

CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS DU DISTRIBUTEUR

Table des matières

1	CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE DE LA DEMANDE	5
1.1	SOMMAIRE DE LA DÉCISION D-2003-93	5
1.2	POSITIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR DANS LE TARIF BT	9
1.3	LE TARIF POUR LE SERVICE DE TRANSPORT	11
1.4	DÉCRET GOUVERNEMENTAL DU 11 AOÛT 2003	11
2	OBJECTIFS DE LA PHASE 2	12
3	COÛT DU SERVICE	14
4	PRÉVISION DE LA DEMANDE 2003-2004	15
5	ORIENTATIONS DU DISTRIBUTEUR	17
6	TABLE D'ÉQUIVALENCE DES PIÈCES	18

1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE DE LA DEMANDE

1 Avant d'examiner la présente demande, il importe de décrire sommairement le
2 contexte réglementaire dans lequel elle s'inscrit. À ce titre, une attention
3 particulière sera accordée aux principales conclusions des décisions prises par
4 la Régie qui affectent directement (D-2003-93 et D-2003-138) ou indirectement
5 (D-2002-95, D-2002-115, D-2002-290, D-2003-117 et D-2003-77) la présente
6 demande.

7

1.1 Sommaire de la décision D-2003-93

8 Lors de la Phase 1 déposée le 3 juillet 2002, le Distributeur a soumis à
9 l'approbation de la Régie son coût du service pour l'année 2002-2003. Plus
10 spécifiquement, les éléments suivants, articulés autour de quatre thèmes, ont
11 été couverts :

- 12 • Thème 1 : les principes réglementaires ;
- 13 • Thème 2 : la structure et le coût du capital ;
- 14 • Thème 3 : le coût du service, le revenu requis et les conventions
15 comptables ;
- 16 • Thème 4 : la méthode de répartition du coût du service par catégorie de
17 consommateurs ainsi que le principe et les méthodes de calcul de
18 l'interfinancement.

19 En mai 2003, la Régie de l'énergie rendait la décision D-2003-93 portant sur les
20 quatre thèmes de la phase 1 précédemment énoncés.

21 Ainsi, en ce qui a trait aux principes réglementaires, la Régie reconnaît le
22 principe de l'année témoin projetée, accepte que l'année tarifaire du Distributeur

1 débute au 1^{er} avril et fixe l'année témoin du 1^{er} janvier au 31 décembre au lieu
2 du 1^{er} avril au 31 mars tel que proposé par le Distributeur. Dans le cas des
3 modifications associées aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale, la
4 Régie accepte le principe de transfert («pass-on») des coûts de fourniture mais
5 le rejette pour tous les autres écarts constatés, en fin d'exercice, entre les coûts
6 d'approvisionnement et les revenus. De même, le principe de transfert des coûts
7 du service de transport, limité aux seuls effets prix, est accueilli favorablement
8 par la Régie. La Régie autorise ce faisant la création de comptes de frais
9 reportés, l'un pour le «pass-on» sur la fourniture et le second celui du service de
10 transport.

11
12 La Régie approuve une structure de capital comportant 35 % de capitaux
13 propres et 65% de dette, et fixe le taux de rendement sur l'avoir propre à 9,4 %
14 pour 2002-2003 en un taux de rendement sur la base de tarification de 9,3 %.
15 La Régie fixe la méthodologie de détermination du taux sans risque sur la base
16 des données du Consensus Forecast du mois précédant le dépôt d'un dossier et
17 s'attend que le Distributeur présente une actualisation de ce taux.

18
19 En ce qui concerne le coût du service, la Régie ne se prononce pas sur le
20 niveau des charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur,
21 reportant ce sujet à la phase 2. À cet égard, la Régie demande au Distributeur,
22 pour la phase 2, de produire des informations additionnelles sur le coût complet
23 ainsi que sur les produits et services reliés aux charges de services partagés.
24 Pour la phase 2, le Distributeur doit également rendre compte à la Régie des
25 activités de balisage qu'il a entreprises en vue d'évaluer son efficience et le coût
26 des services offerts à ses clients. Les fournisseurs internes du Distributeur
27 doivent faire le même exercice en regard des prix des produits et services
28 dispensés à Hydro-Québec Distribution.

1

2 La Régie reconnaît la base de tarification du Distributeur au 31 décembre 2001.
3 Pour ce qui est des additions subséquentes, la Régie demande au Distributeur
4 de lui fournir des détails additionnels lui permettant de faire le lien entre les
5 demandes annuelles d'autorisation d'investissements et les montants inscrits à
6 la base de tarification et de se prononcer sur le caractère raisonnable des
7 sommes présentées à titre d'additions aux immobilisations.

8

9 Dans le cadre du thème 4, la Régie approuve globalement la méthode de
10 répartition des coûts par catégorie de consommateurs. Certains commentaires
11 et des demandes spécifiques de la Régie devront cependant être intégrés lors
12 de toute nouvelle demande. En matière d'interfinancement, la Régie retient
13 l'indice d'interfinancement proposé par le Distributeur, soit le respect du ratio
14 Revenu/ Coût. La Régie fixe l'année 2002 comme année de référence et
15 introduit certaines demandes spécifiques à intégrer dans la phase 2.

16

17 La Décision D-2003-93 sert de cadre à la présente demande. Cette dernière
18 tient compte des orientations contenues dans la décision et des ajustements à
19 la stratégie tarifaire du Distributeur qui en découlent. De plus, l'ensemble des
20 demandes spécifiques formulées par la Régie y sont intégrées.

21

22 Dans la mesure où la Régie s'est abstenue de rendre une décision sur le coût
23 du service et où la décision recèle de nombreuses instructions, modifications et
24 ajouts substantiels à la preuve, le Distributeur a demandé et obtenu de la Régie,
25 le report des sujets suivants initialement annoncés pour la phase 2¹ :

¹ Décision D-2003-138.

- 1 • la formule d'ajustement automatique du taux de rendement
- 2 • les modifications aux structures tarifaires et la révision des frais de
- 3 services, qui à la lumière de la Décision D-2003-138, seront traitées
- 4 dans le cadre d'une Phase 3 et pour lequel le dépôt est prévu pour le 16
- 5 février 2004
- 6 • la révision des rabais en moyenne et haute tension
- 7 • la révision des rajustements pour pertes de transformation
- 8 • les conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux.

9 Ces trois dernières exclusions seront revues par la Régie ultérieurement

10 (D-2003-138). Le Distributeur évalue cependant la possibilité d'inclure la

11 révision des rabais en moyenne et haute tension et celle des rajustements pour

12 pertes de transformation dans le cadre de la phase 3 portant sur les structures

13 tarifaires. À ce jour, les autres éléments d'exclusion ne font partie ni de la

14 phase 2, ni de la phase 3.

15

1.2 Positionnement du Distributeur dans le tarif BT

1 De la même façon que le Distributeur se conforme à la décision D-2003-93 dans
2 ses propositions pour la phase 2, il respecte également les conclusions des
3 décisions D-2002-115 et D-2002-290 concernant les demandes respectives
4 d'abrogation du tarif BT et de dispense d'appels d'offres pour conclure avec le
5 producteur une entente d'approvisionnement de court terme pour les besoins
6 des clients au tarif BT.

7

8 Dans le cadre de la phase 2, le processus de consultation amorcé avec les
9 clients au tarif BT et les négociations avec Hydro-Québec Production n'étant pas
10 terminés, le Distributeur ne demande aucune modification à la structure du tarif
11 BT ni ne remet en cause son maintien. Conformément à la décision
12 D-2002-115, ce tarif est considéré comme un tarif de gestion de la
13 consommation et les volumes qu'il implique ne font pas partie de l'électricité
14 patrimoniale. Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2002-115, le
15 Distributeur est à explorer une nouvelle proposition d'un tarif de gestion de la
16 consommation. Dans ce cadre, les clients d'affaires abonnés au tarif BT sont
17 consultés afin d'examiner les différentes options de gestion de la consommation
18 tant sur les plans technologiques que tarifaires.

19

20 Lors de la demande d'abrogation du tarif BT (R-3475-2001), la Division Hydro-
21 Québec Production avait annoncé qu'elle assurerait la fourniture du tarif BT
22 selon les mêmes règles qu'actuellement, soit au prix de 3,32 ¢/kWh jusqu'au 30
23 novembre 2003. Cependant, à compter du 1^{er} décembre 2003, Hydro-Québec
24 Production poursuivra la fourniture de l'électricité du tarif BT à un prix reflétant
25 les conditions du marché. En ce sens, le Distributeur poursuit les négociations

1 avec Hydro-Québec Production visant à conclure une entente
2 d'approvisionnement des clients du tarif BT traduisant les conditions du marché
3 qui s'appliquera à compter du 1^{er} décembre 2003. Cette entente devrait être
4 conclue et déposée à la Régie d'ici le 30 août 2003. Toutefois, selon les
5 informations actuellement disponibles, le prix de marché pertinent pour les
6 ventes au tarif BT est de l'ordre de 7,5 ¢/kWh. À compter du 1^{er} décembre 2003,
7 selon ces estimations, le Distributeur devra supporter un coût net de l'ordre de
8 4 ¢/kWh (différence entre le prix payé au Producteur et le prix facturé à la
9 clientèle).

10

11 Conformément à la décision D-2002-115, une première série de consultations
12 auprès des clients d'affaires abonnés au tarif BT qui visait à évaluer l'intérêt à
13 l'égard d'options en gestion de la consommation a eu lieu au début de l'année
14 2003. Une seconde série de consultations est en cours afin d'identifier les
15 préférences des clients face à l'application d'une tarification variable dans le
16 temps basée sur les prix de marché. Cependant, le niveau actuel et anticipé des
17 prix de marché complique l'élaboration d'une option tarifaire concurrentielle et
18 donc commercialement viable.

19

20 C'est pourquoi Hydro-Québec Distribution demande à la Régie d'autoriser la
21 création d'un compte de frais reportés dans lequel seraient comptabilisés à
22 compter du 1^{er} décembre 2003 les écarts entre le coût pour l'approvisionnement
23 du tarif BT et le prix correspondant facturé aux clients de ce tarif. Les modalités
24 de ce compte de frais reportés sont détaillées à la pièce HQD-3, Document 2.

25

26

1.3 Le tarif pour le service de transport

1 En date des présentes, le Transporteur n'a pas déposé de nouvelle demande
2 tarifaire auprès de la Régie. La dernière décision de la Régie portant sur la
3 révision des tarifs de transport a été rendue le 30 avril 2002 (D-2002-95) et fixait
4 le tarif annuel pour le service de transport de la charge locale à 2 313 M\$ par
5 année, applicable au 1^{er} janvier 2001. Ce tarif est donc maintenu constant
6 jusqu'en 2004 dans la présente demande.

7

1.4 Décret gouvernemental du 11 août 2003

8 Le décret 817-2003 en date du 11 août 2003, et qui est joint à la pièce HQD1,
9 Document 2, lève à compter de cette date le gel tarifaire initialement fixé
10 jusqu'au 30 avril 2004 dans le décret 829-2001. Pour le Distributeur, l'adoption
11 de ce décret rend possible une révision de la stratégie tarifaire préalablement
12 énoncée lors de la phase 1. Selon cette stratégie, les modifications tarifaires
13 n'intervenaient qu'à partir du 1^{er} mai 2004 et ce pour l'année tarifaire 2004-2005.

14

15 L'importance du déficit du Distributeur malgré ses efforts pour accroître son
16 efficience, la volonté de ne pas procéder à de la rétro facturation conjuguées à
17 la possibilité légale par le décret 817-2003 d'augmenter les tarifs dès 2003,
18 incitent donc le Distributeur à soumettre à la Régie dans le cadre de la phase 2,
19 les deux modifications tarifaires; une première en 2003 applicable au 1^{er} octobre
20 et une seconde en 2004, à compter du 1^{er} avril 2004, date de début de l'année
21 tarifaire du Distributeur. Ce faisant, Hydro-Québec Distribution peut envisager
22 de régulariser sa situation financière en fonction de la pratique réglementaire et
23 d'atteindre graduellement un rendement juste et raisonnable, rendement qui lui
24 a été reconnu par la Régie dans la décision D-2003-93.

1

2 OBJECTIFS DE LA PHASE 2

2 Dans le cadre de la présente phase, le Distributeur demande donc à la Régie
3 d'approuver deux modifications uniformes de l'ensemble des tarifs (sauf les
4 tarifs en temps réel), l'une de 3 % prenant effet le 1^{er} octobre 2003 portant sur
5 l'année tarifaire 2003-2004 et l'autre de 2,98 % au 1^{er} avril 2004 rattachée à
6 l'année tarifaire 2004-2005. Pour l'année tarifaire 2003-2004, le Distributeur
7 demande à la Régie de rendre une décision provisoire pour le 12 septembre
8 2003 qu'elle confirmera lors de la décision finale de la phase 2. Ce délai se
9 justifie par les adaptations et ajustements requis aux systèmes de facturation²
10 du Distributeur.

11 Dans le cadre de la phase 2, le Distributeur aborde, et ce en conformité avec la
12 décision D-2003-93, les sujets suivants:

- 13 • les bases de tarification des années historiques 2001 et 2002, de base
14 2003 et témoin projetée 2004 décrites dans les pièces HQD-6,
15 Documents 1 à 4 ;
- 16 • les immobilisations mises en exploitation au cours de l'année 2002 ainsi
17 que celles qui seront mises en exploitation au cours de l'année de base
18 2003 et de l'année témoin 2004.
- 19 • les additions aux immobilisations et aux actifs incorporels et l'évolution de
20 la base de tarification et des immobilisations sont détaillées aux pièces
21 HQD-6, Documents 5 à 9, incluant les précisions et informations
22 additionnelles demandées dans la décision D-2003-93.

² On notera que le Distributeur dans la phase 1 avait avancé un délai d'un mois et demi pour ajuster ses systèmes de facturation en cas de hausse tarifaire n'impliquant pas de modifications aux structures des tarifs.

- 1 • la demande d'autorisation pour les projets d'acquisition ou de
2 construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité
3 qui n'auront pas encore été mis en exploitation en 2004, mais pour
4 lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et
5 de son règlement d'application, tel que plus amplement décrite à la pièce
6 HQD-6, Document 10. L'évaluation des impacts tarifaires sur 5 ans des
7 additions aux immobilisations prévues figure à la pièce HQD-6,
8 Document 11;
- 9 • la structure du capital, le rendement sur la base de tarification, le coût du
10 capital prospectif et le taux de rendement sur les capitaux propres. Ce
11 dernier taux a été calculé pour tenir compte de la détermination du taux
12 sans risque sur la base des prévisions du Consensus Forecasts tel que
13 prescrit dans la décision D-2003-93. Le rendement sur la base de
14 tarification, le coût de la dette intégrée, le coût du capital propre et
15 prospectif sont soumis aux documents contenus dans la pièce HQD-7 de
16 la preuve ;
- 17 • les dépenses nécessaires à la prestation du service tel que plus
18 amplement détaillées aux pièces HQD-5, Documents 1 à 14 ;
- 19 • les revenus requis du Distributeur qui découlent des points
20 précédemment évoqués et qui figurent aux pièces HQD-4, Documents 1
21 et 2 ;
- 22 • la méthode de répartition des coûts par catégorie de consommateurs,
23 modifiée et précisée suite à la décision D-2003-93. Pour l'allocation du
24 coût de fourniture par catégorie de consommateurs des années 2003 et
25 2004, le Distributeur a appliqué la méthode reconnue par la Régie dans
26 la décision D-2002-221. Les pièces HQD-8, Documents 1 à 4 reprennent
27 l'ensemble des résultats de ces méthodes;

- 1 • et enfin, la demande de hausse tarifaire et les impacts sur
2 l'interfinancement figurant à la pièce HQD-9, Document 1;
- 3 • exceptionnellement, la pièce HQD-10 présente les renseignements
4 additionnels à fournir dans le cadre du rapport annuel en vertu de l'article
5 75.

6

3 COÛT DU SERVICE

7 Sur la base des éléments précédemment énoncés, le coût de service du
8 Distributeur apparaît au tableau 1 suivant:

9

1

Tableau 1

	COMPOSANTES DU COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR				
	(en millions de dollars)				
	Exercice terminé le 31 décembre				
	Années historiques		Année de base		Année témoin
2001	2002	2003	2004		
COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR	8 601,4	8 721,2	8 924,7	9 089,7	1,9%
Achats	6 412,3	6 537,6	6 800,9	6 940,4	2,7%
Achats d'électricité	4 099,3	4 224,6	4 487,9	4 627,4	4,1%
Service de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 313,0	-
Coûts de distribution et services à la clientèle	2 189,1	2 183,6	2 123,8	2 149,3	-0,6%
Charges d'exploitation	950,6	983,7	971,4	971,4	0,7%
Éléments exceptionnels	-37,8	-48,2	-49,9	-24,1	-20,6%
Autres charges	547,4	564,5	562,4	563,1	1,0%
Facturation externe émise	-70,3	-53,2	-51,3	-52,0	-9,6%
Coût du capital	799,2	736,8	691,1	690,9	-4,7%
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	9,79%	9,09%	8,39%	8,16%	
Structure de capital					
Capitaux empruntés	65%	65%	65%	65%	
Capitaux propres	35%	35%	35%	35%	
Taux					
Capitaux empruntés	10,00%	8,92%	8,22%	7,86%	
Capitaux propres	9,40%	9,40%	8,71%	8,71%	
Base de tarification (moyenne 13 mois)	8 164,0	8 103,1	8 237,5	8 465,2	1,2%

2

3

4 PRÉVISION DE LA DEMANDE 2003-2004

- 4 La prévision des ventes par catégorie de consommateurs pour les années 2003
 5 et 2004, telle qu'établie au mois d'avril 2003 apparaît au tableau 2 suivant :

1

Tableau 2

PRÉVISION DES VENTES POUR LES ANNÉES 2003 ET 2004		
<i>Années civiles (1 janv au 31 déc)</i>	Ventes	
	2003	2004
Catégories	(GWh)	(GWh)
D et DM	52 856	52 651
DH	4	4
G et à forfait (T1,T2,T3)	12 167	12 248
G-9	1 051	1 072
M et MR	25 256	25 907
L et LR	47 924	48 765
H	13	13
DT	2 524	2 615
Éclairage public et Sentinelle	554	553
Contrats spéciaux	20 203	20 292
BT	1 700	1 846
GD	0	0
LC	0	0
LD	7	7
LP	0	0
MR marginal	0	0
LR marginal	0	0
Réseaux autonomes - D et DM	160	162
Réseaux autonomes - G et à forfait	87	90
Réseaux autonomes - G-9	3	3
Réseaux autonomes - M	45	48
Réseaux autonomes - Écl. public et Sentin.	1	1
Total patrimonial	162 553	164 120
Total non patrimonial (sans réseaux autonomes)	1 708	1 854
Total réseaux autonomes	296	304
Total Distributeur	164 556	166 278

2

1 La prévision telle qu'établie tient compte :

- 2 • Des ventes réelles de janvier à mars 2003;
- 3 • des prévisions démographiques, économiques au Québec, du prix du gaz
- 4 naturel, du prix du pétrole brut et du prix de l'aluminium ;
- 5 • du maintien du tarif BT.

6

7 Cette prévision sert de base tant à l'évaluation des coûts de fourniture de

8 l'électricité qu'à l'évaluation des revenus générés des ventes d'électricité auprès

9 des différents clients.

10

5 ORIENTATIONS DU DISTRIBUTEUR

11 Le Distributeur maintient les deux orientations stratégiques avancées lors de la

12 phase 1 à la pièce HQD-2, Document 1 de la demande R-3492-2002, à savoir :

13 1- Bien servir la clientèle québécoise et

14 2- Améliorer la rentabilité de la division Hydro-Québec Distribution,

15 lesquelles servent de base à la mise en place des stratégies du Distributeur. Au

16 cours des dernières années, le Distributeur a été en mesure d'améliorer la

17 qualité du service et la satisfaction de sa clientèle sans hausse de tarifs. Ce bon

18 rapport qualité/prix, le Distributeur entend le maintenir à l'avenir en s'engageant

19 à améliorer l'efficacité de la division, en priorisant les actions porteuses d'un

20 accroissement de la productivité et en poursuivant le ciblage des

21 investissements conduisant à une amélioration de la qualité du service tel par

22 exemple le projet SIC.

23

1 L'amélioration de la rentabilité passe par un contrôle serré des coûts mais aussi
2 par une augmentation de l'efficacité. Les indicateurs d'efficacité et le plan de
3 balisage du Distributeur, à la pièce HQD-2, Document 1 témoignent des efforts
4 consentis. Ces efforts contribuent tout à la fois à la rationalisation des coûts du
5 Distributeur et au maintien d'un service de qualité à la clientèle québécoise.

6
7 Les tarifs d'électricité actuels d'Hydro-Québec Distribution sont les mêmes
8 depuis 5 ans. Dans ce contexte, il est difficile pour le Distributeur de conserver
9 ce juste équilibre entre la satisfaction des clients et le coût des services offerts
10 sans augmenter les tarifs. Ces hausses de tarifs permettront à Hydro-Québec
11 de combler graduellement le déficit du Distributeur, régulariser sa situation
12 financière et être en mesure d'offrir un service de qualité à l'ensemble de sa
13 clientèle.

14

6 TABLE D'ÉQUIVALENCE DES PIÈCES

15 Dans le cadre de la décision D-2003-93, la Régie recensait à la section 5.1
16 pages 188 à 195, le sommaire des informations demandées au Distributeur lors
17 du dépôt de la phase 2. Le tableau suivant présente, par thème, chaque
18 demande de la Régie, et identifie la pièce contenant la réponse à cette
19 demande.

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
5.1.1	THÈME 1	
1	Présenter le dossier de la Phase 2 sur la base d'une année témoin projetée 2004, coïncidant avec l'année financière d'Hydro-Québec et soumettre sur la même base les autres années du dossier, dont l'année de base (2003) et les années historiques (2001 et 2002);	Fait dans l'ensemble de la preuve
2	Présenter une conciliation du résultat des années historiques 2001 et 2002 avec les états financiers corporatifs vérifiés;	HQD-10, Document 1
3	Préciser quels sont les centres de coûts réglementés, non réglementés et mixtes sur la liste des centres de coûts regroupés par vice-présidence présentée aux pièces HQD-4, Documents 5.1, 5.2 et 5.3;	HQD-3, Document 4
4	Expliquer le processus utilisé, à l'intérieur du processus budgétaire, pour soustraire les investissements non réglementés des totaux du Distributeur afin de parvenir aux montants inclus pour l'établissement de la base de tarification;	HQD-3, Document 4
5	Déposer le code de conduite d'Hydro-Québec;	HQD-3, Document 4
6	Déposer la liste révisée, le cas échéant, des principaux inducteurs pour la facturation interne;	HQD-5, Doc. 5.1 à 5.4
7	Expliquer comment l'établissement du coût complet du service de facturation pour HydroSolution pour ses services de chauffe-eau peut mener à des résultats différents des services de facturation pour ses propres activités réglementées tel que soulevé par l'ACEF de Québec;	HQD-3, Document 4

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
5.1.2	THÈME 2	
8	Fournir la liste des critères retenus par Hydro-Québec pour établir le montant de 1 299 M \$;	HQD-7, Document 2
9	À la suite de l'application de la norme comptable 1650 en janvier 2002, fournir la liste détaillée et les montants des dettes prises en compte pour établir la portion des pertes de change brutes associée à la passation d'une partie des pertes reportées aux bénéficiaires non répartis (1 299 M \$), y indiquer les montants à être retranchés annuellement du solde pour la période allant de 2002 à l'échéance du dernier titre impliqué et évaluer, à titre illustratif, l'impact annuel sur le coût de la dette future;	HQD-7, Document 2
10	Expliquer la correction, mentionnée à la page 2 de la lettre du Distributeur du 21 mars 2003, au niveau du poste perte de change reportée nette qui passe de 2 791 M \$ (selon HQD-12, Document 2.2, page 17) à 1 866 M \$ (selon la lettre du 21 mars 2003 du Distributeur, annexe 1, tableau 3 corrigé du tableau original dans HQD-7, Document 1, page 35) pour l'année 2002-2003;	HQD-7, Document 2
11	Fournir les 13 soldes de la perte de change reportée nette 2002-2003 avant la constatation de la correction;	HQD-7, Document 2
12	Fournir le coût de la dette intégrée en incluant la dette à court terme inscrite aux états financiers pour chaque année présentée au dossier de la Phase 2. Identifier séparément les postes et les montants reliés à la dette à court et à long terme, tant au numérateur qu'au dénominateur;	HQD-7, Document 2

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
13	Ventiler chacun des postes du tableau 3 corrigé (selon la lettre du 21 mars 2003 du Distributeur, annexe 1, tableau 3 corrigé du tableau original dans HQD-7, Document 1, page 35) en y incluant séparément les postes et les montants reliés à la dette à court terme et ce en utilisant la nomenclature présentée pour l'année témoin projetée. Fournir les 13 soldes pour chaque année présentée au dossier;	HQD-7, Document 2
14	Expliquer dans le tableau présenté à la pièce HQD-10, Document 1.3, page 5, l'élément de 15 M\$ à ne pas considérer dans la requête;	HQD-7, Document 2
15	Justifier le traitement des frais de garantie et, à titre d'information complémentaire, présenter un scénario où les frais de garantie seraient calculés uniquement sur le montant de la dette ayant fait l'objet d'entrées de fonds.	HQD-7, Document 2
5.1.3	THÈME 3	
16	Fournir les données comparant la capitalisation des immobilisations en cours selon deux taux, soit le taux moyen et le taux prospectif du coût en capital. Ces données devront porter sur les quatre années présentées dans la demande de la Phase 2. Fournir les arguments détaillés à l'appui de la méthode qu'ils proposent respectivement de sorte que la Régie puisse se prononcer sur le sujet à l'issue de la Phase 2.	HQD-5, Document 1
17	Fournir une simulation commentée portant sur trois ans, selon les deux méthodes suivantes de répartition des frais corporatifs : - les charges primaires à l'exploitation et les immobilisations nettes dans une proportion de 50% - 50%; - les charges primaires à l'exploitation, et les investissements dans une proportion de 50% - 50%;	HQD-5, Document 7

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
18	Identifier séparément la portion du régime d'intéressement associée aux résultats d'Hydro-Québec intégrée;	HQD-5, Document 4
19	Produire un plan de balisage accompagné d'un calendrier de réalisation et d'un rapport d'étape présentant un état d'avancement ainsi que les résultats disponibles à ce jour;	HQD-2, Document 1
20	Démontrer les mesures concrètes prises et des résultats obtenus par le Distributeur pour améliorer sa productivité et son efficience;	HQD-2, Document 1
21	Fournir une mise à jour de l'étude de 1999 sur la position salariale des employés.	HQD-5, Document 4
22	Fournir, pour les charges de services partagés, une ventilation des coûts des activités avant partage, y incluant celles nécessaires pour établir le rendement, ainsi que les bases de facturation utilisées. Les données devront être détaillées suivant les formats des tableaux fournis par le Distributeur aux pièces HQD-10, Document 1.1 et HQD-12, Documents 3.3.5 et 3.3.6. Les données devront porter sur les années 2001, 2002, 2003 et 2004. La Régie demande aussi une liste des inducteurs de coûts servant à la répartition entre unités;	HQD-5, Doc. 5.1 à 5.4
23	Démontrer le caractère nécessaire des achats de services auprès de ces unités et s'assurer de Documenter dans une entente client fournisseur les principaux paramètres convenus et les engagements respectifs de chaque partie. Ce Document devra être déposé à la Régie en Phase 2;	HQD-5, Document 5.5

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
24	Fournir, pour les produits et services fournis en Approvisionnement et services, Technologie de l'information, TransÉnergie-Télécommunications, Unités corporatives, Recherche et Développement et Ingénierie et construction, une description adéquate des produits et services, les paramètres d'établissement du coût complet pour chaque produit et service, y incluant les données sur les actifs nécessaires pour l'établissement du rendement, les base de facturation utilisées et les différents autres paramètres d'importance convenus dans les ententes cadres entre clients et fournisseurs signées par le distributeur (les prix des services, les volumes de produits et services fournis, les changements des inducteurs utilisés);	HQD-5, Doc. 5.1 à 5.4
25	Fournir un plan de balisage incluant un calendrier de réalisations et un rapport d'étape sur le balisage effectué à ce jour à l'égard de la compétitivité des prix des produits et services offerts par les fournisseurs internes, ainsi que les résultats disponibles à ce jour.	HQD-2, Doc. 2
26	Expliquer la hausse de taxe sur le capital puisque la base de tarification a diminué de 0,9 % entre 2000-2001 et 2002-2003, alors que le total des taxes, qui inclut la taxe sur le capital, a augmenté de 19,5 %.	HQD-5, Document 9
27	Présenter les postes « Frais d'administration des abonnés », « Frais de gestion et d'ouverture de dossier » ainsi que « Frais de branchement » en ajout aux revenus et non en réduction des charges.	HQD-4, Document 1 et HQD-5, Document 10

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
28	<p>Pour les immobilisations, présenter :</p> <ul style="list-style-type: none"> - explication et détail du poste «Mouvements»; - explication et détail du taux de prestation de travail et de ses composantes; - explication et illustration du concept de banque de réserve, ainsi que son lien avec le poste «Matériaux, combustibles et fournitures»; 	<p>HQD-5, Document 6 et HQD-6, Document 14</p>
29	<p>Fournir l'information nécessaire pour permettre à la Régie de se prononcer sur la raisonnable des sommes présentées à titre d'additions aux immobilisations;</p>	<p>HQD-6, Doc. 5</p>
30	<p>Présenter l'impact tarifaire prévu, sur cinq ans, des budgets d'immobilisations et projets soumis à la Régie ainsi que des budgets et projets envisagés et non encore soumis. Cette analyse devra inclure les principales hypothèses utilisées pour la préparer.</p>	<p>HQD-6, Document 11</p>
31	<p>Pour le poste «Matériaux, combustibles et fourniture» présenter une preuve plus détaillée et plus approfondie.</p>	<p>HQD-6, Document 14</p>
32	<p>Confirmer l'exactitude de la base de tarification du Distributeur pour l'année 2001 (de janvier à décembre 2001) calculée selon la moyenne des 13 soldes à partir de l'information soumise au dossier.</p>	<p>HQD-6, Document 1</p>
5.1.4	THÈME 4	
33	<p>Pour chaque catégorie tarifaire, établir le lien entre la structure des coûts alloués et la structure des tarifs correspondante.</p>	<p>Phase 3</p>
34	<p>Pour les coûts de la fourniture, déposer les données disponibles relatives aux profils de consommation des catégories de clients associées à chacun des tarifs de gestion de la consommation. Préciser dans chacun de ces cas, la puissance ou l'énergie pouvant être interrompue, ainsi que les périodes d'interruption.</p>	<p>HQD-8, Doc. 1 à 4</p>

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
35	Détailler davantage la répartition des coûts de la sous-fonction « Gestion des abonnements par catégorie de consommateurs » pour chacune des activités pour lesquelles les données sont disponibles. Dans l'impossibilité de faire cette répartition par sous-fonction, fournir une répartition plus détaillée de la Gestion des abonnements en distinguant, à tout le moins, les activités de Facturation et encaissement et Relève de compteurs, des autres activités;	HQD-8, Doc. 1 à 4
36	Présenter l'ajustement de la valeur des branchements sur la base de la méthode de calcul prise en compte dans la réponse du Distributeur à son engagement, voir la pièce HQD-12, Document 4.1.3 et tenir compte de cet ajustement dans l'évaluation du réseau basse et moyenne tension;	HQD-8, Doc. 1 à 4
37	Déposer, à l'aide des données disponibles, une méthode reflétant davantage les liens de causalité pour répartir les coûts entre les réseaux basse et moyenne tension.	HQD-8, Doc. 1 à 4
38	Déposer le détail des calculs ainsi que des données ayant servi de base aux calculs relatifs à la répartition du coût des réseaux basse et moyenne tension entre les composantes abonnement et puissance, selon les instructions suivantes de la Régie :	HQD-8, Documents 1 à 4
39	Déduire de la composante abonnement les coûts de puissance qui y sont alloués et les transférer à la composante puissance du coût du réseau basse et moyenne tension;	HQD-8, Doc. 1 à 4
40	Considérer à cet effet que le réseau de taille minimale peut fournir une puissance de 1 kW par abonné;	HQD-8, Doc. 1 à 4

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
41	Prendre en compte cet ajustement dans le classement des coûts du Distributeur entre les composantes.	HQD-8, Doc. 1 à 4
42	Fournir la répartition des coûts de branchements en utilisant un facteur de répartition correspondant au nombre d'abonnements pondéré par le coût unitaire des branchements;	HQD-8, Doc. 1 à 4
43	Fournir le détail des calculs relatifs à l'utilisation de facteurs pondérés dans la répartition des coûts de Facturation et encaissement et des coûts de Relève de compteurs (la pondération du nombre d'abonnements, d'une part, par le nombre annuel de factures émises, pour ce qui est des coûts de Facturation et encaissement et, d'autre part, par le nombre annuel de relèves effectués pour ce qui est des coûts de Relève, a déjà été effectuée par le Distributeur).	HQD-8, Doc. 1 à 4
44	Concernant l'interfinancement, mettre à jour le tableau présenté à la pièce HQD-3, Document 4, à la page 10, pour les années 2002, 2003 et 2004, sur la base des données qu'il présentera dans sa demande en tenant compte des paramètres et instructions énoncés dans la présente décision;	HQD-9, Document 1
45	Présenter séparément dans le tableau d'évaluation de l'interfinancement les coûts et les revenus associés aux contrats spéciaux et aux tarifs de gestion de la consommation et de secours.	HQD-9, Document 1

1

SOMMAIRE DES INFORMATIONS DEMANDÉES EN PHASE 2 DANS LA DÉCISION D-2003-93		
Cote	Demandes	Pièce
5.1.5	ARTICLE 75	
46	État des résultats de l'activité réglementée	HQD-10, Document 1
47	Base de tarification détaillée réelle (mensuelle et moyenne des 13 soldes)	HQD-6, Doc. 1 et 2
47	Additions à la base de tarification (et explications des écarts)	HQD-6, Doc. 5 à 7
48	Comparaison des moyennes et des soldes d'ouverture de la base de tarification	HQD-6, Doc. 1 et 2
49	Calcul du fonds de roulement	HQD-6, Document 13
50	Évolution du compte matériaux, combustible et fournitures	HQD-6, Doc. 8, 9 et 16
51	Évolution des comptes de frais reportés	HQD-6, Doc. 8, 9 et 15
52	Taux de financement réel de la dette en y incluant les informations suivantes: - les 13 soldes mensuels et la moyenne des 13 soldes des éléments du dénominateur selon la nomenclature de la page 32 de la pièce HQD-7, Document 1: - indiquer la méthode d'établissement des 13 soldes mensuels (par exemple si la dette est évaluée à tous les mois au taux courant)	HQD-7, Document 2
53	Taux de rendement réel sur la base de tarification	HQD-10, Document 3
54	Taux de rendement réel sur l'avoir propre	HQD-10, Document 3
55	Taux réel de pertes de distribution	HQD-10, Document 3

2

3