coût à*
12 *chaque catégorie de consommateurs de façon équitable, conformément à la*
13 *relation de causalité entre les caractéristiques de consommation et le coût de*
14 *fourniture de l'électricité patrimoniale. Les consommateurs associés à*
15 *l'électricité patrimoniale sont traités sur un ped d'égalité (...) »*

16 La formule reflète les principes et concepts suivants :

- 17 ✓ traitement équitable : mêmes caractéristiques de consommation
18 impliquent l'application d'un coût égal pour les consommateurs des
19 différentes catégories de consommateurs ;
- 20 ✓ causalité : relation de cause à effet entre la clientèle et les coûts
21 encourus pour rencontrer la demande ;
- 22 ✓ uniformité : prix uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble
23 du réseau de distribution d'électricité, sans association d'équipements de

1 production ou de contrats d'approvisionnement à différentes clientèles et
2 sans considération de la date d'arrivée sur le réseau.

3 La formule comporte trois composantes principales :

- 4 ✓ le coût de la fourniture de l'électricité patrimoniale du Distributeur ;
- 5 ✓ les portions énergie et puissance basées sur l'utilisation du réseau par le
6 Distributeur ;
- 7 ✓ la différenciation par tension d'alimentation prise en compte en intégrant
8 un ajustement en fonction des taux de pertes.

9 Les portions énergie et puissance sont définies à partir des facteurs d'utilisation
10 du Distributeur. Le facteur d'utilisation reflète la période durant laquelle les
11 équipements sont utilisés. La capacité excédentaire requise pour rencontrer la
12 demande est classée en puissance. Le facteur d'utilisation est établi sur la base
13 du profil de consommation du Distributeur. Celui-ci évolue avec le temps,
14 compte tenu des changements dans les ventes des catégories de
15 consommateurs. L'établissement de la portion énergie et de la portion
16 puissance à partir du facteur d'utilisation reflète la méthode de répartition des
17 coûts de production, telle que suggérée dans le manuel de répartition des coûts
18 de service de l'APPA.¹

19 Le facteur d'utilisation est établi sur une base annuelle, ce qui permet de refléter
20 le caractère saisonnier de la demande. Le facteur d'utilisation est le rapport
21 entre la consommation d'énergie annuelle et la puissance en période de pointe
22 multipliée par le nombre d'heures de l'année. La période de pointe du réseau est
23 concentrée et soutenue sur un faible nombre d'heures. La prise en compte des

¹ American Public Power Association, Cost of Service Procedures for Public Power Systems – A cost Allocation Manual, page IX-6.

- 1 300 heures les plus chargées de l'année permet une répartition plus équitable et
 2 plus stable au cours des années.
- 3 La prise en compte des pertes est également nécessaire, étant donné que le
 4 coût de fourniture est calculé au niveau des ventes et que la livraison aux clients
 5 se fait à différentes tensions d'alimentation sur le réseau.
- 6 Les différentes composantes de la formule sont illustrées comme suit :

$$\begin{aligned}
 \text{Coût cc} &= (\text{Coût Énergie cc}) + (\text{Coût Puissance cc}) \\
 &= \left(\text{Coût Distr} \times \text{Portion Énergie} \times \text{Ajust Pertes} \right) + \left(\text{Coût Distr} \times \text{Portion Puissance} \times \text{Ajust Pertes} \times \text{Ajust FU} \right) \\
 &= \left(\text{Coût Distr} \times \text{FU Distr} \times \frac{(1 + \text{Pertés cc})}{(1 + \text{Pertés Distr})} \right) + \left(\text{Coût Distr} \times (1 - \text{FU Distr}) \times \frac{(1 + \text{Pertés cc})}{(1 + \text{Pertés Distr})} \times \frac{\text{FU Distr}}{\text{FU cc}} \right) \\
 &= \text{Coût Distr} \times \left(\text{FU Distr} + \left((1 - \text{FU Distr}) \times \frac{\text{FU Distr}}{\text{FU cc}} \right) \right) \times \frac{(1 + \text{Pertés cc})}{(1 + \text{Pertés Distr})}
 \end{aligned}$$

cc: catégorie de consommateurs ; Distr : Distributeur

- 7 Cette formule permet de déterminer le coût de fourniture total réparti à chaque
 8 catégorie de consommateurs.

2.4 Justifications du traitement global

- 9 Le traitement global du coût de fourniture tel que proposé dans ce document a
 10 été présenté et discuté lors d'une rencontre du comité technique sur la méthode
 11 de répartition des coûts de service du Distributeur par catégorie de
 12 consommateurs. Le Distributeur avait fait valoir les avantages de cette méthode
 13 par rapport à un traitement à la marge, considérant notamment que seul ce
 14 traitement respectait l'esprit de l'article 52.2 de la Loi.

1 À noter que la méthodologie de répartition du coût de fourniture proposée, tant
2 pour l'électricité patrimoniale que postpatrimoniale, est en continuité avec les
3 décisions précédemment rendues par la Régie. Le Distributeur s'appuie entre
4 autres sur le fait que même si l'article 52.2 de la Loi n'a pas déterminé
5 spécifiquement de méthode de répartition pour l'électricité postpatrimoniale, elle
6 précise néanmoins une méthode de répartition pour l'ensemble du coût de
7 fourniture qui est identique à celle de l'électricité patrimoniale, ce qui laisse peu
8 de place aux méthodes de répartition pouvant être appliquées à l'électricité
9 postpatrimoniale.

10 Le traitement global proposé par le Distributeur est en continuité avec le
11 traitement actuel de l'électricité patrimoniale qui intègre l'application de la
12 formule prenant en considération les facteurs d'utilisation et les taux de pertes.
13 La part des catégories de consommateurs dans le volume de consommation
14 patrimoniale évolue en fonction de leur poids dans les ventes totales et le calcul
15 des facteurs d'utilisation et des taux de pertes traduira au fil des ans cette
16 évolution annuelle et globale des ventes.

17 Du point de vue de l'équité entre les clientèles, le traitement global reflète les
18 méthodes appliquées par le Distributeur jusqu'à présent. La méthode de
19 répartition du coût du service est basée sur le coût moyen et Hydro-Québec a
20 toujours retenu un traitement uniforme des coûts sans égard aux dates d'arrivée
21 sur le réseau, ce qui signifie qu'il n'y a pas « de premier arrivé et de premier
22 servi. »

23 Le traitement proposé est également en harmonie avec les contraintes du
24 Distributeur qui gère les approvisionnements en fonction de la courbe globale de
25 la demande. Le Distributeur peut déplacer la demande de chacune des heures
26 de la courbe patrimoniale (décret 1277-2001) en tenant compte des conditions
27 de marché pour un approvisionnement à la marge mais dans un souci

1 d'optimisation du coût global de la fourniture (gestion des bâtonnets). Par
2 conséquent, il n'y a pas d'appariement spécifique possible des nouvelles
3 charges du Distributeur avec les approvisionnements à la marge.

4 À l'opposé, un scénario consistant à fixer une seule fois pour les années à venir
5 le coût de fourniture et les volumes de consommation par catégorie de
6 consommateurs pour l'électricité patrimoniale aurait inévitablement pour
7 incidence de traiter distinctement le coût de fourniture postpatrimoniale du reste
8 de la fourniture. Cette méthode rendrait les caractéristiques de consommation
9 de l'électricité patrimoniale de l'année 2005 statiques, alors que les
10 caractéristiques de l'ensemble des ventes du Distributeur continueraient
11 d'évoluer au fil des années. Les caractéristiques de l'électricité postpatrimoniale
12 seraient ainsi déterminées par différentiel avec des résultats différents de ceux
13 du réseau. De ce fait, ce traitement rendrait impossible l'application de la
14 formule et le calcul des caractéristiques de l'électricité postpatrimoniale utilisés
15 jusqu'à présent pour l'électricité patrimoniale.

16 En conclusion, en matière de répartition du coût de fourniture, ce qui était
17 valable pour l'ensemble des besoins du Distributeur auparavant, le demeure
18 pour les besoins futurs. La façon d'attribuer les contrats d'approvisionnements
19 ne change en rien les caractéristiques de consommation de la clientèle du
20 Distributeur. La formule est relativement simple à appliquer et permet un
21 traitement juste, équitable et stable pour l'ensemble de la clientèle, toujours
22 dans un esprit de répartition des coûts moyens.

2.5 Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale

23 Conformément au traitement global, les volumes de consommation d'électricité
24 patrimoniale selon les catégories de consommateurs ont été établis au prorata
25 des ventes totales par catégorie de consommateurs.

1 Les facteurs d'utilisation et les taux de pertes sont les mêmes que ceux du profil
 2 global du Distributeur, puisqu'en utilisant un volume de consommation
 3 patrimonial proportionnel au volume des ventes globales, les caractéristiques de
 4 consommation sont transposées. Après application de la formule, les coûts
 5 unitaires de fourniture pour chaque catégorie de consommateurs de
 6 l'année 2005 sont indiqués au tableau B. Le Distributeur rappelle que les
 7 facteurs d'utilisation et les taux de pertes par catégorie de consommateurs sont
 8 ceux présentés au tableau A et sont calculés en neutralisant l'effet de la grève
 9 chez ABI, dans un premier temps, et en appliquant un facteur d'ajustement sur
 10 le coût de fourniture de chaque catégorie de consommateurs dans un deuxième
 11 temps, assurant ainsi une répartition complète du coût de fourniture.

Tableau B
Coûts de fourniture et caractéristiques de consommation de l'électricité patrimoniale
par catégorie de consommateurs
Année témoin projetée 2005

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Catégorie de consommateurs	Facteur d'utilisation (%)	Taux de pertes (%)	Coût unitaire (¢/kWh)	Coût unitaire ajusté (¢/kWh) ⁽¹⁾	Ventes (GWh)	Proportion des ventes (%)	Coût (M\$)	
1 Domestique								
2 Tarifs D et DM	47,2%	9,3%	3,21	3,20	53 972	32,4%	1 728,7	
3 Tarif DH	51,7%	9,3%	3,10	3,09	4	0,0%	0,1	
4 Tarif DT	80,0%	9,3%	2,68	2,67	2 603	1,6%	69,5	
5 Total	-	-	-	-	56 579	34,0%	1 798,4	
6 Petite et moyenne puissance								
7 Tarifs G et à forfait	62,8%	9,2%	2,89	2,88	12 449	7,5%	358,7	
8 Tarif G9	68,7%	9,0%	2,80	2,79	1 079	0,6%	30,1	
9 Tarif M	78,5%	8,5%	2,67	2,67	25 913	15,6%	691,3	
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	86,8%	9,3%	2,62	2,61	547	0,3%	14,3	
11 Total	-	-	-	-	39 989	24,0%	1 094,4	
12 Grande puissance								
13 Tarif L	95,8%	5,5%	2,46	2,46	51 591	31,0%	1 268,2	
14 Tarif H	76,9%	6,8%	2,64	2,64	10	0,0%	0,3	
15 Contrats spéciaux	99,9%	5,2%	2,43	2,43	18 231	11,0%	442,3	
16 Total	-	-	-	-	69 832	42,0%	1 710,8	
17 Total	67,9%	7,5%	-	2,767	166 400	100%	4 603,5	

⁽¹⁾ Facteur d'ajustement de 0,998571 pour l'effet de la grève chez ABI.

12 L'établissement de ces coûts répartis par catégorie de consommateurs
 13 présuppose également un ajustement du volume patrimonial à 166,4 TWh et un

1 coût de fourniture moyen à 2,767 ¢/kWh compte tenu du taux de pertes prévu
2 pour 2005, pour un montant global de 4 603,5 M\$.

3 L'ajustement du volume et du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale
4 découle du décret 1277-2001 que le gouvernement adoptait le 24 octobre 2001
5 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois
6 en électricité patrimoniale pour un volume de 165 TWh.

7 Dans ce décret, il est indiqué notamment que « *le volume des pertes de*
8 *transport et distribution d'électricité correspond à un taux annuel moyen de*
9 *8,4 % du volume d'électricité patrimoniale, selon les prévisions de la*
10 *consommation à l'horizon 2005 et les connaissances historiques des profils de*
11 *consommation des marchés québécois* »² Il est également indiqué que « *le*
12 *fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité (...),*
13 *jusqu'à concurrence de 178,86 térawattheures...* »³, soit le volume obtenu en
14 considérant la consommation de 165 TWh et le taux de pertes de 8,4 %.

15 Tel que présenté précédemment au tableau A, le taux de pertes du transport et
16 de la distribution est prévu à 7,5 % en 2005. L'écart entre le taux de pertes
17 mentionné dans le décret et celui présentement observé a été mentionné
18 antérieurement par le Distributeur au cours des audiences⁴ et repris dans l'avis⁵
19 émis par la Régie portant sur la sécurité énergétique à l'égard des
20 approvisionnements électriques et la contribution du Suroît (R-3426-2004).
21 Compte tenu qu'il est prévu au décret que le fournisseur d'électricité doit rendre
22 disponible le volume annuel d'électricité jusqu'à concurrence de 178,86 TWh, la
23 révision du taux de pertes à 7,5 % pour 2005 implique que les ventes

² Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, article 4.

³ Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, article 5.

⁴ Dossier R-3426-2004, audience du 4 mai 2004, volume 3, page 189.

⁵ A-2004-01, Dossier R-3426-2004, page 15.

1 d'électricité patrimoniale s'ajustent à 166,400 TWh et le coût moyen qui en
2 résulte pour 2005 est de 2,767 ¢/kWh.

3 Le coût pour 2005 de 2,767 ¢/kWh est déterminé de la façon suivante. Avant
4 comme après la révision du taux de pertes, Hydro-Québec Production produit
5 178,860 TWh et reçoit 4 603,5 M\$:

6 ✓ au niveau des ventes : 165,000 TWh @ 2,790 ¢/kWh = 4 603,5 M\$;

7 ✓ au niveau de la production avec un taux de pertes de 8,4 % :

8 165,000 TWh + pertes 8,4 % = 178,860 TWh ;

9 4 603,5 M\$ ÷ 178,860 TWh = 2,574 ¢/kWh ;

10 ✓ au niveau des ventes avec un taux de pertes de 7,5 % :

11 178,860 TWh avec un taux de pertes de 7,5 % = 166,400 TWh ;

12 2,574 ¢/kWh avec un taux de pertes de 7,5 % = 2,767 ¢/kWh ;

13 166,400 TWh @ 2,767 ¢/kWh = 4 603,5 M\$.

14 À remarquer qu'il ne s'agit pas de modifier les valeurs inscrites dans la Loi. Les
15 valeurs de 165 TWh au niveau des ventes avec un niveau de pertes de 8,4 % et
16 un coût de 2,79 ¢/kWh pour un coût global de 4 603,5 M\$ demeurent les
17 données de référence dans le calcul. Toutefois, pour des fins notamment de
18 répartition du coût de fourniture au niveau des ventes tout en tenant compte
19 d'un taux de pertes actuel de 7,5 %, il est plus approprié d'utiliser les données
20 de 166,4 TWh et 2,767 ¢/kWh toujours pour un montant global de 4 603,5 M\$,
21 ce qui ne change en rien l'engagement d'Hydro-Québec Production. En matière
22 d'approvisionnement, c'est l'ensemble de la clientèle québécoise qui en
23 bénéficie.

1 Le volume de consommation patrimonial, le coût de fourniture de l'électricité
2 patrimoniale ainsi que la répartition par catégorie de consommateurs devront
3 être revus à chaque année, si nécessaire, lorsqu'il y aura des changements au
4 niveau des intrants, c'est-à-dire les facteurs d'utilisation et les taux de pertes
5 pour le Distributeur et pour les catégories de consommateurs.

6 Pour l'année de base 2004, le Distributeur considère approprié de procéder
7 également à un ajustement du coût d'approvisionnement de l'électricité
8 patrimoniale versé au Producteur pour les mêmes considérations. Étant donné
9 que l'écart entre le taux de pertes de 7,81% en 2004 et le taux de 8,4% du
10 décret n'avait pas été considéré lors de l'établissement des coûts de fourniture
11 par catégories de consommateurs pour 2004 dans le dossier R-3492-2002, le
12 Distributeur propose un traitement différent de celui de 2005 mais équivalent. Le
13 coût d'approvisionnement pour chaque catégorie de consommateurs est établi
14 en multipliant le coût de fourniture approuvé par la Régie (D-2004-47) par le
15 volume de vente et en appliquant un facteur d'ajustement de 0,9946 soit
16 1,0781 / 1,084 (voir HQD-12, Doc. 3, tableau 9A) .

2.6 Coût de fourniture de l'électricité postpatrimoniale

17 Le volume de consommation postpatrimonial du Distributeur est déterminé par
18 différentiel, c'est-à-dire en soustrayant le volume de consommation patrimonial
19 des ventes totales du Distributeur (excluant les tarifs de gestion, d'énergie de
20 secours, les réseaux autonomes, Rapide des Joachims et incluant l'usage
21 interne). Pour l'année témoin projetée 2005, le volume de consommation
22 postpatrimonial s'établit ainsi à 2 063 GWh, soit 168 463 GWh moins
23 166 400 GWh d'électricité patrimoniale.

24 Conformément à la méthode globale que soumet le Distributeur dans le cadre
25 de la présente cause, les ventes par catégorie de consommateurs sont

1 déterminées au prorata des ventes totales de 2005, c'est-à-dire en utilisant les
2 proportions telles que calculées au tableau A. La méthode globale proposée
3 prévoit également que les coûts de la fourniture postpatrimoniale par catégorie
4 de consommateurs sont déterminés en appliquant la même formule de
5 répartition que pour l'électricité patrimoniale, en utilisant les facteurs d'utilisation
6 et les taux de pertes de ces catégories déterminés au global, et en appliquant
7 comme pour le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale, l'ajustement lié à
8 l'effet de la grève chez ABI. Aussi, la méthode globale fait en sorte que
9 l'électricité postpatrimoniale, bien que présentée séparément, n'est pas traitée
10 distinctement de l'électricité patrimoniale, assurant ainsi un traitement uniforme
11 des coûts.

12 Pour l'année témoin projetée, le coût de fourniture postpatrimonial moyen par
13 kilowattheure à répartir est estimé à 8,06 ¢/kWh, soit 7,50 ¢/kWh multiplié par le
14 taux de pertes de 7,5%. Le coût total d'approvisionnement postpatrimonial est
15 de 166,3 M\$ (8,06 ¢/kWh multiplié par 2 063 GWh).

16 Le tableau C présente les volumes de consommation ainsi que les coûts de
17 fourniture de l'électricité postpatrimoniale par catégorie de consommateurs pour
18 l'année témoin projetée 2005, déterminés par la méthode de répartition globale.

Tableau C
Coûts de fourniture et caractéristiques de consommation de l'électricité postpatrimoniaire
par catégorie de consommateurs
Année témoin projetée 2005

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Catégorie de consommateurs	Facteur d'utilisation (%)	Taux de pertes (%)	Coût unitaire (¢/kWh)	Coût unitaire ajusté (¢/kWh) ⁽¹⁾	Ventes (GWh)	Proportion des ventes (%)	Coût (M\$)	
1 Domestique								
2 Tarifs D et DM	47,2%	9,3%	9,35	9,33	669	32,4%	62,5	
3 Tarif DH	51,7%	9,3%	9,02	9,01	0	0,0%	0,0	
4 Tarif DT	80,0%	9,3%	7,80	7,79	32	1,6%	2,5	
5 Total	-	-	-	-	701	34,0%	65,0	
6 Petite et moyenne puissance								
7 Tarifs G et à forfait	62,8%	9,2%	8,41	8,40	154	7,5%	13,0	
8 Tarif G9	68,7%	9,0%	8,15	8,14	13	0,6%	1,1	
9 Tarif M	78,5%	8,5%	7,79	7,77	321	15,6%	25,0	
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	86,8%	9,3%	7,62	7,61	7	0,3%	0,5	
11 Total	-	-	-	-	496	24,0%	39,5	
12 Grande puissance								
13 Tarif L	95,8%	5,5%	7,17	7,16	640	31,0%	45,8	
14 Tarif H	76,9%	6,8%	7,71	7,70	0	0,0%	0,0	
15 Contrats spéciaux	99,9%	5,2%	7,08	7,07	226	11,0%	16,0	
16 Total	-	-	-	-	866	42,0%	61,8	
17 Total	67,9%	7,5%	-	8,06	2 063	100,0%	166,3	

⁽¹⁾ Facteur d'ajustement de 0,998571 pour l'effet de la grève chez ABI.

2.7 Contrats spéciaux

- 1 Conformément à la disposition inscrite à l'article 52.2, le coût de fourniture
2 applicable aux contrats spéciaux est établi de façon résiduelle, à savoir que les
3 coûts du service de transport, de prestation des activités de distribution et de
4 service à la clientèle estimés selon la présente méthode de répartition sont
5 déduits des revenus prévus pour ces contrats. Cet ajustement particulier fait en
6 sorte de transmettre à l'actionnaire le manque à gagner ou le surplus entre le
7 revenu requis des contrats spéciaux et les revenus qu'ils génèrent. De la sorte,
8 le coût de fourniture applicable aux contrats spéciaux n'affecte pas le coût de
9 fourniture des autres catégories de consommateurs.
- 10 Les contrats spéciaux font partie du volume de consommation du Distributeur.
11 Le volume et les caractéristiques de consommation de ces contrats sont
12 considérés lors de l'application de la formule de répartition du coût de fourniture.

1 Ce traitement a été proposé par le Distributeur dans le cadre des dossiers
2 R-3477-2001 et R-3492-2002 en ce qui concerne l'électricité patrimoniale, et a
3 été accepté par la Régie dans ses décisions D-2002-221, D-2003-117,
4 D-2003-93 et D-2004-47.

5 Pour l'année témoin projetée 2005 de la présente cause, le Distributeur reprend
6 ce même traitement pour les contrats spéciaux en considérant le volume de
7 consommation des contrats spéciaux dans la méthode globale proposée par le
8 Distributeur, incluant l'ajustement pour l'effet de la grève (voir chapitre 7.1).
9 Ainsi, après la détermination des coûts des catégories de consommateurs pour
10 l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale par l'application de la formule, le
11 coût de fourniture applicable pour le volume de consommation total des contrats
12 spéciaux est ajusté. Cet ajustement est présenté à la colonne 17 du tableau 9A
13 de la pièce HQD-12, Doc. 4.

14 L'ajustement pour les contrats spéciaux de l'année 2005 s'établit comme suit :

Revenu prévu :	515,3 M\$
Moins coût du Distributeur :	
Coût de transport	165,5 M\$
Coût de service à la clientèle	5,6 M\$
Coût de fourniture après ajustement :	344,2 M\$

15 Pour un volume de consommation de 18 457 GWh, le coût de fourniture des
16 contrats spéciaux après ajustement s'établit à 1,87 ¢/kWh.

3 RÉSEAUX AUTONOMES

3.1 Contexte

1 Lors du précédent dossier tarifaire du Distributeur⁶, la méthodologie relative à la
2 répartition des coûts des réseaux autonomes n'a pas été abordée de façon
3 explicite étant donné les nombreux sujets à l'étude. D'ailleurs, la Régie statuait
4 dans sa décision D-2004-47 que cette répartition des coûts serait traitée dans
5 les prochains dossiers tarifaires du Distributeur⁷.

6 Depuis le dépôt du premier dossier tarifaire du Distributeur, aucun changement
7 n'a donc été fait à la méthode de répartition. Par contre, une rencontre du
8 comité technique qui portait sur ce sujet a eu lieu le 9 juin 2004 et les
9 intervenants ont pu exprimer leurs opinions.

10 Il est stipulé, dans la Loi sur la Régie de l'énergie à son article 2 que le réseau
11 de distribution de l'électricité constitue « *l'ensemble des installations destinées à
12 la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y
13 compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que
14 tout l'appareillage situé entre ces lignes et les points de raccordements aux
15 installations des consommateurs, et, dans le cas des réseaux autonomes de
16 distribution d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de
17 l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer
18 l'électricité.* »

19 Le territoire desservi par les réseaux autonomes comprend 22 villages situés
20 aux Îles de la Madeleine, au Nouveau Québec (nord du 53^e parallèle), en
21 Basse-Côte-Nord et en Haute Mauricie. L'électricité, dans ces villages, est

⁶ R-3492-2002 – Demande relative à la détermination du coût de service du Distributeur et à la modification des tarifs d'électricité – Phases 1 et 2.

⁷ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, février 2004, page 104.

1 produite à l'aide de centrales thermiques au diesel alimentées à partir du
2 mazout lourd et du mazout léger #2.⁸ La production d'électricité se fait
3 également par une centrale hydroélectrique, celle du Lac-Robertson, composée
4 de deux groupes turbines-alternateurs. Les clients se trouvant dans les réseaux
5 autonomes ont une tarification identique à ceux du réseau relié sauf pour ceux
6 situés au nord du 53^e parallèle.

7 En matière de répartition du coût de service, la base de tarification et le coût de
8 prestation des fonctions des réseaux autonomes comprennent les fonctions
9 production, transport, distribution et service à la clientèle. Ces fonctions, comme
10 le stipule la Loi, s'insèrent donc dans le coût de service du Distributeur.

11 La méthode de répartition du coût de service des réseaux autonomes respecte
12 essentiellement les hypothèses et les règles appliquées au réseau relié.
13 D'abord, le classement par fonction se définit comme la séparation des
14 montants de la base de tarification et du coût de prestation entre les fonctions
15 production, transport, distribution et service à la clientèle.

16 Une fois le coût de service réparti par fonction, chacun des montants est attribué
17 aux composantes puissance, énergie, abonnement et spécifique selon le cas.
18 Finalement, le coût de service classé selon les composantes est réparti par
19 catégorie de consommateurs en fonction des facteurs de répartition basés sur
20 les caractéristiques de consommation de chacune d'elle. Les résultats de la
21 base de tarification et du coût de prestation sont présentés aux tableaux 30 à 34
22 des pièces HQD-12, Documents 2, 3 et 4. Les chapitres suivants présentent
23 succinctement les méthodes appliquées pour répartir le coût de service des
24 réseaux autonomes.

⁸ HQD-6, Document 1, dossier R-3470-2001, mars 2002, page 49.

3.2 Classement par fonction

1 Le classement par fonction des rubriques de la base de tarification des réseaux
2 autonomes se conforme à la méthodologie du réseau relié. À la différence de ce
3 dernier, des actifs de production et de transport apparaissent dans la base de
4 tarification des réseaux autonomes. Aussi, la production, le transport, la
5 distribution et le service à la clientèle composent les fonctions des réseaux
6 autonomes. Il est à noter que la fonction service à la clientèle n'est pas aussi
7 détaillée par manque d'information. Le tableau 30 des pièces HQD-12,
8 Documents 2, 3 et 4 présente le classement par fonction de la base de
9 tarification des réseaux autonomes.

10 Plusieurs règles sont applicables au classement par fonction des diverses
11 rubriques de la base de tarification. Les actifs reliés à la production, au
12 transport, aux postes et centres d'exploitation et aux autres actifs de réseau
13 sont directement identifiés et imputés à leurs fonctions respectives. Concernant
14 les lignes aériennes et souterraines de distribution, les critères de classement
15 sont ceux utilisés pour le réseau relié et sont basés sur les coûts des
16 branchements (annexe 1) et sur l'étude du partage entre la moyenne et la basse
17 tension (annexe 2), servant à répartir ces montants entre les fonctions réseau
18 moyenne tension, réseau basse tension et branchements.

19 Les actifs de soutien sont répartis entre les fonctions selon une analyse des
20 actifs au 31 décembre 2003 et les montants sont attribués aux fonctions selon
21 l'utilisation des services ou les effectifs moyens. Les montants affectés à la
22 fonction distribution sont affectés aux sous-fonctions selon les immobilisations
23 nettes de la base de tarification excluant les actifs de soutien et les actifs
24 incorporels.

1 Les actifs incorporels sont affectés directement aux différentes fonctions et
2 répartis ensuite à partir des immobilisations nettes excluant les actifs
3 incorporels.

4 Les charges de retraite, les avantages complémentaires de retraite et les
5 mesures de réduction de l'effectif sont répartis entre les fonctions selon la
6 masse salariale attribuée à chacune d'elles et au prorata de la valeur nette des
7 immobilisations incluant les actifs incorporels à chacune des fonctions de
8 distribution.

9 Les programmes commerciaux sont affectés directement à la fonction
10 production puisqu'ils visent à réduire la production thermique.

11 La méthode relative à la répartition de l'encaisse est basée sur la même
12 méthode que celle utilisée pour le réseau relié, soit selon diverses règles
13 dépendamment des rubriques de l'encaisse (voir chapitre 6.3 – Encaisse du
14 fonds de roulement).

15 Les matériaux, fourniture et combustible sont répartis entre les fonctions à partir
16 d'une analyse de l'inventaire au 30 avril 2004. Le montant attribué à la fonction
17 Distribution est ensuite réparti entre les fonctions selon les immobilisations
18 nettes de la base de tarification incluant les actifs incorporels.

19 Le tableau 31 des pièces HQD-12, Documents 2, 3 et 4 présente le classement
20 par fonction du coût de prestation des réseaux autonomes.

21 Les charges brutes directes, les prestations de travail, la facturation interne
22 reçue, les achats de combustible, le crédit d'intérêts au remboursement
23 gouvernemental, la facturation interne émise, les amortissements, les taxes
24 municipales et scolaires et la facturation externe émise des unités
25 opérationnelles sont affectés directement aux fonctions. Les montants relatifs à

1 la fonction distribution sont ensuite répartis aux fonctions selon les
2 immobilisations nettes de la base de tarification incluant les actifs incorporels.
3 La valeur des rubriques afférentes aux unités de support est répartie selon les
4 effectifs moyens.

5 Le crédit de charge de retraite est réparti aux fonctions selon la masse salariale
6 de chacune d'elle et selon les immobilisations nettes de la base de tarification
7 incluant les actifs incorporels entre les fonctions de distribution. Le rendement
8 des fournisseurs est réparti entre les fonctions de distribution selon la facturation
9 interne reçue.

10 La répartition des frais corporatifs, entre les fonctions, se fait selon la règle
11 corporative voulant que 50% du montant soit réparti selon les charges primaires
12 d'exploitation et que l'autre 50% soit réparti selon les immobilisations nettes de
13 la base de tarification excluant les actifs incorporels.

14 La taxe sur le capital et la taxe sur le revenu brut sont réparties entre les
15 fonctions selon les immobilisations nettes de la base de tarification incluant les
16 actifs incorporels. Pour l'année témoin projetée 2005, la taxe sur les services
17 publics, remplaçant la taxe sur le revenu brut et concernant seulement les actifs
18 de production, de transport et de distribution, est répartie entre les fonctions
19 selon les immobilisations nettes de la base de tarification excluant les actifs de
20 soutien et les actifs incorporels. Les taxes municipales et scolaires sont
21 affectées directement et réparties ensuite selon les immobilisations nettes de la
22 base de tarification incluant les actifs incorporels.

3.3 Classement par composante

23 La base de tarification et le coût de prestation relatifs à la fonction production
24 sont classés selon un traitement spécifique qui fait appel à la fois à la puissance
25 et à l'énergie de façon intégrée par l'utilisation de la formule utilisée pour

1 l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale (facteur d'utilisation et taux de
2 pertes). Par ailleurs, lors des rencontres techniques, une analyse de sensibilité
3 basée sur une méthode alternative, la méthode de classification comptable, a
4 été produite. Diverses hypothèses ont été utilisées pour séparer les rubriques
5 du coût de service entre la composante puissance et la composante énergie. Le
6 résultat final montrait un faible impact de 2,8 M\$ additionnel au revenu requis de
7 la catégorie de consommateurs *Domestique* par rapport au statu quo.

8 Pour la fonction transport, les montants de la base de tarification et du coût de
9 prestation sont totalement classés en puissance. Les fonctions de distribution
10 comprennent les postes et centres d'exploitation, le réseau moyenne tension, le
11 réseau basse tension, les branchements et l'éclairage public. Les postes et
12 centres d'exploitation sont totalement classés en puissance. Les réseaux de
13 moyenne et de basse tension sont séparés entre les composantes puissance et
14 abonnement selon l'étude du réseau de taille minimale. Les branchements sont
15 classés en abonnement, sauf la portion relative aux frais de branchement
16 attribuée à la composante spécifique. L'éclairage public fait l'objet d'un
17 classement spécifique.

18 La fonction service à la clientèle est classée en abonnement. Le tableau 32 des
19 pièces HQD-12, Documents 2, 3 et 4 présente le classement par composante
20 de la base de tarification et du coût de prestation des réseaux autonomes.

3.4 Répartition par catégorie de consommateurs

21 La répartition des montants de la base de tarification et du coût de prestation de
22 la fonction production se fait à l'aide du facteur d'utilisation et des taux de pertes
23 du parc d'équipement. Cette méthode permet de refléter la période durant
24 laquelle les équipements sont utilisés (énergie). La part restante sert à
25 rencontrer les besoins en puissance. Cette méthode a l'avantage d'être en

1 continuité avec la formule appliquée au réseau relié. La répartition du coût de
2 production est basée sur la formule utilisée pour répartir l'électricité patrimoniale
3 aux différentes catégories de consommateurs. La formule est la suivante :

$$\text{Coût cc} = \text{Coût RA} \times \left(\text{FU RA} + \left((1-\text{FU RA}) \times \frac{\text{FU RA}}{\text{FU cc}} \right) \right) \times \frac{(1+\text{Pertes cc})}{(1+\text{Pertes RA})}$$

cc: catégorie de consommateurs ; RA : Réseaux autonomes

4 Le facteur d'utilisation est basé sur les 300 heures les plus chargées de l'année
5 et les taux de pertes se définissent sur la base des ventes et de la production
6 des réseaux autonomes.

7 La base de tarification et le coût de prestation relatifs à la fonction transport sont
8 répartis aux catégories de consommateurs selon la pointe coïncidente annuelle.

9 La fonction distribution comprend les fonctions postes et centres d'exploitation,
10 réseau moyenne tension, réseau basse tension, branchements et éclairage
11 public. Le critère de répartition des fonctions postes et centres d'exploitation et
12 de la partie puissance du réseau moyenne tension est la pointe non coïncidente
13 annuelle de moyenne tension. La répartition de la partie puissance du réseau
14 basse tension se fait à l'aide de la pointe non coïncidente annuelle de basse
15 tension. Concernant la partie abonnement des réseaux de moyenne et de basse
16 tension, le critère utilisé est le nombre d'abonnements avec multiplicateur de
17 moyenne tension et de basse tension respectivement. Le coût moyen pondéré
18 des branchements, provenant de l'étude des branchements pondérés présentés
19 au tableau 35 de l'annexe 1, sert à répartir les montants attribués à la fonction
20 branchement. Finalement, l'éclairage public fait l'objet d'une affectation directe. Il
21 est à noter que tous les critères de répartition utilisés dans cette section sont les
22 mêmes que ceux utilisés pour le réseau relié.

1 Pour la fonction service à la clientèle, le critère utilisé pour répartir les montants
2 de la base de tarification et du coût de prestation est le nombre d'abonnements
3 sans multiplicateur de moyenne tension. Le tableau 33 de la pièce HQD-12,
4 Documents 2, 3 et 4 montre la répartition par catégorie de consommateurs de la
5 base de tarification et du coût de prestation.

4 TARIFS DE GESTION DE LA CONSOMMATION ET D'ÉNERGIE DE SECOURS

4.1 Contexte et traitement général

6 Les tarifs de gestion de la consommation toujours en vigueur actuellement sont
7 le tarif BT, l'option d'électricité interruptible, les tarifs en temps réel MR et LR, et
8 le tarif LC. Les tarifs d'énergie de secours sont les tarifs LP et LD.

9 Dans sa méthode de répartition du coût de service, le Distributeur fait un
10 traitement différent pour les clients aux tarifs de gestion et d'énergie de secours
11 des autres clients aux tarifs réguliers (domestique, petite, moyenne et grande
12 puissance).

13 Entre autres, en matière d'approvisionnement, la Loi fait une distinction pour
14 l'ensemble de ces tarifs en les excluant de l'électricité patrimoniale. Ces tarifs
15 sont donc approvisionnés sur les marchés en fonction de leurs caractéristiques
16 de consommation.

17 De plus, en matière de coût de transport et de distribution, le Distributeur
18 s'appuie sur les principes de conception des tarifs de ce type de clientèle pour
19 déterminer les facteurs de répartition, et non sur les capacités effectives de ces
20 clients. Le fait qu'ils puissent sur demande du Distributeur interrompre leur
21 charge, peu importe s'ils sont présents ou non en période de pointe, procure
22 l'avantage recherché par rapport aux autres clientèles. Cette disponibilité fait

1 partie des outils de gestion du Distributeur pour équilibrer l'offre et la demande.
2 En échange, ces clients bénéficient de tarifs avantageux. Ainsi, seuls les coûts
3 d'abonnement du réseau de distribution leur sont attribués.

4 En ce qui concerne les caractéristiques de consommation servant à répartir les
5 coûts du service, il est important que les caractéristiques des tarifs de gestion
6 de la consommation ne viennent pas influencer les caractéristiques des tarifs
7 réguliers. Par conséquent, les interruptions et les reprises des catégories de
8 consommateurs sont en quelque sorte neutralisées, assurant ainsi que la
9 répartition aux tarifs réguliers soit juste, équitable et stable. Les caractéristiques
10 de consommation des tarifs de gestion de la consommation sont présentées à
11 l'annexe 4 des documents 2, 3 et 4.

12 Finalement, en matière de service à la clientèle, les tarifs de gestion de la
13 consommation assument leur part des coûts, le cas échéant.

14 Au-delà de ce traitement général relatif aux tarifs de gestion de la
15 consommation, certaines particularités s'appliquent à chacun de ces tarifs.

4.2 Tarif BT

16 En ce qui a trait au tarif BT, la Régie approuve dans sa décision D-2004-170 la
17 proposition du Distributeur d'abroger le tarif à compter du 1^{er} avril 2006. La
18 Régie autorise également l'application d'un tarif de transition à compter du
19 1^{er} avril 2005 pour les clients du tarif BT utilisant l'électricité pour des usages de
20 photosynthèse. De plus, la Régie permet de comptabiliser dans le compte de
21 frais reportés (CFR) créé en vertu de la décision D-2004-47, le déficit
22 occasionné par l'écart entre le prix de l'énergie et le coût de fourniture reconnu
23 du tarif BT multiplié par les ventes du tarif BT majorées d'un taux de pertes pour
24 la période du 1^{er} avril 2004 au 31 mars 2006. Les dépenses associées au
25 paiement de l'incitatif financier, de même que celles associées aux services de

1 support technique pour la clientèle du tarif BT sont également versées dans le
2 CFR. Les montants cumulés dans le CFR hors base et capitalisés au taux
3 moyen du coût en capital du Distributeur seront amortis par la suite sur une
4 période de 60 mois à partir du 1^{er} avril 2006.

5 En matière de répartition du coût de service, le Distributeur applique la décision
6 de la Régie. Le tarif de transition pour les usages de photosynthèse ne constitue
7 plus un tarif de gestion de la consommation. Par conséquent, les coûts relatifs à
8 cette clientèle sont intégrés dans les coûts des tarifs D et DM, compte tenu que
9 l'ensemble de cette clientèle adhérera à terme au tarif D. Pour la clientèle
10 restante, le Distributeur maintient la méthode de répartition des coûts pour le
11 tarif BT présentée en phase 2, sauf en ce qui concerne la répartition des coûts
12 de la fonction ventes et commercialisation. Pour les années 2004 et 2005,
13 aucun coût n'est attribué au tarif BT pour ces fonctions, les montants relatifs à
14 ces activités étant clairement identifiés et affectés directement au compte de
15 frais reportés.

4.3 Option d'électricité interrompible

16 Étant donné le risque réel de conditions climatiques extrêmes, le Distributeur a
17 mis en place une option d'électricité interrompible, offerte à la clientèle
18 industrielle. Une demande d'approbation a été déposée par le Distributeur et
19 acceptée par la Régie (D-2003-224) pour la période du 1^{er} décembre 2003 au
20 30 novembre 2004. La création d'un compte de frais reportés a été autorisée,
21 afin que le Distributeur puisse comptabiliser tous les coûts relatifs à l'utilisation
22 de cette option. Une demande de reconduction de cette option pour la période
23 du 1^{er} décembre 2004 au 30 novembre 2006 a été soumise à la Régie le 25 juin
24 dernier (R-3538-2004).

1 En raison des modalités de l'option, le Distributeur s'est assuré d'une neutralité
2 financière. En effet, le crédit offert aux clients interrompus est basé sur le prix du
3 marché de New-York, duquel est soustrait le prix de l'énergie du tarif L afin de
4 compenser la perte de revenu résultant de la baisse de la consommation. Le
5 crédit offert ne pourrait toutefois être inférieur à 30 ¢/kWh. Les clients concernés
6 continuent d'assumer le coût de puissance selon la structure du tarif L.

7 Lorsqu'il ne croit pas recourir à cette option, le Distributeur mettrait l'option à la
8 disposition d'Hydro-Québec Production, qui assumerait alors les frais relatifs à
9 son utilisation. Le Producteur devrait être l'utilisateur de cette option :

- 10 ✓ tant que le volume d'électricité patrimoniale n'est pas atteint ;
- 11 ✓ s'il est atteint mais qu'il n'y a pas de dépassement de la courbe de
12 puissance classée au moment de l'utilisation ;
- 13 ✓ si l'interruption est effectuée pour maintenir une activité hors Québec.

14 Ainsi, il ne sera possible qu'à la fin de chaque année de déterminer qui, du
15 Distributeur ou du Producteur, doit assumer les coûts relatifs à l'utilisation de
16 cette option.

17 L'option d'électricité interruptible a été utilisée à deux reprises en janvier 2004 et
18 les crédits qui ont été offerts sont considérés être à la charge du Producteur
19 pour l'année 2004.

20 En matière de répartition de coût de service, les crédits offerts par le Producteur
21 sont directement transférés sur la facture des clients, ne faisant pas ainsi partie
22 du revenu requis du Distributeur. Le programme étant neutre pour le
23 Distributeur, les caractéristiques de consommation des catégories de
24 consommateurs ayant été interrompus est par conséquent corrigé pour ne pas

1 affecter la répartition du coût de service pour les années 2003 et 2004. Pour
2 l'année 2005, aucun crédit n'est considéré en mode prévisionnel.

4.4 Tarifs MR et LR

3 Par l'entremise des tarifs MR et LR, le Distributeur offre une option de
4 tarification en temps réel aux clients des tarifs réguliers M et L respectivement.
5 Ces clients sont facturés aux tarifs réguliers pour une consommation de
6 référence et seule la consommation au-delà de cette référence est facturée au
7 prix horaire de l'énergie, selon les dispositions des articles 96 et 201 du texte
8 sur les tarifs d'électricité.⁹

9 Pour 2005, il n'y a pas de volume de consommation prévu pour ces tarifs. Les
10 niveaux de consommation marginale par rapport à la consommation de
11 référence des tarifs MR et LR ont été de 30 GWh pour un montant de 2,8 M\$ en
12 2003, et de 18 GWh pour un montant de 1,6 M\$ en 2004.

13 En ce qui a trait à la répartition des coûts, les coûts d'approvisionnement sur les
14 marchés sont directement et exclusivement imputés à la clientèle visée.

4.5 Tarif LC

15 Enfin, le tarif LC est offert aux clients de grande puissance pour lesquels de
16 l'électricité excédentaire intermittente est livrée, afin de servir d'appoint à une
17 chaudière alimentée au combustible. Ce tarif sera traité le cas échéant, puisque
18 présentement il n'y a aucun client qui en bénéficie.

⁹ Les tarifs d'électricité d'Hydro-Québec en vigueur le 1^{er} avril 2004 et les conditions de leur application, approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2004-124.

4.6 Tarifs LD et LP

1 Le tarif d'énergie de secours LD est offert aux clients dont la source d'énergie
2 habituelle fait momentanément défaut et dont la puissance à facturer minimale
3 est d'au moins 5 000 kW. Selon le cas, il peut s'agir d'une interruption planifiée
4 ou non. Le tarif de dépannage LP s'applique aux clients du tarif L pour qui
5 l'électricité est livrée pour servir d'appoint à une chaudière alimentée au
6 combustible.

7 En matière d'approvisionnement, le coût de fourniture pour 2003 et 2004 de ces
8 tarifs est sujet à une entente entre le Producteur et le Distributeur. Pour l'année
9 2005, ce coût correspond au coût moyen de 8,06 ¢/kWh (voir chapitre 2.7 du
10 présent document et HQD-8, Doc. 2).

5 AUTRES ÉLÉMENTS NOUVEAUX

5.1 Coût des génératrices

11 Les coûts relatifs à l'utilisation de génératrices sont identifiés pour l'année 2003.
12 Les génératrices ont permis de répondre aux besoins de la clientèle du
13 Distributeur lors de la réalisation de travaux afin d'assurer la continuité de
14 service. Ces montants sont présentés à la rubrique *Achats de combustibles* de
15 la fonction « Autres » du service à la clientèle.

16 Le Distributeur considère ces coûts comme un coût d'approvisionnement et en
17 fait la répartition à l'ensemble des consommateurs sur la base du coût de
18 fourniture en fonction de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale de chaque
19 catégorie de consommateurs et excluant les tarifs de gestion de la
20 consommation. La part relative des contrats spéciaux est déterminée avant
21 rabais (voir HQD-12, Documents 2, 3 et 4, page 34, tableau 27B, colonne 10).
22 Aucun montant n'est prévu aux charges en 2004 et en 2005.

5.2 Usage interne et consommation des chantiers

1 Le Distributeur reçoit des revenus pour la vente d'électricité aux unités d'Hydro-
2 Québec et pour la consommation d'électricité des chantiers. Les montants sont
3 pris en compte à partir de l'année 2004 à la rubrique *Facturation interne émise*
4 de la fonction « Autres » du service à la clientèle (HQD-12, Documents 3 et 4,
5 tableau 3, colonne 13). Les montants prévus sont de 27,3 M\$ en 2004 et de
6 29,8 M\$ en 2005.

7 Les revenus prévus par catégorie de consommateurs sont attribués directement
8 à chacune des catégories (HQD-12, Documents 3 et 4, tableau 29, colonne 12).
9 Ces montants permettent de récupérer les coûts de production, de transport et
10 de distribution pour desservir cette clientèle.

11 Comme les revenus pour l'usage interne et la consommation des chantiers sont
12 comptabilisés à partir de 2004, les caractéristiques de consommation (ventes,
13 pointe coïncidente, pointe non coïncidente et nombre d'abonnements avec et
14 sans multiplicateur), de même que le nombre de branchements et les kilomètres
15 de branchements tiennent compte de cette utilisation de l'électricité en 2004 et
16 2005.

5.3 Taxes

17 La taxe sur le revenu brut est un en lieu de taxe sur les équipements de
18 production, de transport et distribution d'Hydro-Québec et correspond à un
19 montant de 3 % sur le revenu brut de l'entreprise. Ce montant est attribué aux
20 unités principales d'Hydro-Québec selon la valeur nette des immobilisations.
21 Les coûts supportés par le Distributeur sont répartis entre les fonctions selon la
22 même règle d'attribution.

1 La taxe sur le revenu brut sera remplacée à compter du 1^{er} janvier 2005 par la
2 taxe sur les services publics. Cette taxe est attribuée aux unités principales
3 d'Hydro-Québec selon les immobilisations nettes en exploitation excluant les
4 immobilisations portées au rôle d'évaluation foncière (soit les bâtiments) et les
5 autres immobilisations non sujettes à cette nouvelle taxe (actifs de soutien tels
6 que le matériel roulant, le matériel de bureau et les actifs incorporels). Pour
7 2005, aucun montant n'est attribué à la Direction principale Ventes – Grandes
8 entreprises, aux unités corporatives du Distributeur et à la Direction
9 Approvisionnement en électricité.

10 Pour la taxe sur le revenu brut applicable à l'année 2003 et 2004, la méthode
11 appliquée en phase 2 du dossier R-3492-2002 est maintenue. Le traitement
12 proposé pour l'année 2005, pour répartir entre les fonctions la taxe sur les
13 services publics vise à refléter la méthode d'attribution aux unités principales
14 d'Hydro-Québec. La taxe sur les services publics est répartie entre les fonctions
15 selon la valeur nette des immobilisations excluant les actifs de soutien et les
16 actifs incorporels. En ce qui concerne la fonction service à la clientèle, les
17 montants sont attribués directement à la sous-fonction mesurage, étant donné
18 que seuls les actifs de mesurage sont affectés par la taxe sur les services
19 publics.

6 MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES

6.1 Classement entre les composantes abonnement et puissance

20 Dans sa décision D-2003-93, la Régie acceptait de répartir les coûts du réseau
21 de distribution aux composantes techniques puissance et abonnement et
22 convenait d'utiliser l'étude du réseau de taille minimale (RTM) comme méthode
23 pour classer le coût du réseau entre ces deux composantes. La Régie
24 demandait toutefois au Distributeur d'apporter en phase 2 certaines

1 modifications à sa méthode, dont entre autre la prise en compte d'une
2 puissance intrinsèque au RTM. En attendant que le Distributeur raffine sa
3 méthode, la Régie quantifiait cette puissance à 1 kW par abonné.

4 Dans sa pièce HQD-8, Document 1 déposé en phase 2 du dossier R-3492-
5 2002, le Distributeur proposait une méthode d'ajustement afin de tenir compte
6 d'une puissance de 1 kW par abonné, conformément aux exigences de la
7 Régie. La valeur ajustée de la composante abonnement était déterminée par
8 une régression linéaire, à partir de la capacité maximale par abonné du réseau
9 de distribution, soit 14,2 kVA, et de la capacité fictive du réseau de taille
10 minimale. Il est à noter que la capacité maximale par abonné était déterminée à
11 partir de la capacité installée du réseau de distribution, à savoir 51 000 MVA,
12 divisée par le nombre d'abonnements avec multiplicateur. Le Distributeur
13 soumettait alors que l'ajustement proposé réduisait la portion de la composante
14 abonnement du réseau de distribution d'environ 4 % à 5 %.

15 La Régie acceptait dans sa décision D-2004-47 l'ajustement proposé par le
16 Distributeur, en rappelant qu'il s'agit d'un compromis acceptable en attendant
17 que le Distributeur raffine sa méthode.

18 La Régie constatait par ailleurs que malgré l'ajustement de 1 kW par abonné, la
19 mise à jour des coûts unitaires de remplacement des équipements entre la
20 Phase 1 et la Phase 2 avait eu pour effet d'augmenter le coût du réseau de taille
21 minimale. Cette sensibilité aux fluctuations des coûts unitaires de remplacement
22 pourrait influencer sur la stabilité à travers le temps des résultats obtenus par cette
23 méthode. D'après la Régie, il semblait exister un biais dans l'estimation du coût
24 du réseau de taille minimale, dans ce cas-ci à la hausse, lié à l'hypothèse que
25 tous les équipements installés sur le réseau avaient les mêmes caractéristiques
26 et les mêmes coûts que les équipements de remplacement. La Régie était

1 d'avis que cette hypothèse reflétait l'adoption d'une approche marginale dans
2 une méthode de répartition de coûts moyens.

3 La Régie a donc référé ces deux sujets au comité technique sur la méthode de
4 répartition des coûts de service du Distributeur par catégorie de
5 consommateurs.

6 La rencontre du 9 juin 2004 avait deux objectifs concernant le classement par
7 composante abonnement et puissance du réseau de distribution :

- 8 ✓ trouver une méthode qui permettrait de diminuer l'impact d'une variation
9 des coûts unitaires des équipements de remplacement sur le coût du
10 réseau de taille minimale. Une réflexion en ce qui a trait à une approche
11 marginale versus aux coûts moyens a également été engagée ;
- 12 ✓ quantifier la charge maximale admissible par client à partir d'un réseau
13 de taille minimale.

14 Concernant le premier point, et afin de stabiliser les facteurs de répartition de la
15 méthode du RTM dans le temps, le Distributeur suggère des méthodes pour
16 lisser les résultats afin d'éviter des fluctuations trop importantes entre les causes
17 tarifaires. Le Distributeur propose d'une part de procéder à une moyenne des
18 coûts unitaires de remplacement. Le Distributeur intègre cette modalité à
19 l'année historique 2003 du présent dossier R-3541-2004. Ainsi, dans un premier
20 temps, le Distributeur procède à la mise à jour des coûts unitaires des
21 équipements du réseau de taille minimale. Pour l'année 2003, les coûts de la
22 cause R-3492-2002 sont repris. Pour l'année 2004, ces coûts sont réévalués
23 selon les dernières données disponibles, et augmentés de l'inflation pour
24 l'année témoin projetée 2005. Dans un deuxième temps, les coûts unitaires de
25 remplacement de chacune des années sont recalculés selon une moyenne qui
26 tient compte des données pour l'année réelle 2002 déposées en phase 2 du

1 dossier R-3492-2002 (voir annexe 3, tableau 43, colonnes 2 et 3, des
2 documents 2 ,3 et 4).

3 D'autre part, lors de la rencontre du comité technique, le Distributeur proposait
4 que les proportions abonnement/puissance soient révisées selon un seuil de
5 déclenchement. À l'appui de cette proposition, le Distributeur soumettait que le
6 RTM est un réseau fictif, et que la méthode RTM est un moyen théorique qui
7 sert à calculer la composante fixe du coût du réseau de distribution. Il est à
8 noter que la situation serait la même avec l'autre méthode généralement
9 reconnue du coût fixe extrapolé. Ainsi, à moins d'un élément significatif, il ne
10 serait pas nécessaire de réévaluer, à chaque cause tarifaire et pour chacune
11 des années, le pourcentage de la composante abonnement. Le Distributeur
12 suggère un intervalle de 5 ans ou une variation de 3 % de la proportion
13 abonnement.

14 Toujours dans le but d'éviter des fluctuations dans le temps des résultats de la
15 méthode, le Distributeur demande également à la Régie que l'application d'un
16 seuil de déclenchement débute à l'année historique 2003 de la présente cause
17 R-3541-2004. Ainsi, les pourcentages d'abonnement de 42,9% et 23,8% pour
18 les réseaux basse et moyenne tension présentés à la ligne 28 de l'annexe 3
19 (HQD-12, Document 2, Facteur FC11B) sont arrondis (Facteur FC11C,
20 ligne 29), et servent au classement par composante du réseau moyenne et
21 basse tension pour les années 2003, 2004 et 2005. Il est à noter que les
22 facteurs de classement de la composante abonnement du réseau souterrain
23 présentés en phase 2 étaient sous-évalués, en raison d'une révision du nombre
24 de kilomètres de basse tension du réseau souterrain servant à la détermination
25 de la valeur des conducteurs selon le niveau de tension.

26 Selon le Distributeur, l'ensemble de ces propositions de modifications, soit
27 l'application d'une moyenne des coûts de remplacement et d'un seuil de

1 déclenchement, permet de prendre en compte la préoccupation de la Régie
2 concernant l'approche marginale dans une méthode de répartition de coûts
3 moyens.

4 En ce qui concerne le deuxième point, soit l'ajustement de la puissance du
5 réseau de taille minimale, le Distributeur faisait part lors de la rencontre
6 technique de la complexité inhérente au développement d'un modèle de
7 simulation du RTM qui permettrait de quantifier la puissance véhiculée par le
8 réseau de taille minimale du Distributeur. De plus, il mentionnait que le résultat
9 d'une telle simulation serait une distribution des capacités disponibles chez les
10 clients. Le réseau de distribution est conçu pour répondre à la demande
11 maximale de la clientèle. En remplaçant la panoplie de composantes par une
12 seule de la plus petite capacité, le réseau de distribution n'assure même plus un
13 minimum de capacité pour l'ensemble de la clientèle. Pour certains clients, ils
14 ont la pleine capacité de la ligne puisqu'ils sont pour ainsi dire les seuls sur ce
15 tronçon. Pour bien d'autres clients, le réseau de taille minimale est tout
16 simplement insuffisant pour maintenir la tension d'alimentation. Dans ce
17 contexte, l'utilisation d'une donnée moyenne serait inappropriée. Le calcul de la
18 capacité d'un réseau de taille minimale ne pourra être raffiné suffisamment pour
19 satisfaire les besoins de l'exercice au-delà de ce qui a été utilisé jusqu'à présent
20 et expliqué en comité technique. Néanmoins, le Distributeur propose que soit
21 maintenu la charge de 1 kW par abonné qui a servi lors de la phase 2 de la
22 cause R-3492-2002, conformément à une demande de la Régie dans sa
23 décision D-2003-93. L'impact de cet ajustement pour les années
24 historique 2003, de base 2004 et projetée 2005 est présenté aux tableaux 47 de
25 l'annexe 3.

26 Enfin, lors de la rencontre technique, la question du multiplicateur de la
27 composante abonnement du RTM a également été abordée. Dans la preuve du
28 Distributeur déposée en phase 2, le nombre d'abonnements sans multiplicateur

1 a été utilisé comme critère de répartition de la composante abonnement du RTM
2 pour la base de tarification et le coût de prestation. Durant les audiences
3 publiques, des questions ont été posées relativement à l'utilisation du nombre
4 d'abonnements sans multiplicateur dans la répartition du coût de la composante
5 abonnement, et du nombre d'abonnements avec multiplicateur dans l'étude
6 RTM pour la détermination de la capacité maximale par abonné. Afin de mieux
7 harmoniser le traitement et de mieux refléter les liens de causalité, le
8 Distributeur a convenu, en comité de travail, que le nombre d'abonnés avec
9 multiplicateur devait être retenu dans la méthode de répartition de la
10 composante abonnement par catégorie de consommateurs. Le tableau D
11 présente l'impact sur le revenu requis des modifications proposées.

6.2 Frais corporatifs

12 Des changements sont apportés à la méthode de répartition pour le traitement
13 des frais corporatifs. Les modifications concernent les éléments suivants : la
14 quote-part des frais corporatifs d'Hydro-Québec assumés par le Distributeur; la
15 base de tarification et le coût de prestation des unités corporatives du
16 Distributeur autres que la Direction Approvisionnement en électricité ; la base de
17 tarification des unités support desservant la Vice-Présidence Réseau.

18 Pour les frais corporatifs d'Hydro-Québec assumés par le Distributeur, ceux-ci
19 étaient répartis en phase 2 du dossier R-3492-2002 selon les charges totales
20 excluant les achats d'électricité, de combustibles et de transport. Dans la
21 présente cause, les montants sont attribués aux différentes fonctions dans une
22 proportion de 50% selon les charges brutes directes et de 50% selon les
23 immobilisations nettes excluant les actifs incorporels. Cette modification vise à
24 refléter la méthode de répartition des frais corporatifs entre les unités principales
25 d'Hydro-Québec retenue par la Régie dans sa décision D-2004-47.

1 Le traitement des unités corporatives du Distributeur autres que la Direction
2 Approvisionnement en électricité est également modifié dans la présente cause.
3 Ces unités comprennent le Bureau du Président Hydro-Québec Distribution et
4 du Contrôleur, la Direction Affaires réglementaires et tarifaires et la Direction
5 Ressources humaines.

6 En ce qui concerne la base de tarification, les actifs des unités corporatives
7 étaient présentés en phase 2 dans la fonction « Autres » selon les rubriques de
8 la base de tarification. La base de tarification des unités corporatives était
9 répartie au prorata de la répartition de la base de tarification par catégorie de
10 consommateurs excluant les unités corporatives du Distributeur (voir HQD-8,
11 Documents 2, 3 et 4, page 32, tableau 26). Le coût de prestation des unités
12 corporatives du Distributeur était réparti au prorata de la répartition du coût de
13 prestation par catégorie de consommateurs excluant les unités corporatives du
14 Distributeur (voir HQD-8, Documents 2, 3 et 4, page 32, tableau 29).

15 Dans la présente cause, la méthode de répartition est modifiée de façon à
16 refléter l'utilisation des services selon les fonctions, tel que présenté dans les
17 états financiers des relevants du Président à la rubrique Imputations. Pour la
18 base de tarification, la valeur nette des équipements de mesurage est attribuée
19 directement à la fonction mesurage. Pour les autres éléments de la base de
20 tarification, les montants sont attribués aux fonctions selon la répartition de la
21 rubrique « Imputations » du coût de prestation entre les fonctions (voir HQD-12,
22 Documents 2, 3 et 4, pages 8 et 9, tableaux 2 et 3). En ce qui concerne le coût
23 de prestation, le coût des unités corporatives du Distributeur est comptabilisé à
24 chacune des rubriques du coût de prestation pour être ensuite attribué aux
25 unités principales d'Hydro-Québec Distribution selon l'utilisation des services à
26 la rubrique « Imputations ».

1 Pour la Vice-Présidence Réseau, la base de tarification des unités support
2 desservant l'ensemble de la Vice-Présidence Réseau est répartie entre les
3 fonctions selon les effectifs moyens. Les montants sont déterminés à partir
4 d'une analyse des actifs pour l'année 2003. Ce traitement permet d'augmenter
5 le niveau de précision de la méthode de répartition du coût du service, puisque
6 les montants en phase 2 étaient attribués aux unités propriétaires des actifs et
7 pris en compte dans le réseau relié de distribution. Pour les réseaux autonomes,
8 les actifs des unités support sont inclus dans la rubrique Actifs de soutien. Les
9 montants sont répartis aux fonctions selon l'utilisation des services ou les
10 effectifs moyens, à partir d'une analyse des actifs pour l'année 2003. En
11 phase 2, une partie des montants était répartie selon les unités propriétaires des
12 actifs et dans la présente cause, sont attribués aux fonctions selon les effectifs
13 moyens.

14 Le tableau D présente l'impact de la modification sur le revenu requis par
15 catégorie de consommateurs.

6.3 Encaisse du fonds de roulement

16 L'encaisse fait partie de la base de tarification et représente les fonds requis par
17 le Distributeur pour le financement de ses activités courantes. En Phase 2,
18 l'encaisse a été attribuée aux fonctions selon la répartition obtenue des
19 éléments suivants : charges brutes directes, coûts capitalisés, achats de
20 combustibles et taxes.

21 Bien que la Régie n'a pas statué sur le sujet, le Distributeur propose de modifier
22 la méthode de classement par fonction de l'encaisse à la suggestion d'Option
23 consommateurs et tel que discuté dans une des rencontres techniques. Dans la
24 présente cause, il est proposé que pour la portion de l'encaisse associée aux
25 achats d'électricité et de transport, les montants sont attribués à la fonction

1 « Autres » (HQD-12, Documents 2, 3 et 4, page 2, tableau 2, colonne 11). Par la
2 suite, la portion de l'encaisse reliée aux achats d'électricité est répartie par
3 catégorie de consommateurs au prorata des coûts de production par catégorie
4 de consommateurs. La portion relative au transport est répartie au prorata du
5 coût de transport selon les catégories de consommateurs (HQD-12,
6 Documents 2, 3 et 4, page 2, tableau 26B, colonnes 8 et 11).

7 Les composantes de l'encaisse autres que les achats d'électricité et du transport
8 sont réparties avec les mêmes méthodes que le coût de prestation. Le schéma
9 suivant résume les critères utilisés.

Composantes de l'encaisse

Charges d'exploitation et d'entretien
Salaires
Autres charges d'exploitation

Taxes

Taxe sur le capital
Taxe sur le revenu brut
Taxe sur les services publics
Taxes foncières

Effet des taxes à la consommation

Provisions pour mauvaises créances

Rubriques du coût de prestation

Charges brutes directes
Masse salariale
Autres charges brutes directes

Taxes

Taxe sur le capital
Taxe sur le revenu brut
Taxe sur les services publics
Taxes foncières

Fonction et autres charges brutes directes

Coût des mauvaises créances

10 Le tableau D présente l'impact de l'intégration de cette modification selon les
11 catégories de consommateurs.

6.4 Gestion des abonnements

12 En phase 2¹⁰, le Distributeur a proposé une méthode qui répartit de façon
13 détaillée la fonction gestion des abonnements en identifiant huit domaines

¹⁰ Dossier R-3492-2002.

1 d'activités composant cette fonction. Des facteurs de répartition spécifiques à
2 chacun de ces domaines d'activités ont été proposés. Les facteurs de répartition
3 visent à traduire dans la mesure du possible les relations entre les demandes de
4 service et la variation dans les différents domaines d'activités.

5 Dans sa décision, la Régie accepte la proposition du Distributeur et constate
6 que cette méthode améliore la transparence de l'étude et permet de quantifier
7 plus précisément les liens de causalité.

8 Dans le cas de trois sous-fonctions, les critères de répartition ont été en
9 Phase 2 des statistiques relatives à chacun des domaines d'activités. De façon
10 plus précise, les facteurs de répartition suivants ont été retenus :

11

Sous-fonctions

Facteur de répartition

Subtilisation

Nombre de dossiers traités – Moyenne
2000 à 2002

Réponse téléphonique

Charge de travail – Année 2002

Plaintes et réclamations

Nombre de dossiers traités – Moyenne
2001-2002

12 Le calcul des facteurs, à partir d'une moyenne sur plusieurs années, constitue
13 une solution plus appropriée afin d'éviter des fluctuations annuelles dans la
14 répartition des coûts. Le nombre de dossiers traités ou la charge de travail selon
15 les catégories de consommateur peut varier d'une année à l'autre en fonction
16 des facteurs particuliers. En conséquence, le Distributeur propose de déterminer
17 les facteurs de répartition selon une moyenne mobile de trois ans pour les
18 activités subtilisation, réponse téléphonique et plaintes et réclamations.

1 Il est proposé d'appliquer également le même principe pour la sous-fonction
2 facturation à l'étape de classement par fonction. Le partage du coût de
3 prestation entre les factures régulières et les avis de recouvrement pourrait être
4 établi à partir d'une moyenne mobile sur trois ans du nombre d'avis de
5 recouvrement et du nombre de factures régulières. En phase 2, les moyennes
6 calculées à partir des statistiques pour la période 2000 - 2002 ont été retenues
7 (HQP-12, Documents 2, 3 et 4, tableau 16, colonnes 8 et 11, ligne 26).

8 En ce qui concerne la fonction relations avec le milieu, cette dernière était
9 répartie en phase 2 selon le nombre d'abonnements des clientèles desservies,
10 soit les clientèles de petite et moyenne puissance du réseau relié. Pour refléter
11 la décision de la Régie, la base de tarification et le coût de prestation de cette
12 fonction sont répartis sur la base des volumes d'énergie des catégories de
13 consommateurs concernées.

14 Le tableau D présente l'impact de l'ensemble des modifications de la fonction
15 gestion des abonnements, par rapport à la méthode proposée en phase 2.

6.5 Frais de branchement

16 Dans la méthode utilisée par le Distributeur en phase 2, le coût des
17 branchements est établi en réduisant la valeur de ces derniers des revenus
18 relatifs aux frais de branchements. Les données disponibles ne permettent pas
19 d'isoler les revenus associés aux frais de branchements par catégorie de
20 consommateurs pour les réseaux autonomes.

21 Option consommateurs a recommandé en Phase 2 dans son mémoire de
22 répartir les revenus relatifs aux frais de branchements entre le réseau relié et les
23 réseaux autonomes. Compte tenu de l'absence d'information disponible, les
24 frais de branchements par catégorie de consommateurs sont répartis entre le
25 réseau relié et les réseaux autonomes selon le nombre d'abonnements sans

1 multiplicateur, tel que suggéré par Option consommateurs (HQD-12,
2 Documents 2, 3 et 4, page 18, tableau 12, colonne 9)

3 L'impact de cette modification est relativement faible. Le tableau D présente les
4 impacts selon les catégories de consommateurs.

7 CHANGEMENTS DE NATURE QUALITATIVE

7.1 Caractéristiques de consommation

5 La méthode de répartition du coût de service du Distributeur utilise différents
6 critères de répartition basés sur les caractéristiques de consommation des
7 catégories de consommateurs. À compter de cette année, les différentes
8 données relatives aux caractéristiques de consommation sont regroupées à
9 l'annexe 4 de chacun des trois documents (HQD-12, Documents 2, 3 et 4) en
10 conformité avec la décision de la Régie. Le Distributeur rappelle néanmoins que
11 toutes les données mensuelles exigées par la Régie ne sont pas utilisées pour
12 établir les facteurs de répartition.

13 Les caractéristiques sont tirées d'un programme de mesurage de consommation
14 des différentes catégories de consommateurs du Distributeur et pondérées aux
15 ventes pour chacune des trois années.

16 En matière de répartition du coût de service du Distributeur, il est important que
17 ces caractéristiques soient les plus précises possibles et surtout exemptes de
18 tout événement circonstanciel afin de refléter les coûts de service par catégorie
19 de consommateurs qui soient stables mais qui évoluent néanmoins dans le
20 temps pour des raisons structurelles et tendanciennes (voir annexe 4, tableau
21 49).

22 Pour la présente cause, les caractéristiques de consommation ont été corrigées
23 notamment pour exclure un événement significatif qui aurait de façon

1 circonscrite un impact en 2004 et 2005 sur la répartition des coûts de
2 service du Distributeur par catégorie de consommateurs. Il s'agit d'une grève
3 chez un des clients de la catégorie de consommateurs de contrats spéciaux
4 (ABI) qui a été considérée à juste titre dans nos prévisions des ventes mais qui
5 en matière de répartition du coût de service, a pour effet de pénaliser toutes les
6 autres catégories de consommateurs. Les profils de consommation sont donc
7 ajustés pour enlever l'effet de cette grève sur la prévision des ventes.

8 Il est vrai que toutes sortes d'événements se produisent à chaque année et font
9 partie implicitement des prévisions des ventes et qu'il est impossible de pouvoir
10 ajuster la prévision des ventes dans tous les cas. Par contre, lorsque
11 l'événement est suffisamment important, qu'il est clairement quantifiable et qu'il
12 a une incidence sur les résultats, le Distributeur considère qu'il est approprié de
13 procéder à son ajustement, ce qui a été fait dans le cas présent.

14 Dans un autre ordre d'idée, la clientèle du tarif de transition BT qui vise les
15 usages de photosynthèse, a été regroupée avec la clientèle des tarifs D et DM
16 qui eux englobent notamment les exploitations agricoles.

17 En ce qui concerne la prévision du taux de pertes, le Distributeur prévoit un taux
18 de 7,5% pour l'année 2005, alors que le taux prévu dans le dossier tarifaire
19 2004-05 pour l'année 2004 était de 7,8%. Cette révision à la baisse s'explique
20 par les taux de pertes constatés au cours des trois dernières années, inférieurs
21 aux taux retenus antérieurement pour la prévision. En matière de répartition du
22 coût du service, le Distributeur a intégré cet élément dans le calcul du coût de
23 fourniture (chapitres 2.5 et 2.6) et des facteurs de répartition.

7.2 Facteurs de classement et de répartition

24 Dans la décision D-2004-47, la Régie demande au Distributeur d'expliquer
25 davantage, dans les prochains dossiers tarifaires, les méthodes et le calcul des

1 facteurs de classement et de répartition utilisés dans la méthode de répartition
2 des coûts. Par ailleurs, étant donné le caractère relativement technique de la
3 répartition par fonction des dépenses et des facteurs de classement, la Régie a
4 recommandé que ce sujet soit d'abord exploré en réunion technique. Dans la
5 décision D-2003-93 relativement à la méthode déposée en Phase 1, la Régie
6 mentionne qu'elle s'attend à ce que le Distributeur fournisse une explication
7 plus détaillée de la répartition de chacune des rubriques de coûts lors du
8 prochain dossier tarifaire.

9 Le classement par fonction consiste à associer les différents postes comptables
10 de la base de tarification et du coût de prestation aux différentes fonctions et
11 sous-fonctions. Aux États-Unis, les entreprises d'électricité comptabilisent les
12 coûts par fonction en utilisant un système de comptabilité uniforme. À titre
13 d'exemple, on peut mentionner le *Federal Energy Regulatory Commission*
14 *(FERC) Uniform System* ou le *Rural Electrification Administration's Uniform*
15 *Systems of Accounts*.

16 Sans utiliser ce système de comptabilité uniforme, Hydro-Québec a mis en
17 place un système d'information financière de gestion, soit le système SAP. Ce
18 système prévoit notamment l'attribution des coûts complets à la plupart des
19 fonctions utilisées à des fins réglementaires. La méthode de répartition utilise
20 l'information financière de ce système conçu pour des fins de gestion interne.

21 Lors des rencontres techniques, le Distributeur a décrit la méthode de
22 classement de la base de tarification et du coût de prestation. L'annexe 5
23 présente une définition technique et détaillée des facteurs de classement pour la
24 base de tarification, le coût de prestation et le réseau de taille minimale, de
25 même qu'une présentation sous forme de schéma.

1 Les facteurs de répartition permettent de répartir le coût de prestation et la base
2 de tarification par catégorie de consommateurs. À l'annexe 6, les facteurs de
3 répartition utilisés dans la méthode de répartition du coût du service du
4 Distributeur sont décrits.

8 IMPACTS DES MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES

5 Le tableau D présente les impacts des modifications apportées à la méthode de
6 répartition du coût de service du Distributeur pour l'année témoin projetée 2005,
7 explicitées au chapitre 6 du présent document.

8 Les modifications ont été appliquées à chacune des trois années pour rendre
9 comparable sur le plan méthodologique la répartition des coûts. À noter que
10 l'impact de ces modifications est équivalent pour les trois années.

11 Pour chacun des éléments, les coûts de service par catégorie de
12 consommateurs sont calculés avec et sans la modification, le différentiel
13 constituant l'impact de la mesure.

Tableau D
Analyse de sensibilité des modifications apportées à la méthode de répartition
Année témoin projetée 2005

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Revenu requis avant ajustements	(3) à (7) Modifications méthodologiques					(8) Revenu requis HQD-12, Document 4
		(3) Classement de la composante abonnement	(4) Frais corporatifs	(5) Encaisse du fonds de roulement	(6) Gestion des abonnements	(7) Frais de branchements	
1 Domestique							
2 Tarifs D et DM	4 451,3	0,7	(1,5)	(1,9)	(3,2)	0,0	4 445,5
3 Tarif DH	0,3	(0,0)	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,3
4 Tarif DT	161,2	(0,7)	0,1	(0,2)	(0,1)	(0,0)	160,4
5 Total	4 612,9	0,1	(1,4)	(2,1)	(3,3)	(0,0)	4 606,1
6 Petite et moyenne puissance							
7 Tarifs G et à forfait	880,9	(0,2)	0,3	(0,5)	1,5	0,0	882,0
8 Tarif G9	67,8	(0,0)	0,0	0,1	0,1	(0,0)	67,9
9 Tarif M	1 290,6	0,5	(0,1)	1,2	1,6	(0,0)	1 293,8
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	29,9	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	0,0	29,9
11 Tarif BT	36,7	(0,0)	0,0	0,1	0,1	(0,0)	36,9
12 Total	2 305,9	0,2	0,2	0,9	3,3	0,0	2 310,5
13 Grande puissance							
14 Tarif L	1 831,6	(0,3)	1,2	(0,9)	-	(0,0)	1 831,6
15 Tarif H	0,7	(0,0)	0,0	(0,0)	-	(0,0)	0,7
16 Tarifs LD et LP	0,8	0,0	0,0	(0,1)	-	-	0,8
17 Contrats spéciaux	515,3	-	-	-	-	-	515,3
18 Total	2 348,5	(0,3)	1,2	(1,0)	-	(0,0)	2 348,4
19 Total	9 267,3	-	-	(2,2)	-	-	9 265,1
20 Référence :		Chapitre 6.1	Chapitre 6.2	Chapitre 6.3	Chapitre 6.4	Chapitre 6.5	