

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1
DE LA RÉGIE**

1. **Référence :** Pièce HQD-3, document 2, page 5

Préambule :

« *Tableau de la prévision des ventes* »

Demandes :

1.1 Veuillez expliquer pourquoi la demande en 2005 pour les catégories D et DM diminue, et si nécessaire, expliquer en détail l'ajustement du facturé-livré qui pourrait être une cause de la variation.

Réponse:

Les ventes de 2004 aux tarifs D et DM correspondent aux ventes publiées de janvier à juillet 2004 et aux ventes prévues pour les autres mois de 2004. Elles incluent également une provision pour l'ajustement prévu du facturé-livré de novembre 2004 qui se rapporte à des ventes réalisées de juillet 2003 à juin 2004.

Par conséquent, pour établir la croissance des ventes aux tarifs D et DM de 2005 par rapport à celles de 2004, il faut dans un premier temps normaliser les ventes de 2004 de l'impact des conditions climatiques et ainsi leur soustraire 653 GWh. De même, il faut déduire des ventes de 2004 la partie de l'ajustement du facturé-livré se rapportant aux ventes de 2003, soit 405 GWh. Enfin, comme 2004 est une année bissextile pour la rendre comparable à 2005, il faut retrancher des ventes aux tarifs D et DM les ventes estimées pour la 29^e journée de février, soit 228 GWh.

Lorsque les ventes de 2004 aux tarifs D et DM sont rendues comparables à celles de 2005, il appert que ces dernières excèdent celles de 2004 de 790 GWh. Les mises en chantier, la diffusion du chauffage électrique dans les nouvelles habitations, et l'augmentation du revenu personnel disponible expliquent principalement cette croissance.

1.2 Veuillez expliquer les causes de la variation de plus de 5 TWh du tarif L entre 2004 et 2005.

Réponse:

L'augmentation des ventes au tarif L proviendra en majeure partie de la mise en service en décembre 2004 de la phase 2 de l'aluminerie Alouette, l'autre partie découlant de la croissance économique.

2. **Référence :** Pièce HQD-3, document 2, page 5

Préambule :

Le tableau 1 présente la prévision des ventes par catégorie de consommateurs pour les années 2004 et 2005. Cette prévision est réalisée au mois d'août 2004.

Demandes :

- 2.1** Veuillez comparer, par catégorie de consommateurs pour les années 2004 et 2005, la prévision de ventes présentée au tableau 1 à celle d'août 2003.

Réponse:

Le tableau R-2.1 suivant compare, par catégorie de consommateurs, la révision d'août 2004 de la prévision de ventes à la révision d'août 2003 pour l'année 2004. La prévision des ventes de la révision d'août 2003 pour l'année 2005 n'est pas disponible sous la forme présentée au tableau 1.

**TABLEAU R-2.1
COMPARAISON DES RÉVISIONS D'AOÛT 2003 ET 2004
VENTES DE 2004 PAR CATÉGORIE (GWh)**

	Août 2004	Août 2003	Écart
D et DM	55 139	53 133	2 006
DH	4	4	0
G et à forfait (T1, T2, T3)	12 737	12 214	523
G-9	1 076	1 055	21
M	25 953	25 904	49
L	47 078	48 451	-1 373
H	10	16	-6
DT	2 609	2 585	24
Éclairage public et sentinelle	559	553	6
Contrats spéciaux	18 423	20 298	-1 875
	163 587	164 214	-627
BT	1 657	1 839	-182
GD	0	0	0
LC	0	0	0
LD	5	9	-4
MR marginal	1	0	1
LR marginal	17	0	17
	1 680	1 848	-168
Réseaux autonomes - D et DM	161	162	-1
Réseaux autonomes - G et à forfait	93	90	3
Réseaux autonomes - G-9	3	3	0
Réseaux autonomes - M	44	48	-4
Réseaux autonomes - Écl. Public et sentin.	1	1	0
	303	304	-1
Total Distributeur	165 570	166 366	-796

2.2 Veuillez expliquer, par catégorie de consommateurs pour les années 2004 et 2005, les variations de la prévision des ventes entre la prévision d'août 2003 et celle d'août 2004.

Réponse:

1. D et DM

L'écart enregistré en 2004 s'explique premièrement par l'intégration d'un ajustement anticipé du facturé-livré (novembre 2004) de 405 GWh dans la révision d'août 2004, supérieur de 23 GWh à celui intégré dans la révision d'août 2003. De plus, la prévision de la révision d'août 2004, telle que présentée dans le

tableau 1 de la pièce HQD-3, document 2, intègre un impact des conditions climatiques de 653 GWh pour les sept premiers mois de 2004.

Enfin, en 2004, le marché de l'habitation (construction neuve et rénovation) est beaucoup plus dynamique que ce qui était escompté lors de la révision d'août 2003, plus particulièrement entre les révisions d'août 2003 et d'août 2004, les mises en chantier prévues ont été revues à la hausse de 35 500 à 52 500 unités.

2. G et à forfait (T1, T2, T3)

L'écart enregistré en 2004 s'explique premièrement par l'effet des conditions climatiques de 33 GWh, pour les sept premiers mois de 2004, présent dans la prévision de la révision d'août 2004, telle que présentée dans le tableau 1 de la pièce HQD-3, document 2.

Enfin, la révision d'août 2004 prend en compte une position concurrentielle de l'électricité pour l'année 2004 plus favorable que celle de la révision d'août 2003.

3. M

L'écart enregistré en 2004 s'explique premièrement par l'intégration d'un ajustement anticipé du facturé-livré (novembre 2004) supérieur de 17 GWh dans la révision d'août 2004 à celui intégré dans la révision d'août 2003. De plus, la prévision de la révision d'août 2004, telle que présentée dans le tableau 1 de la pièce HQD-3, document 2, intègre un impact des conditions climatiques de 41 GWh pour les sept premiers mois de 2004.

Enfin, la révision d'août 2004 incorpore une position concurrentielle de l'électricité pour l'année 2004 plus favorable que celle de la révision d'août 2003.

4. BT

L'écart enregistré en 2004 s'explique premièrement par l'intégration d'un ajustement anticipé du facturé-livré (novembre 2004) supérieur de 4 GWh dans la révision d'août 2004 à celui intégré dans la révision d'août 2003.

Enfin, la révision d'août 2004 prend en compte, suite à la décision favorable de la Régie, l'abrogation totale du tarif BT le 1er avril 2006 alors que la révision d'août 2003 tenait compte d'un scénario de maintien du tarif BT.

5. L

L'écart défavorable entre les deux prévisions découle principalement des fermetures aux usines Arvida d'Alcan et Port-Alfred d'Abitibi-Consolidated au courant de l'hiver dernier.

6. Contrats spéciaux

L'écart résulte essentiellement de la diminution de la production chez Aluminerie Bécancour suite au conflit de travail déclenché en juillet dernier.

La prévision des ventes de la révision d'août 2003 pour l'année 2005 n'étant pas disponible sous la forme présentée au tableau 1, l'explication des variations de la prévision des ventes pour cette année n'a pas été effectuée.

3. Référence : Pièce HQD-3, document 2, page 5

Préambule :

À la note 1 du tableau 1, le Distributeur mentionne que la prévision des ventes tient en compte l'hypothèse d'une reprise graduelle tout au long de l'année 2005 de la production de l'usine A.B.I., interrompue en 2004 pour cause de conflit de travail.

Demandes :

3.1 Veuillez fournir les projections de ventes mensuelles des années 2004 et 2005 de l'usine A.B.I. prises en compte dans le tableau 1.

Réponse:

La prévision tient compte d'informations provenant du client. Il s'agit d'informations de nature commerciale, jugées confidentielles par le client. Le Distributeur n'a pas obtenu l'accord de ce dernier pour transmettre ces informations.

3.2 Veuillez expliquer l'évolution des projections de ventes mensuelles de l'usine A.B.I. sur cette période.

Réponse:

Voir la réponse à la question 3.1 ci-haut.

4. Référence : Pièce HQD-3, document 2, page 6

Préambule :

« La prévision du distributeur pour 2005 se distingue ainsi de celle des autres prévisionnistes qui avancent plutôt un scénario de reprise soutenue. »

Demandes :

4.1 Veuillez fournir la prévision de croissance du PIB des autres prévisionnistes pour 2005 dont il est question dans le préambule.

Réponse:

La prévision du PIB des autres prévisionnistes est présentée au tableau R-4.1 qui suit. Les prévisions présentées sont celles disponibles en juillet 2004.

**TABLEAU R-4.1
COMPARAISON DES PRÉVISIONS
PRODUIT INTÉRIEUR BRUT DU QUÉBEC (\$ DE 1997)
CROISSANCE EN %**

Prévisionniste	(date de la révision)	2004	2005
Conference board of Canada	(juillet 2004)	3,2	2,9
Mouvement Desjardins	(mai 2004)	2,6	3,3
Banque de Montréal	(octobre 2003)	3,2	3,3
Banque TD	(juillet 2004)	2,8	3,5
Banque Royale du Canada	(printemps 2004)	2,9	3,3
Banque Nationale du Canada	(juin 2003)	3,0	3,2
Banque Scotia	(juillet 2004)	2,8	3,1
Global Insight	(mai 2004)	2,2	2,7
SCHL	(1er trim. 2004)	3,2	3,4
Ministère des Finances du Québec	(mars 2004)	2,7	2,9
Consensus (moyenne des prévisions)			
		2,9	3,2

4.2 Veuillez donner, pour les années 2004 et 2005, les prévisions du Distributeur pour la croissance du PIB manufacturier et la croissance du PIB tertiaire. Veuillez comparer ces données à celles d'autres prévisionnistes.

Réponse:

Le tableau R-4.2 suivant compare la prévision des PIB tertiaire et manufacturier d'Hydro-Québec Distribution à celle du Conference Board, le seul organisme avec qui le Distributeur peut comparer cette prévision .

Tableau R-4.2

**COMPARAISON DES PRÉVISIONS
PIB MANUFACTURIER ET TERTIAIRE DU QUÉBEC (\$ DE 1997)
CROISSANCE EN %**

<i>Prévision du Conference Board en date du 15 juillet 2004</i>	2004	2005	<i>Prévision Hydro-Québec en date du 19 juillet 2004</i>	2004	2005
PIB manufacturier	4,6%	5,7%	PIB manufacturier	3,2%	2,8%
PIB tertiaire	2,6%	2,9%	PIB tertiaire	2,7%	2,5%

- 4.3** Veuillez donner l'impact par catégorie de consommateurs d'utiliser les prévisions de croissance du PIB des autres prévisionnistes.

Réponse:

Comme le Distributeur l'a mentionné dans les réponses aux demandes de renseignements de la cause R-3526-2004 (HQ-3, Doc. ACEF, question 4. h, pages 8 et 9),

- **une variation de 1 % du PIB tertiaire se solderait par une variation de la demande d'électricité au secteur Général et Institutionnel de l'ordre de 15 GWh en 2004 et de 30 GWh en 2005.**
- **une variation de 1 % du PIB manufacturier entraînerait une variation de la demande d'électricité au secteur Industriel de l'ordre de 600 GWh par an en 2004 et 2005.**

Par conséquent, bien que ces relations ne soient pas toujours linéaires, si la prévision du PIB tertiaire et du PIB manufacturier du Conference Board avait été utilisée pour la réalisation de la prévision de la demande, celle-ci aurait pu être inférieure en 2004 de 2 GWh au secteur Général et Institutionnel et supérieure de 825 GWh au secteur Industriel alors qu'elle aurait pu être supérieure en 2005 de 2 GWh au secteur Général et Institutionnel et de 2 575 GWh au secteur Industriel.

- 5. Référence :** Pièce HQD-3, document 2, page 7

Préambule :

« À court terme, la prévision du prix du gaz naturel suppose un maintien des prix élevés. Alors que le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta s'est établi à 6,85 \$Can/mpc en 2003, le distributeur prévoit qu'il atteindra 7,01 \$Can/mpc en 2004 et 7,16 \$Can/mpc en 2005.

...

Quant au prix du pétrole brut (West Texas Intermediate), il est prévu à 37,98 \$US/baril pour 2004 et à 36,35 \$US pour 2005, alors que le prix de 2003 se situait à 31,13 \$US.»

Demande :

- 5.1** Veuillez comparer, pour les années 2004 et 2005, vos prévisions des prix des combustibles avec celles d'autres prévisionnistes.

Réponse:

Les tableaux R-5.1 suivants comparent la prévision des prix des combustibles du Distributeur à celles effectuées par d'autres organismes.

**TABLEAU R-5.1
COMPARAISON DES PRÉVISIONS
PRIX DU PÉTROLE BRUT WTI (\$US/BARIL)**

	HQD Juillet 2004	EIA Juillet 2004	Global Insight Juin 2004	CERA Juillet 2004
2004	37,98	36,90	37,48	36,77
2005	36,35	37,00	32,50	34,88

EIA : juillet 2004, Energy Information Administration, Department of Energy, Short Term Energy Outlook, July 2004 (en date du 7 juillet 2004).

Global Insight : juin 2004, Global Insight, Natural Gas Monthly, June 2004 (en date du 23 juin).

CERA : Cambridge Energy Research Associates, Power Sector Outlook : Fuel Prices Take Center Stage North American Electric Power Watch - Summer 2004 (July 2004), Scénario : "anxious market".

**COMPARAISON DES PRÉVISIONS
PRIX DU GAZ NATUREL À LA FRONTIÈRE DE L'ALBERTA (\$CAN/MPC)**

	HQD Juillet 2004	Enerdata Juin 2004	Global Insight Juin 2004
2004	7,01	7,32	6,81
2005	7,16	7,58	6,18

Enerdata : juin 04, Canadian Enerdata Ltd., The natural Gas Lookout – June 2004.

Global Insight : juin 2004, Global Insight, Natural Gas Monthly, June 2004 (en date du 23 juin).

6. Référence : Pièce HQD-4, document 1, page 7
Préambule :

« (...) le balisage effectué par le Distributeur pour ses processus Services à la clientèle et Distribution nécessite un examen détaillé et nuancé, qui se prête mal au contexte d'audiences publiques. Le volume considérable d'information (...) ainsi que le niveau de détail et de technicité des informations motivent le Distributeur à proposer que l'examen de ce balisage soit traité dans le cadre d'un dossier distinct, à l'intérieur de rencontres techniques avec les intervenants et le personnel de la Régie. En plus des résultats de l'analyse de PA Consulting pour l'année 2002, ces rencontres techniques devraient également permettre l'examen des résultats portant sur l'année 2003. »

Demande :

- 6.1** Les résultats du balisage externe de 2003 auxquels référerait la preuve dans le dossier R-3492 (phase 2) concernaient les études provenant du programme COPE de l'Association Canadienne de l'Électricité (ACÉ) et de la firme américaine PA Consulting. Le Distributeur fait référence à celle de PA Consulting dans le texte cité dans le préambule. Envisage-t-il également d'utiliser les résultats du programme COPE ? Si oui quand ? Si non, pourquoi ?

Réponse:

Le Distributeur envisage de présenter sommairement la méthodologie et les résultats du programme COPE lors des rencontres techniques portant sur le balisage. Il est important de réitérer les limitations de l'étude COPE présentées à la pièce HQD-2, document 1 de la demande R-3492-2002 phase 2 soit:

- **un bassin d'entreprises canadiennes comparables limité;**
- **la modification des définitions et à la banque de données depuis 1999;**
- **les difficultés liées au concept de coûts complets;**
- **l'absence de données de nature descriptive ou qualitative;**
- **l'implication inégale des participants au programme.**

Ces limitations expliquent le choix du Distributeur de mettre peu d'emphase sur le programme COPE et d'axer l'examen du balisage sur le programme de PA Consulting. Les mêmes constats s'appliquent aux résultats de l'année 2003.

- 7. Référence :** Pièce HQD-4, document 2, pages 9 et 10

Préambule :

Le Distributeur présente au Tableau 1 de la page 9, l'évolution du ratio « charges de services partagés par abonnement » au Québec pour les exercices 2001 à 2005. Il présente au Tableau 2 de la page 10, l'évolution des charges de services partagés du Distributeur pour les exercices 2001 à 2005.

Demande :

- 7.1** La Régie n'arrive pas à concilier les données du Tableau 2 avec celles du Tableau 1, notamment pour le montant de 74,52 \$/abonnement pour l'année 2005 pour la ligne « Centre de services partagés ». Veuillez expliquer pourquoi.

Réponse:

Le tableau 1 et le graphique de l'évolution du ratio «charges de services partagés par abonnement au Québec» de la pièce HQD-4, document 2 doivent être corrigés et présentés de la manière

suivante puisque des erreurs de calcul se sont produites lors du dépôt de la preuve.

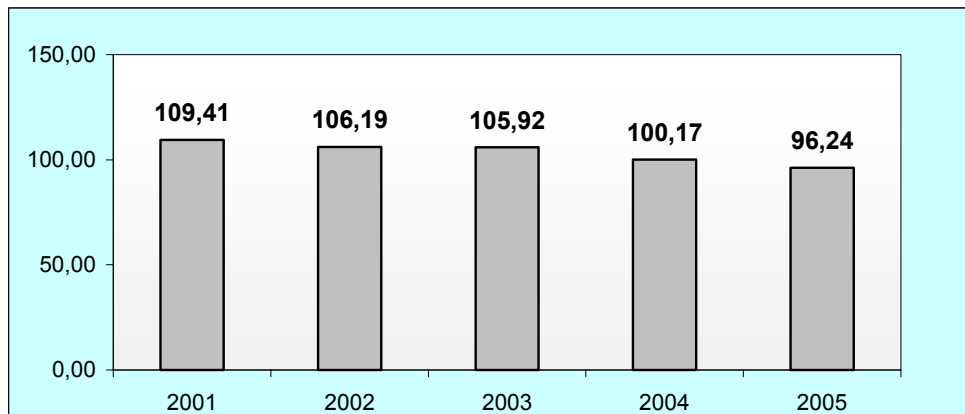
TABLEAU 1 CORRIGÉ

ÉVOLUTION DU RATIO CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (1) PAR ABONNEMENT AU QUÉBEC POUR LES EXERCICES 2001 À 2005

Fournisseurs	CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (\$) / ABONNEMENT AU QUÉBEC					Croissance annuelle moyenne
	Exercices terminés le 31 décembre					
	Années historiques			Année de base	Année témoin	
	2001	2002	2003	2004	2005	
Centre de services partagés	75,73	75,32	75,23	73,55	70,71	-1,7%
Hydro-Québec TransÉnergie	11,36	11,57	11,41	9,78	9,07	-5,5%
Unités corporatives	12,96	10,29	9,95	10,08	9,79	-6,8%
Institut de Recherche d'Hydro-Québec - IREQ	7,48	7,56	6,83	5,46	5,52	-7,3%
Autres	1,88	1,45	2,50	1,30	1,15	-11,7%
TOTAL - FOURNISSEURS	109,41	106,19	105,92	100,17	96,24	-3,2%
Abonnements au Québec	3 557 290	3 596 540	3 644 463	3 701 163	3 748 963	1,3%

(1) : Charges de services partagés avant rendement des fournisseurs (HQD-8 document 7)

Charges de services partagés \$ / abonnement au Québec



Croissance annuelle moyenne 2001-2005 : -3,2%

Les ratios 2002 à 2005 ont été corrigés afin de refléter le rapport des charges de services partagés avec le niveau d'abonnement de l'année correspondante. Faisant diminuer les indicateurs de chacun des fournisseurs, les corrections apportées améliorent

les croissances annuelles moyennes constatées de 2001 à 2005. À titre d'exemple, la croissance annuelle moyenne totale passe de -1,9 % à -3,2 % suite aux corrections effectuées.

8. **Référence :** Pièce HQD-4, document 2, page 14 et 15

Préambule :

« Les indicateurs retenus et proposés par le CSP tiennent compte des exigences et obligations du Distributeur quant à la qualité des produits et services offerts et à l'efficacité des coûts lui étant facturés. Les coûts associés à ces indicateurs couvrent près de 50 % des charges de services partagés du CSP facturés au Distributeur en 2004. » (page 14)

Au tableau 3 de la page 15, le Distributeur présente l'évolution des indicateurs d'efficacité proposés par le CSP pour 2001-2005.

Demandes :

8.1 Veuillez produire, si disponible, l'équivalent du Tableau 3 pour l'ensemble des domaines pour lesquels des charges de services partagés du CSP étaient facturés au Distributeur en 2004.

Réponse:

L'information demandée n'est pas disponible.

8.2 Si non disponible, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse:

L'identification d'un indicateur exige temps et efforts afin de s'assurer que l'indicateur retenu témoigne adéquatement de l'efficacité du domaine et de permettre le suivi de son évolution dans le temps. Les indicateurs d'efficacité actuellement proposés n'ont été que récemment mis en place. Rappelons que ceux-ci ont été établis sur la base des critères suivants :

- La présentation des activités principales du CSP en ligne avec sa mission de base;
- La présentation des coûts sur lesquels le CSP exerce un contrôle;
- L'importance relative des produits et services dans la facture du Distributeur;
- La fiabilité et la disponibilité des données;
- La facilité de comparaison historique permettant le cas échéant, le balisage avec d'autres entreprises ou avec des banques de données fiables et disponibles;
- Le nombre limité d'indicateurs, évitant ainsi une surcharge d'information.

Dans un premier temps, le CSP et le Distributeur ont priorisé les domaines ayant le plus d'impact sur les coûts du Distributeur et ceux pour lesquels il était possible de faire une proposition dans le respect des échéanciers. L'ensemble des services rendus par les domaines ayant proposé un indicateur d'efficacité représentent près de 62 % de la facturation du CSP au Distributeur.

Parmi les domaines pour lesquels aucun indicateur n'a encore été proposé, on retrouve *Solutions informatiques* et *Exploitation des technologies* dont la base de facturation est le *Coût cumulé par système* (\$). Ces domaines comptent pour près de 27 % de la facture 2005 du Distributeur et la plupart des coûts facturés (17 %) a trait à des projets spécifiques pour lesquels, il est plus laborieux d'établir un indicateur unitaire d'efficacité. Pour ces domaines, le Distributeur et le CSP ont donc convenu de reporter à une date ultérieure la présentation d'un indicateur d'efficacité.

Pour leur part, les domaines *Transport aérien*, *Gestion documentaire*, *Acquisition* et *Services transactionnels comptables* comptent globalement pour 11 % de la facture 2005 du CSP et compte tenu de leur importance, ils n'ont pas été priorisés.

- 9. Références :** i) Pièce HQD-5, document 2
ii) Décision D-2004-47, page 132

Préambule :

Dans sa décision D-2004-47, la Régie mentionnait que :

«Pour le présent dossier, comme pour les dossiers ultérieurs, il est important de calculer le tarif sur la base d'une période complète de douze mois de l'année témoin. La Régie est néanmoins sensible à la possibilité que le décalage entre l'année tarifaire et l'année témoin exerce une pénalité sur le Distributeur. Celui-ci devra cependant faire la démonstration que son revenu requis sur la période de l'année tarifaire serait significativement différent de celui évalué sur la période de l'année témoin.»

Demandes :

- 9.1** Veuillez présenter divers scénarios (à volume constant) d'évaluation des coûts par trimestre avec :
- a) Des coûts unitaires constants ;

Réponse:

Le scénario suivant suppose pour l'année témoin 2005 et pour l'année 2006 des coûts constants de 9 500 M\$, répartis également entre les trimestres.

TABLEAU R-9.1a)

ILLUSTRATION DU CALCUL DU REVENU REQUIS 2005 SUR LA BASE DE L'ANNÉE TÉMOIN (ANNÉE FINANCIÈRE) ET SUR LA BASE DE L'ANNÉE TARIFAIRE –COÛTS CONSTANTS

	2005		2006	
	1/01 au 31/03	1/04 au 31/12	1/01 au 31/03	1/04 au 31/12
	2 375 M\$	7 125 M\$	2 375 M\$	7 125 M\$
Selon année financière	9 500 M\$		9 500 M\$	
Selon année tarifaire	9 500 M\$			

Le présent scénario fait ressortir qu'à coûts constants, le revenu requis sera le même, soit 9 500 M\$, qu'il soit établi sur la base de l'année témoin (année financière), soit du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005, ou sur la base de l'année tarifaire, du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006.

b) Des coûts unitaires croissants ;

Réponse:

Le scénario suivant suppose des coûts de 9 500 M\$ pour l'année 2005 et de 9 600 M\$ pour l'année 2006. Les revenus requis sont répartis également entre les trimestres.

TABLEAU R-9.1b)

ILLUSTRATION DU CALCUL DU REVENU REQUIS 2005 SUR LA BASE DE L'ANNÉE TÉMOIN (ANNÉE FINANCIÈRE) ET SUR LA BASE DE L'ANNÉE TARIFAIRE- COÛTS CROISSANTS

	2005		2006	
	1/01 au 31/03	1/04 au 31/12	1/01 au 31/03	1/04 au 31/12
	2 375 M\$	7 125 M\$	2 400 M\$	7 200 M\$
Selon année financière	9 500 M\$		9 600 M\$	
Selon année tarifaire	9 525 M\$			

Ce scénario fait ressortir qu'à coûts croissants, le calcul du revenu requis 2005 sera de 9 500 M\$ s'il est établi sur la base de l'année témoin (année financière) et de 9 525 M\$ s'il est établi sur la base de l'année tarifaire.

c) Des coûts unitaires décroissants ;

Réponse:

Le scénario suivant suppose un revenu requis de 9 500 M\$ pour l'année 2005 et de 9 400 M\$ pour l'année 2006. Les revenus requis sont répartis également entre les trimestres.

**TABLEAU R-9.1c)
ILLUSTRATION DU CALCUL DU REVENU REQUIS SUR LA BASE DE L'ANNÉE TÉMOIN
(ANNÉE FINANCIÈRE) ET SUR LA BASE DE L'ANNÉE TARIFAIRE- COÛTS
DÉCROISSANTS**

	2005		2006	
	1/01 au 31/03	1/04 au 31/12	1/01 au 31/03	1/04 au 31/12
	2 375 M\$	7 125 M\$	2 350 M\$	7 050 M\$
Selon année financière	9 500 M\$		9 400 M\$	
Selon année tarifaire	9 475 M\$			

Ce scénario fait ressortir qu'à coûts décroissants, le calcul du revenu requis 2005 sera de 9 500 M\$ s'il est établi sur la base de l'année témoin (année financière) et de 9 475 M\$ s'il est établi sur la base de l'année tarifaire.

- d) Veuillez montrer l'impact de calculer le revenu requis sur l'année témoin (année financière) en lieu et place de calculer le revenu requis sur l'année tarifaire aux fins d'établissement des tarifs.

Réponse:

Dans le contexte actuel de coûts croissants, l'impact de calculer le revenu requis du Distributeur sur la base de l'année témoin (année financière) plutôt que sur la base de l'année tarifaire se traduit par la présentation d'un revenu requis moindre, tel que montré au tableau R-9.1 b). En fait, l'écart constaté représente l'augmentation des coûts entre le premier trimestre de l'année 2005 et le premier trimestre de l'année 2006.

Pour le Distributeur cependant, l'important est de récupérer son revenu additionnel requis (revenu requis moins revenus des ventes projetés) à l'intérieur de son année témoin.

Tel que montré à la pièce HQD-3, Document 1, page 19 de 21, le revenu additionnel requis du Distributeur pour l'année témoin (année financière) 2005 est de 178,0 M\$. La part de ce revenu additionnel requis récupéré pour les mois d'avril à décembre est de 124,2 M\$, laissant alors un manque à gagner de 53,8 M\$, soit la part du revenu additionnel requis de janvier à mars 2005. Ce manque à gagner résulte de l'application des nouveaux tarifs au

1^{er} avril plutôt qu'au 1^{er} janvier et n'est en aucun cas relié à l'écart des coûts entre le premier trimestre de 2006 et le premier trimestre de 2005.

- 9.2** Veuillez démontrer, tel que demandé dans la décision D-2004-47, que le revenu requis sur la période de l'année tarifaire serait significativement différent de celui évalué sur la période de l'année témoin notamment en indiquant, si le revenu requis pour les trois premiers mois de l'année témoin projetée (janvier, février et mars 2005) est significativement différent de celui des trois derniers mois de l'année tarifaire (janvier, février et mars 2006).

Réponse:

Étant donné les contraintes liées à la configuration des systèmes de l'entreprise, il s'avère à toute fin pratique impossible de faire cette démonstration. La production de telles informations pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars nécessiterait des manipulations coûteuses aboutissant à des données très hypothétiques. Hydro-Québec Distribution réitère que son manque à gagner n'est pas relié au calcul du revenu requis selon deux périodes de douze mois différentes (année tarifaire versus année témoin).

Le manque à gagner du Distributeur de 53,8 M\$ provient du fait que le revenu additionnel requis calculé pour l'année témoin 2005, soit du 1^{er} janvier au 31 décembre, n'est récupéré qu'à partir du 1^{er} avril 2005 au lieu du 1^{er} janvier 2005, privant ainsi le Distributeur de 3 mois de hausse tarifaire.

- 9.3** Le cas échéant, veuillez indiquer si vous croyez approprié d'établir un mécanisme d'ajustement du revenu requis pour tenir compte de l'écart identifié à la question précédente.

Réponse:

Le Distributeur ne croit pas approprié ni possible d'établir un mécanisme d'ajustement du revenu requis pour tenir compte de l'écart identifié à la question précédente. Un tel mécanisme nécessiterait le calcul du revenu requis selon deux périodes différentes afin d'en dégager l'écart. Tel que mentionné en réponse à la question 9.2, une telle procédure s'avérerait très coûteuse car en raison des contraintes de systèmes actuelles, la production des informations selon le modèle de l'année tarifaire, modèle par ailleurs déjà rejeté par la Régie, nécessiterait de nombreuses manipulations, encore plus si ces informations devaient être calculées ou mesurées sur une base trimestrielle afin d'isoler les trois premiers mois de chaque période.

Le Distributeur soutient cependant que l'écart qui se dégagerait d'un tel exercice est indépendant de la pénalité encourue par le Distributeur en raison de la mise en application des tarifs au 1^{er} avril plutôt qu'au 1^{er} janvier, tel que démontré dans la pièce HQD-5, document 2. À titre d'exemple, l'exercice lié à la question 9.2 résulterait en un écart nul dans un contexte où les coûts du premier trimestre de 2005 et de 2006 seraient constants (voir tableau R-9.1 a), alors que dans un même contexte de stabilité des coûts, une pénalité serait tout de même encourue en raison des modalités actuelles de récupération du revenu additionnel requis (voir pièce HQD-5, document 2 page 9 de 15, tableau 2). Pour l'année témoin 2005, cette pénalité est de 53,8 M\$.

La proposition du Distributeur vise à lui permettre de réaliser le rendement autorisé sur la base de l'année témoin ou financière. Dans la mesure où toutes les données financières sont présentées sur cette base, c'est la seule référence possible permettant de démontrer qu'il n'y a pas de gain ou de déficit pour le Distributeur. Dans la mesure où le Distributeur atteint son rendement pour chaque année témoin, on peut et on doit en conclure qu'il réalise son rendement sur l'année tarifaire, sans perte ni profit indu, même s'il n'existe aucun moyen direct de le démontrer, sinon de faire coïncider l'année tarifaire et l'année témoin.

10. Référence : Pièce HQD-5, document 3

Préambule :

Récupération des écarts de coût et de volume. Le pass-on réclamé comprend les écarts de coût, les écarts dus à la température, ainsi que les écarts dus aux erreurs d'estimation des volumes

Demandes :

- 10.1** De quelle façon le Distributeur tient-il compte des achats de type take or pay à l'intérieur du compte de pass-on demandé, dans le cas de ventes inférieures aux prévisions ?

Réponse:

De façon générale, la proposition du Distributeur vise à refléter les coûts de fourniture découlant de tout type d'aléas, en intégrant le cas échéant, toutes les mesures de mitigation disponibles.

Ainsi, pour faire face à des ventes inférieures aux prévisions, le Distributeur a prévu certains achats qui pourraient, selon

certaines modalités prévues au contrat lui permettre de réduire les quantités d'achats à 36 heures d'avis. Cette première option devrait lui permettre de faire face à la plupart des scénarios de faible demande à 1 an d'avis. Pour des scénarios encore plus contrastés, le Distributeur pourrait, si possible, négocier des ententes avec ses fournisseurs de façon à ce que ceux-ci écoulent ou revendent l'énergie excédentaire. Ce type d'entente toucherait les contrats comportant des livraisons sur une base ferme. Par ces ententes, le Distributeur ne viserait qu'à rétablir son équilibre énergétique de façon à minimiser ses coûts d'approvisionnement. Il n'est pas dans les plans du Distributeur de devenir un acteur sur les marchés de court en effectuant des transactions d'achats et de reventes. Au-delà de ce type d'ententes, le Distributeur pourrait ultimement réduire les quantités d'achats d'électricité patrimoniale.

- 10.2** Est-ce que la création d'un pass-on qui inclut tous les volumes, et non seulement ceux dus aux écarts de température n'amène pas un facteur d'erreur étant donné que la méthode du facturé-livré utilisée pour la détermination du chiffre final des ventes est basée sur des estimations ?

Réponse:

Dans sa demande de création d'un pass-on pour les coûts d'approvisionnement au-delà du volume de l'électricité patrimoniale, le Distributeur cherche à se voir reconnaître et à récupérer à même ses tarifs, tous les écarts entre les coûts d'approvisionnement projetés d'une année témoin et les coûts réellement encourus, nets de la portion des revenus perçus au titre de la fourniture.

Le mécanisme proposé pour transférer les coûts nets d'approvisionnement non prévus dans le coût de service du Distributeur n'utilise pas de données établies à partir du livré-facturé. Pour les achats effectués auprès de fournisseurs externes, l'énergie reçue du Distributeur sera mesurée au point de livraison. Pour ceux effectués à partir de l'entente cadre, le moment d'intégration de ces écarts dans la cause tarifaire permettra d'utiliser des données réelles (intégration dans la cause tarifaire du deuxième exercice subséquent).

- 10.3** Le Distributeur a-t-il considéré la possibilité de revendre ses surplus sur le marché ou de les entreposer chez le producteur afin de limiter son exposition au risque ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 10.1 pour l'ensemble des actions permettant d'atténuer le premier volet de risque financier associé à une demande plus faible.

Par ailleurs, la possibilité d'entreposer les surplus chez le Producteur n'est pas envisagée par le Distributeur. Comme le Producteur l'a mentionné dans le dossier R-3526-2004, celui-ci n'envisage pas commercialiser un service de stockage au-delà de ceux prévus pour l'électricité patrimoniale ou pour le service d'équilibrage associé à la production d'électricité à partir d'éoliennes.

10.4

Veillez préciser comment le compte de pass-on demandé peut se comparer à la situation de Gaz Métro ? Plus particulièrement, veuillez préciser dans quelle mesure le fait que Gaz Métro ajuste tous ses coûts en fermeture, partage tout trop-perçu avec la clientèle, utilise un compte de nivellement pour la température et offre des tarifs dégroupés se rapproche du compte de pass-on proposé par le Distributeur ? Le Distributeur a-t-il envisagé la possibilité d'une fermeture afin de limiter le plus possible son exposition à tous les risques ? Si non, pourquoi ?

Réponse:

Le compte de pass on proposé par le Distributeur cherche à verser dans un seul compte de frais reportés, tous les écarts entre les revenus et les coûts de fourniture et à refléter le solde de ce compte dans les tarifs de ses clients, sans aucun gain ni perte. Ce résultat est parfaitement analogue à celui obtenu par Gaz Métro tout en tenant compte des caractéristiques spécifiques du Distributeur. Il faut rappeler qu'au niveau de la fourniture, l'écart de volume associé à l'aléa économique tout comme l'écart systématique entre le coût d'approvisionnement et le prix facturé à la clientèle du Distributeur, n'existent pas pour Gaz Métro; celle-ci facture tous ses coûts d'approvisionnements à leur valeur marchande et ne subit aucun préjudice financier sur la fourniture advenant un écart de volume ou de prix, par l'application de mécanismes en amont de la fermeture des livres. À cet égard, la Régie a elle-même statué qu'il n'y avait pas de lien entre le transfert des coûts et la fermeture des livres. (D-2003-93, page 22)

Par ailleurs, étant donné l'importance des sommes en jeu, le Distributeur évalue que la disposition d'un mécanisme réglementaire permettant de reconnaître les écarts nets de coûts d'approvisionnement au-delà du volume de l'électricité

patrimoniale prime sur la mise en place d'un processus formel de fermeture réglementaire. Le Distributeur soumet cependant que le principe de «pass on» proposé consiste de facto en une fermeture réglementaire sur la fourniture.

10.5 Pouvez-vous présenter des exemples chez d'autres distributeurs d'électricité au Canada ou en Amérique du Nord ?

Réponse:

Le Distributeur n'a pas effectué d'étude spécifique de balisage portant sur des exemples de «pass on» au Canada et en Amérique du Nord appliqué par des distributeurs d'électricité.

Cependant, ce principe de transfert des coûts de fourniture est un principe largement appliqué par les distributeurs, lorsque cela est pertinent, c'est-à-dire lorsque la production n'est pas réglementée selon les coûts et qu'un distributeur est responsable d'acquérir les approvisionnements pour sa clientèle. Outre l'exemple de Gaz Metro au Québec, on peut signaler également l'exemple de Centra Gas Manitoba Inc. au Manitoba ou Atco Gas en Alberta où l'on retrouve des «deferred gas account».

Dans le secteur électrique, il faut considérer que la règle générale était que la production était réglementée selon les coûts, et c'est encore le cas dans plusieurs états ou provinces. Par contre, en Alberta où la production est déréglementée, il existe des mécanismes similaires, notamment en ce qui concerne les tarifs de transition («regulated rate option») que doivent offrir certains distributeurs jusqu'à 2005.

Outre le mode de réglementation de la production, il faut considérer également le mode de tarification de la fourniture et le contexte d'opérations des distributeurs. Ainsi, la proposition d'Hydro-Québec Distribution d'appliquer le principe du «pass on» au niveau de la fourniture reflète le contexte suivant:

- l'obligation de service;
- l'accès à un volume patrimonial défini selon un profil prédéterminé;
- l'obligation d'aller en appel d'offres pour acquérir de nouveaux approvisionnements;
- une gestion très complexe des approvisionnements qui rend son coût très incertain;
- un coût d'approvisionnement à la marge largement supérieur au prix facturé aux consommateurs basé sur le coût moyen;

- la présence d'importants aléas prévisionnels et climatiques (l'écart type de l'aléa sur la demande est de 4,6 TWh à l'horizon d'un an alors que l'écart type de l'aléa climatique est de 1,8 TWh), sans compter l'impact du taux de change;
- la quasi-assurance pour le Distributeur de ne pas atteindre son rendement autorisé advenant des ventes différentes que celles prévues.

Dans ce contexte, il apparaît impératif que ces risques soient assumés par les clients et que la totalité des coûts d'approvisionnement soient facturés à la bonne génération de clients. La mise en place de ce principe contribue également à la simplicité réglementaire puisqu'elle permet d'éviter des débats stériles sur certains paramètres du calcul de ces coûts. Elle assure également aux consommateurs d'électricité qu'ils ne paieront pas plus pour leurs approvisionnements que ce qu'il en coûte, à l'image de ce qui est généralement appliqué dans le secteur gazier ou le secteur électrique dans des situations analogues.

11. Référence : Pièce HQD-5, doc. 3, pages 17 à 19

Préambule :

Concernant les sources d'approvisionnement de l'électricité postpatrimoniale, il est mentionné que :

«... le Distributeur a lancé un premier appel d'offres de court terme en mai 2004 pour une puissance totale de 250 MW et 2,2 TWh/an livrable sur la période du 1er janvier au 31 décembre 2005.

...

Pour répondre à des besoins prévus pour 2005, le Distributeur lancera de nouveaux appels d'offres de court terme d'ici la fin de l'année 2005.

...

le Distributeur doit compléter les moyens identifiés précédemment par des approvisionnements dans un horizon de très court terme (inférieur à 3 mois) au fur et à mesure que les besoins se font sentir. Pour cette catégorie d'approvisionnement, le Distributeur a amorcé une démarche avec la Régie en vue de demander une dispense d'aller en appel d'offres dans ces situations spécifiques (Demande R-3539-2004).»

Demandes :

11.1 Les besoins postpatrimoniaux de l'année témoin 2005 sont évalués à 2,06 TWh. Dans l'éventualité où la Régie accepterait la requête de la dispense d'appel d'offres, veuillez fournir les prévisions mensuelles

d'utilisation de chacun de ces trois outils afin de rencontrer cette prévision de 2,06 TWh.

Réponse:

Comme le Distributeur l'a déjà mentionné dans le dossier R-3531-2004 et à la pièce HQD-6, document 1 de la présente cause, celui-ci n'envisage pas alimenter les clients du tarif BT distinctement des autres besoins postpatrimoniaux. Son approche consiste plutôt à approvisionner de façon combinée l'ensemble des besoins post-patrimoniaux pour profiter de la diversité de l'ensemble de la charge. Ainsi pour 2005, ces besoins post-patrimoniaux s'élèveront à 3,3 TWh. On trouvera au tableau R-11.1 qui suit les quantités d'énergie prévues mensuellement selon les trois outils mentionnés. Ces quantités ne sont présentées qu'à titre illustratif. En effet, elles risquent de varier mensuellement de façon importante selon l'évolution réelle de la demande en cours d'année. De plus, tous ces chiffres sont tributaires de l'évolution des prix à terme (les prix du second appel d'offres de court terme ne sont pas encore connus) ainsi que les prix qui prévaudront à très court terme, tels les prix du DAM (Day Ahead Market).

TABLEAU R-11.1

PRODUITS	JAN	FEV	MAR	AVRIL	MAI	JUIN	JUILLET	AOÛT	SEPT	OCT	NOV	DÉC	Quantités Totales TWh
1 Appel d'offres 1 : AO CT 250 MW													
- <i>Énergie ferme avec option de réduction des quantités</i>	0,04	0,03	0,06	0,11	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,09	0,05	1,2
2 Appel d'offres 2													
- <i>Produits de base et de pointe ferme</i>	0,11	0,10	0,07	0,07	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,03	0,03	0,03	1,3
- <i>Avec option de réduction des quantités</i>	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,2
3 Très court terme	0,00	0,00	0,03	0,05	0,06	0,08	0,06	0,05	0,05	0,12	0,05	0,05	0,6
TOTAL	0,15	0,14	0,17	0,26	0,41	0,42	0,40	0,40	0,39	0,29	0,17	0,13	3,3

11.2 Vu la nature et les caractéristiques des appels d'offres pour combler les besoins post-patrimoniaux de l'année témoin 2005, peut-on considérer qu'ils constituent un bloc d'énergie de base relativement uniforme ?

Réponse:

Non, les besoins post-patrimoniaux approvisionnés par appels d'offre seront composés de deux grandes catégories de produits:

- des produits de base en pointe et hors pointe pour lesquels les quantités seront fixes et déterminées pour l'ensemble de la période couverte;
- des produits modulables en pointe et hors pointe pour lesquels la quantité d'énergie pourra être ajustée à la baisse à 36 heures d'avis.

Ces produits acquis par appels d'offres viendront combler une large part des besoins anticipés pour l'année 2005. Les quantités varieront sensiblement d'un mois à l'autre.

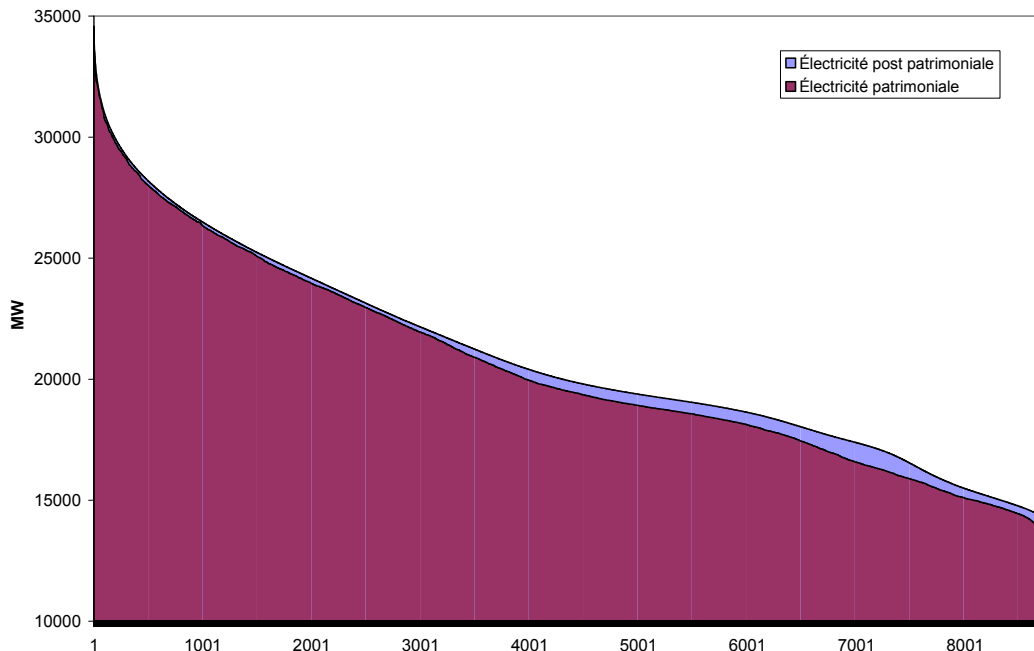
11.3 Veuillez illustrer à l'aide d'un graphique, la courbe de puissance classée de l'électricité patrimoniale à laquelle est superposée la courbe de l'électricité post patrimoniale.

Réponse:

Le graphique R-11.3 suivant illustre la courbe de puissance classée de l'électricité patrimoniale à laquelle a été superposée la courbe de l'électricité patrimoniale sur les 8760 heures de l'année 2005.

Graphique R-11.3

Courbes de puissances classées de l'électricité patrimoniale et de l'électricité post patrimoniale, année 2005



12. Référence : Pièce HQD-5, document 5, page 5

Préambule :

« Les dispositions des sections 2, 3, 6 et 7 du Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres du Distributeur approuvées par la Régie de l'énergie par sa décision D-2001-191 et ses modifications s'appliquent au présent code de conduite, en y faisant les adaptations nécessaires »

Demande :

12.1 Veuillez déposer le Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres du Distributeur et expliquer les modifications et adaptations nécessaires.

Réponse:

Les sections 2, 3, 6 et 7 du Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres portent sur les règles de conduite des employés travaillant en matière d'approvisionnement chez le Distributeur. Il est donc cohérent que ces mêmes règles, de nature générale, s'appliquent également lorsqu'il s'agit d'achats qui ne sont pas soumis à la procédure imposée par la Loi. Toutefois, compte tenu que le Code d'éthique fut rédigé dans une perspective exclusivement d'appel d'offres, les dispositions pertinentes

doivent être lues comme si elles s'appliquaient en l'absence d'une procédure d'appel d'offres. Par exemple, l'article 3 (i) du Code d'éthique doit être considéré comme applicable aux transactions soumises au Code de conduite malgré la mention expresse *lors d'un éventuel appel d'offres*.

Les *modifications* font référence à tous les amendements qui pourraient être apportés ultérieurement au Code d'éthique.

13. Référence : Pièce HQD-5, document 5, page 13

Préambule :

Afin de gérer son risque de change, ceci dans le but de ne pas faire supporter par sa clientèle les aléas de la fluctuation des taux de change, le Distributeur entend confier le mandat de gestion de son risque à la vice-présidence Finances. À cet effet, une entente client fournisseur devra être signée afin de déterminer la portée du mandat de même que son prix. Le prix sera déterminé en appliquant la méthode du coût complet sans rendement, en fonction d'une grille tarifaire.

Demande :

13.1 Veuillez présenter les modalités du mandat ainsi qu'une estimation des coûts de la protection envisagée.

Réponse:

Les modalités du mandat sont les suivantes :

Services rendus :

- La Trésorerie d'Hydro-Québec s'engage à acheter le volume de dollars américains requis à terme aux taux en vigueur à midi la journée de la transaction;
- La Trésorerie d'Hydro-Québec s'engage à fournir au Distributeur l'information concernant le détail de la facturation et à lui fournir toute la documentation entourant chaque transaction, ainsi qu'une évaluation périodique de la valeur au marché de la transaction.

Note: Hydro-Québec Distribution est responsable de déterminer le volume de dollars américains à risque.

Taux :

La facturation sera établie selon le taux horaire de la vice-présidence Finances, déterminé sur la base du coût complet, appliqué aux heures imputées au mandat. Ce nombre d'heures

dépendant du volume de transactions qui sera transigé, il est impossible pour le moment d'estimer le coût.

- 13.2** Dans l'éventualité où la Régie accède à la demande de pass-on du Distributeur, quelle est la nécessité de se protéger contre les variations de taux de change ?

Réponse:

Le pass-on ne vise pas à protéger le Distributeur contre les variations de taux de change, mais plutôt de prendre en compte dans les revenus requis d'une année ultérieure, des charges dont les montants étaient inconnus au moment du dépôt du dossier tarifaire de l'année dans laquelle elles ont été encourues. Même en appliquant le principe de pass-on, la clientèle devrait supporter le risque de change à moins de se prémunir contre ce risque, tel que proposé par le Distributeur.

- 14. Références :** (i) Pièce HQD-5, document 6
(ii) Tarifs d'électricité, 1^{er} avril 2004, tarif L, section 184 à 196.

Préambule :

Option de paiement en dollars américains.

Demandes :

- 14.1** Veuillez indiquer les revenus prévus en dollars américains pour l'année 2005 et ce à l'exclusion des contrats spéciaux en dollars américains.

Réponse:

Le Distributeur n'a aucun revenu en dollars américains.

- 14.2** Veuillez indiquer si le Distributeur entend accroître ou développer, par sa politique d'option de paiement en dollars américains, ses revenus en dollars américains.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution fait déjà la promotion de l'option de paiement en dollars américains inscrite au règlement tarifaire. Toutefois, la décision d'y adhérer appartient au client et à ce jour, personne ne s'en est prévalu.

- 15. Référence :** Pièce HQD-5, document 6, page 7

Préambule :

Aux fins de la gestion active du risque de change, le Distributeur évalue, à titre illustratif, selon les projections établies en septembre 2004, à 80 M \$ (en dollars américains) le montant des flux certains pour l'année 2005 en ce qui concerne les achats d'énergie afin de combler les besoins post patrimoniaux. Ce montant est rattaché aux produits de base utilisés pour lesquels les quantités et les prix sont fermes. Notons que la gestion du risque de change consiste en une gestion intégrée et dynamique qui suit les besoins mensuels d'approvisionnement.

Demandes :

- 15.1** Veuillez présenter et expliquer en détail la méthodologie de la prévision des flux certains pour l'année 2005 ainsi que les hypothèses utilisées.

Réponse:

Dans le contexte où il est difficile d'établir le montant précis des achats payables en dollars américains, le Distributeur souhaite effectivement adopter une gestion active du risque de change sur la base de ses achats suffisamment certains. Les produits pour lesquels l'énergie sera garantie et les quantités fixes pour chaque période sont considérés afin de couvrir ce risque. C'est ce que le Distributeur définit comme étant les flux certains.

Par contre, sont exclus de la gestion active du risque de change, les approvisionnements dont les coûts et les quantités ne seront pas connus suffisamment d'avance pour pouvoir les couvrir. En référence au tableau R-11.1, les quantités d'énergie actuellement ciblées correspondent aux produits de base et de pointe ferme sans option de réduction des quantités.

- 15.2** Veuillez présenter le montant de la prévision d'achat d'électricité pour l'année 2005 ventilé mensuellement servant à la gestion du risque de change.

Réponse:

Le tableau R-15.2 illustre la prévision de ces flux pour l'année 2005.

**TABLEAU R-15.2
FLUX MENSUELS CERTAINS 2005**

PRODUITS	JAN	FEV	MAR	AVRIL	MAI	JUIN	JUILLET	AOÛT	SEPT	OCT	NOV	DÉC	Quantités Totales
2 Appel d'offres 2													
- <i>Produits de base et de pointe ferme</i>	0,11	0,10	0,07	0,07	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,03	0,03	0,03	1,3
Prix unitaire en ¢ CAD/kWh	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
Coûts en M\$ CAD	8,22	7,47	5,46	5,10	13,45	13,16	13,45	13,75	13,30	2,24	2,24	2,24	100,10
Coûts en M\$ US ¹	6,25	5,68	4,15	3,88	10,23	10,00	10,23	10,46	10,12	1,71	1,71	1,71	76,12

1 : TAUX DE CHANGE \$ CAD/US: 1,315

16. Référence : Pièce HQD-5, document 6, page 14

Préambule :

Aussi, en conformité avec la politique d'Hydro-Québec de ne supporter aucun risque de change, le Distributeur recommande, à l'avantage de sa clientèle, d'acheter à terme le montant aux achats prévus et jugés certains.

Demandes :

16.1 Veuillez expliquer et déposer en preuve, le cas échéant, la politique d'Hydro-Québec de ne supporter aucun risque de change.

Réponse:

Hydro-Québec a présenté à quelques reprises sa politique de ne supporter aucun risque de change, notamment dans ses profils financiers qu'elle révisé annuellement.

Ainsi, il est indiqué à la page 28 du document Profil financier 2000-2001 que l'un des objectifs des activités de financement et de gestion de dette est de « limiter les risques de change ». Pour ce faire, les principales stratégies visent à : « Privilégier les financements en dollars canadiens ou en dollars des Etats-Unis et rechercher des financements en devises normalement couverts par des swaps ».

Par ailleurs, il est indiqué à la page 23 du document Profil financier de 2001-2002 que : « Dans une optique de gestion intégrée des risques financiers, nous (Hydro-Québec) visons à limiter les risques de change et recherchons une structure optimale de dette. »

Enfin, dans la demande du Distributeur relative à la détermination du coût du service (dossier R-3492-2002), Monsieur Paul Robillard, Trésorier de la Société, témoigne le 13 mars 2003 en mentionnant le principe que : «à Hydro-Québec, on tente de ne pas prendre de risque de change,...c'est un des principes de notre gestion financière ». Un peu plus loin, il mentionne que : « si le Distributeur avait été stand-alone, sans revenus en devises étrangères, la politique de l'actionnaire aurait été la même, soit de ne pas supporter un volume minimal de risques de change ».

16.2 Veuillez présenter, à partir de balisage, les meilleures pratiques d'affaires de gestion du risque de change pour un distributeur.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution n'a pas réalisé un tel balisage. À sa connaissance, il n'existe pas de compagnies canadiennes opérant dans un contexte similaire à celui d'Hydro-Québec Distribution, c'est-à-dire devant acquérir une partie importante de ses approvisionnements sur les marchés américains.

- 16.3** Veuillez expliquer et justifier votre proposition de couvrir à 100% les risques de change du Distributeur reliés aux approvisionnements.

Réponse:

Le Distributeur ne propose pas de couvrir 100 % de son risque de change. La proposition est de ne couvrir que les montants des achats dont les quantités et les prix sont fermes et ce, dans une perspective de fixer le coût en dollar canadien de ces achats.

La proposition du Distributeur vise la stabilité des coûts et des tarifs, en évitant que la clientèle n'ait à assumer les fluctuations des taux de change.

Voir également la réponse à la question 15.

- 17. Référence :** Pièce HQD-6, document 1, page 8

Préambule :

« Pour la période du 1er décembre 2004 au 31 décembre 2004, il ressort des contacts effectués auprès d'Hydro-Québec Production que cette dernière est prête à prolonger d'un mois l'entente convenue en août 2003 et ce, au même prix de 7,3 ¢/kWh applicable sur les volumes d'énergie destinés à la clientèle du tarif BT, majoré d'un taux de perte de 7,8 %. Cependant, le volume d'énergie maximale passe de 2,0 TWh à 2,2 TWh pour tenir compte du mois additionnel et des aléas climatiques plus élevés en décembre. L'entente modifiée sur ces bases est produite à la pièce HQD-6, document 2. Le Distributeur est d'avis que le prix de l'entente de 7,3 ¢/kWh qu'il demandait à la Régie de reconnaître, était raisonnable. Il l'est encore si l'on se fie sur les résultats du premier appel d'offres de court terme lancé ce printemps pour 250 MW et 2,2 TWh/an. Le contrat a été signé au prix ferme de 5,7 ¢US/kWh, soit 7,5 ¢Can/kWh1. »

Demandes :

- 17.1** Veuillez fournir une évaluation des coûts de transport en ¢/kWh pour acheter de l'électricité provenant du marché de New York pour le mois de décembre 2004.

Réponse:

Pour acheter du marché de New York et importer au Québec, des frais de sortie de New York sont applicables. Ces frais se définissent comme suit:

- **Open Access Transmission Tariffs (Schedule 1 rate)**
- **Support de tension (Schedule 2 rate)**
- **Transmission Service Charge (TSC) and NYPA Transmission Adjustment Charges (NTAC)**
- **Frais supplémentaires (Uplift)**
- **Frais de réserves**

Pour décembre 2004, on peut estimer le détail des frais comme suit :

Description	\$US/MWh	Notes
Schedule 1 Rates	0,77	Estimé basé sur frais 2004
Schedule 2 Rates	0,36	Fixé pour 2004
TSC	2,19	Fixe
NTAC	0,43	Moyenne jan-sept 2004
Uplift	1,46	Moyenne jan-sept 2004
Frais de réserves	0,13	Moyenne jan-sept 2004
Total	5,34	

17.2 Veuillez fournir une évaluation des coûts de transport en ¢/kWh pour vendre de l'électricité sur le marché de New York pour le mois de décembre 2004. Veuillez distinguer le coût au Québec et le coût hors Québec.

Réponse:

Pour vendre de l'électricité sur le marché de New York à partir du Québec, les participants ayant accès à ces marchés doivent défrayer les frais suivants :

- 1) Au marché de NY: Les seuls frais à payer s'élèvent à 15 % du "Schedule 1 Rates", donc environ 0,12 \$US/MWh.**
- 2) Au Québec: Le tarif d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité pour le service de point à point horaire non-ferme est de 8,33 \$CAD/MWh tandis que le tarif annuel pour le service de point à point ferme est de 72,91 \$CAD/KW/an. Des pertes de 5,2 % s'ajoutent à la capacité réservée pour fins de facturation.**

18. Référence : Pièce HQD-6, document 1, page 9

Préambule :

« Pour le moment, le Distributeur ne prévoit pas atteindre le volume d'électricité patrimoniale en 2004 en raison essentiellement d'une baisse ponctuelle de la

demande de quelques importants clients industriels. Toutefois, ce volume devrait être dépassé en 2005.»

Demande :

- 18.1** Outre l'interruption de la production de l'usine A.B.I., veuillez préciser quels sont les types de clients importants dont la demande connaît une baisse ponctuelle en 2004.

Réponse:

Les ventes au client Alcan accusent également une baisse importante en 2004.

- 19. Référence :** Pièce HQD-8, document 1, pages 10-11

Préambule :

Ajouts aux principales conventions comptables : sortie d'actif à long terme et abandon d'activités, obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, dépréciation d'actifs à long terme

Demandes :

- 19.1** Veuillez illustrer à l'aide d'un cas-type l'application de chacune de ces trois nouvelles conventions.

Réponse:

Sortie d'actif à long terme et abandon d'activités

Cette norme découle du nouveau chapitre 3475 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA).

La norme s'applique à la sortie d'actifs à long terme non monétaires, y compris les immobilisations corporelles, les actifs incorporels à durée de vie limitée et les actifs à long terme payés d'avance. Tous les actifs de la base de tarification sont visés par cette norme sauf les éléments faisant partie du fonds de roulement et les actifs incorporels ayant une durée de vie utile indéfinie.

Au moment du dépôt de cette pièce, aucun cas type ne s'applique pour le Distributeur. Par conséquent, l'explication ne peut être que théorique.

La nouvelle norme entraîne un impact sur la valeur comptable d'un actif à long terme destiné à la vente présenté dans la base de tarification. Elle occasionne également un impact sur le revenu requis par le biais de l'amortissement, du gain ou de la perte lié à la réévaluation de l'actif et du rendement sur la base de tarification.

Le cas échéant, les impacts qui surviennent lorsqu'un actif est classé comme destiné à la vente sont les suivants:

- i) l'amortissement cesse, créant ainsi, en principe, un impact à la baisse sur le revenu requis autrement calculé. En contrepartie, toutefois, la valeur nette de l'actif n'étant plus réduite par la charge annuelle d'amortissement, le rendement sur la base de tarification demeure plus élevé que le rendement autrement calculé.
- ii) L'actif visé est évalué au moindre de sa valeur comptable et de sa juste valeur diminuée des frais de vente.
 - si la valeur comptable de l'actif est inférieure à sa juste valeur diminuée des frais de vente, il n'y a aucune perte de valeur et donc aucun impact afférent sur la valeur comptable de l'actif présentée dans la base de tarification, ni sur le revenu requis.
 - si la juste valeur de l'actif visé diminuée des frais de vente est inférieure à sa valeur comptable, une perte est constatée dans un compte distinct et amortie sur une période maximale de 10 ans selon la méthode à intérêts composés, au taux de 3%. La valeur comptable de l'actif inclus dans la base de tarification est réduite du montant de la perte, créant un impact à la baisse sur le revenu requis via le rendement sur la base de tarification.

Il est à noter qu'un gain doit être constaté, au même compte distinct que la perte, pour toute augmentation ultérieure de la juste valeur diminuée des frais de vente jusqu'à concurrence des pertes cumulées antérieurement. Ce gain vient également augmenter la valeur comptable de l'actif montré à la base de tarification avec un impact à la hausse sur le revenu requis via le rendement sur la base de tarification.

La constatation graduelle de la perte ou du gain aux résultats, entraîne une augmentation ou une diminution correspondante du revenu requis.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Cette norme exige la constatation et l'évaluation des passifs liés aux obligations juridiques, d'origine légale, réglementaire ou contractuelle, afférentes à la mise hors service d'une immobilisation.

Les immobilisations importantes, pour lesquelles le Distributeur a une obligation juridique de mise hors service, ont été identifiées. À ce jour, les seules immobilisations répondant aux critères

d'évaluation des passifs de cette norme sont les centrales thermiques des réseaux autonomes dont la date de mise hors service est connue, et quatre réservoirs à pétrole.

Le cas de la centrale thermique Kuujuaq, dont le démantèlement est prévu à compter du 1^{er} septembre 2010, est illustré dans les paragraphes qui suivent.

Hydro-Québec a mis en service la centrale thermique Kuujuaq le 1^{er} janvier 1966 et a pris la décision de démanteler la centrale à compter du 1^{er} septembre 2010. Il est prévu que le démantèlement s'échelonne sur une période de 28 mois, soit jusqu'au 31 décembre 2012. L'obligation légale est née le 1^{er} juillet 1991, soit à la date où la Loi sur les produits pétroliers est entrée en vigueur (26 juin 1991).

L'évaluation du Distributeur, en vue de procéder au démantèlement de la centrale thermique, prévoit des flux de trésorerie de 3 494 300 \$ (en dollars de 2004), qui se détaillent comme suit:

Année de démantèlement prévue	Flux de trésorerie prévus
2010	499 200\$
2011	1 497 550\$
2012	<u>1 497 550\$</u>
	<u>3 494 300\$</u>

En 2004, aux fins de l'application rétroactive de la norme, la valeur future des flux de trésorerie prévus a été actualisée au 1^{er} juillet 1991 afin de reconnaître le passif lié à la mise hors service et sa contrepartie applicable à l'immobilisation visée.

L'actif ainsi comptabilisé a été amorti rétroactivement sur sa durée de vie utile restante au 1^{er} juillet 1991.

Le passif lié à la mise hors service de l'immobilisation est réévalué annuellement et toute variation de ce passif, due notamment à l'écoulement du temps, est imputée aux charges de l'exercice (charge de désactualisation). Cette charge de désactualisation augmente d'autant le revenu requis.

Le tableau ci-dessous présente l'impact prévu de l'application de cette norme relativement à la mise hors service de la centrale thermique de Kuujuaq.

	Année 2004	
	\$	Impact Régie
Immobilisations - Coût	1 150 594	↑ Base de tarification
Immobilisations - Amort. cumulé	1 150 594	↓ Base de tarification
Rendement sur la base de tarification	0 *	Revenu requis
Amortissement	0 *	Revenu requis
Charge de désactualisation	159 841	↑ Revenu requis
Passif lié à la mise hors service	2 657 355	S/O
Bénéfices non répartis	2 497 514	S/O

* Car entièrement amorti

Dépréciation d'actifs à long terme

Cette norme découle du nouveau chapitre 3063 du Manuel de l'ICCA.

Au moment du dépôt de cette pièce, aucun cas type ne s'applique pour le Distributeur. Par conséquent, l'explication ne peut être que théorique.

Cette norme qui porte sur l'évaluation et la constatation de pertes de valeur s'applique aux actifs à long terme non monétaires, y compris les immobilisations corporelles, les actifs incorporels à durée de vie limitée, les actifs à long terme payés d'avance et les coûts de pré-exploitation reportés. Au niveau de la base de tarification, cette norme s'applique principalement aux immobilisations en exploitation et aux actifs incorporels.

L'évaluation et la constatation d'une perte de valeur s'appliquent à des groupements d'actifs. La perte est répartie proportionnellement entre les actifs à long terme du groupe. La perte de valeur vient réduire le coût de l'immobilisation en exploitation et la base de tarification. De plus, la perte de valeur est constatée aux résultats, ce qui vient augmenter le revenu requis.

- 19.2** Veuillez préciser dans quelles circonstances le Distributeur prévoit utiliser les trois nouvelles conventions mentionnées ci-dessus.

Réponse:

Voir la réponse à la question 19.1.

- 20. Références :** (i) Pièce HQD-8, document 2, page 4
(ii) Pièce HQD-5, document 3, page 17

Préambule :

« Pour 2005, l'électricité postpatrimoniale qui excède le volume d'électricité patrimoniale de 166 400 GWh est de 2 063 GWh. Le coût de fourniture moyen par kilowattheure de ces approvisionnements, incluant les pertes, est de 8,06 ¢/kWh, et correspond au coût moyen que le Distributeur prévoit verser en 2005 sur les marchés auprès de différents fournisseurs, ce qui représente 166,3 M\$. »

« ...le Distributeur a lancé un premier appel d'offres de court terme en mai 2004 pour une puissance totale de 250 MW et de 2,2 TWh/an livrable sur la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005. Il ressort de l'examen des offres que le prix de revient ferme libellé en dollars américains est de 5,7 ¢US/kWh soit environ 7,5¢CDN/kWh (sur la base du taux de change moyen prévu pour 2005). Pour répondre à des besoins prévus pour 2005, le Distributeur lancera de nouveaux appels d'offres de court terme d'ici la fin de l'année 2005.

Le Distributeur ne pouvant présumer du prix de revient de ces nouveaux appels d'offres, le coût d'approvisionnement projeté a été évalué sur la base du contrat de court terme récemment octroyé et des prix sur les marchés à terme pour un an. Considérant ces différents prix, le Distributeur évalue que le prix de 7,5¢Can/kWh est un prix centré pour répondre à l'ensemble des besoins de court terme pour l'année 2005. Cependant, tout écart relatif aux fluctuations des composantes inhérentes à ce contrat et à tout autre contrat qui serait signé postérieurement à celui-ci ne peut être dès à présent prévu. »

Demandes :

- 20.1** Taux de change : veuillez expliquer comment le taux de change moyen utilisé est le meilleur taux de change pour établir le coût de fourniture. Veuillez tenir compte dans votre explication de la programmation des livraisons prévues, de la régularité des flux monétaires anticipés.

Réponse:

La mensualisation des prévisions du consensus montre très peu de variations du taux de change d'un mois à l'autre :

Jan	1.316
Fev	1.315
Mar	1.315
Avr	1.314
Mai	1.313
Juin	1.312
Juil	1.311
Août	1.313
Sept	1.314
Oct	1.316
Nov	1.318
Dec	1.319

Ceci résulte de l'intrapolation des prévisions du consensus à 3 mois, 12 mois et 24 mois. Dans ce contexte, il n'apparaît pas nécessaire d'établir la conversion des offres en dollar canadien sur une base mensuelle, ceci d'autant plus qu'il existe une incertitude sur la programmation mensuelle exacte des flux monétaires anticipés. L'utilisation du taux de change moyen de 1,315 n'induit pas de biais significatifs tout en simplifiant beaucoup le calcul et les analyses.

- 20.2** Prix de revient des nouveaux appels d'offre : veuillez fournir le détail des hypothèses et des calculs qui permettent au Distributeur d'établir à 7,5¢Can/kWh le prix moyen de ces appels d'offre.

Réponse:

Le prix moyen utilisé de 7,5 ¢/kWh par le Distributeur pour établir le coûts des approvisionnement au-delà du volume de l'électricité patrimoniale repose sur une série d'hypothèses portant sur :

1. les produits envisagés pour combler les besoins additionnels;
2. les volumes requis pour combler les besoins au-delà du volume d'électricité patrimoniale;
3. l'évaluation des prix les plus probables pour l'année 2005.

1. Produits :

Quatre produits ont été envisagés :

- Les 250 MW modulables dont les quantités espérées (tenant compte d'une hypothèse de réduction des quantités d'environ 1 TWh) étaient de 1,2 TWh par année à un prix de 5,7 ¢ US/kWh ou 7,5 ¢/kWh en dollars canadiens. La quantité non utilisée de 1 TWh est potentiellement retournée dans le marché.
- Un produit de base ferme dont les quantités varient à chaque mois entre 100 et 200 MW et qui totaliseraient 1,3 TWh sur l'année 2005.
- Un produit modulable dont les quantités varient de janvier à septembre de 100 MW à 200 MW dont la quantité espérée se chiffre à 0,2 TWh.
- Des achats de très court terme totalisant 0,6 TWh sur une base mensuelle.

2. Quantités :

Les quantités de chacun des produits prennent pour hypothèse une utilisation combinée des volumes de l'électricité patrimoniale et du comblement des quantités au-delà du volume patrimonial par des produits appropriés afin de satisfaire l'ensemble des

besoins pour 2005. Le tableau R-11.1 fourni en réponse à la question 11.1 reprend ces quantités.

3. Prix :

L'établissement du prix repose sur un prix connu pour un seul des produits et des hypothèses pour ce qui est de l'ensemble des autres produits, incluant le prix associé aux réductions potentielles de quantités.

En effet, le prix du produit 1 (appel d'offres de court terme de 250 MW modulable : AO/CT 250 MW) suite à l'appel d'offres lancé au printemps dernier est le seul prix connu.

Pour les autres produits, les prix ont été établis en considérant la prévision du 13 septembre 2004 des prix à terme sur le marché de New York pointe et hors pointe pour l'année 2005.

Ces prix ont également servis pour établir les coûts ou les réductions de coûts associés à la quantité en surplus au produit 1 (AO/CT 250 MW) potentiellement retournée sur le marché de l'électricité.

Le tableau R-20.2 présente le détail du coût pour chacun des produits.

**TABLEAU 20.2
ÉTABLISSEMENT DU PRIX MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ AU-DELÀ DU
VOLUME PATRIMONIAL**

PRODUITS	Quantités Totales		Coûts d'achat	Coûts unitaires
	TWh		M\$	¢/kWh
1 Appel d'offres 1 : AO CT 250 MW				
- <i>Énergie ferme avec option de réduction des quantités</i>	1,2	1	93,5	8,0
2 Appel d'offres 2				
- <i>Produits de base et de pointe ferme</i>	1,3		100,1	7,5
- <i>Avec option de réduction des quantités</i>	0,2		14,5	7,1
3 Très court terme	0,6		39,0	6,5
TOTAL	3,3		247,1	7,5

¹ Prenant en compte une hypothèse de réduction des quantités

Compte tenu des nombreuses hypothèses qui y sont rattachées, le prix moyen de 7,5 ¢/kWh doit être pris comme une approximation permettant d'établir sommairement les coûts d'approvisionnement que le Distributeur devrait supporter pour répondre aux besoins de la clientèle québécoise au-delà de l'électricité patrimoniale. Ce prix pourrait en effet varier tant pour des raisons attribuables aux quantités que des prix. Par ailleurs, la montée récente du prix des combustibles démontre la variabilité des prix. À ce stade, le seul élément certain est le prix du premier appel d'offres.

21. Référence : Pièce HQD-8, document 2, page 5

Préambule :

Éléments soustraits des ventes d'électricité pour parvenir à l'électricité patrimoniale

Demande :

21.1 Veuillez expliquer la soustraction des ventes d'une quantité de 8 MWh pour Rapide des Joachims ?

Réponse:

Le village Rapide des Joachims est situé entre la frontière de l'Ontario et du Québec sur la rivière des Outaouais et il est alimenté en électricité par le réseau ontarien. Sa consommation ne doit donc pas être intégrée au volume patrimonial car

l'électricité est déjà fournie et payée par le Distributeur à Hydro One.

- 22. Références :** (i) Pièce HQD-8, document 2, page 5
(ii) Pièce HQD-12, document 2, page 16

Préambule :

« Pour l'année de base 2004, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est ajusté pour tenir compte de l'écart entre le taux de pertes de 8,4% inscrit dans le décret 1277-20011 et le 7,8% utilisé lors de la phase 2 du R-3492-2002 (voir la pièce HQD-12, Document 1, chapitre 2, pour le détail).

Pour l'année témoin projetée 2005, un ajustement est appliqué afin de tenir compte du taux de pertes établi à 7,5%² en 2005 en comparaison au taux de 8,4% mentionné dans le décret 1277-2001. Par conséquent, le volume de consommation et le coût de fourniture moyen pour l'électricité patrimoniale sont ajustés respectivement à 166 400 GWh et 2,767 ¢/kWh, pour un montant total de 4 603,5 M\$ (voir HQD-12, Document 1, chapitre 2).»

Demandes :

- 22.1** Veuillez fournir le calcul des taux de perte pour 2004 et 2005.

Réponse:

Le taux de pertes de 7,5 % prévu pour 2005 par le Distributeur dans le présent dossier s'appuie sur la moyenne des taux de pertes constatés au cours des trois dernières années (2001 à 2003).

Le taux de pertes de 7,8 % utilisé pour l'année 2004 dans le dossier R-3492-2002, phase 2 s'appuyait sur le taux de pertes constaté pour l'année 2000.

Le tableau R-22.1 fournit les calculs ayant mené au constat des taux de pertes pour les années 2000 à 2003.

Tableau R-22.1
Calcul des taux de pertes historiques¹
Années 2000 à 2003

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
		2000	2001	2002	2003	Moyenne 2001-2003
1	Besoins en énergie (TWh)	166,0	166,3	171,3	178,2	s.o.
2	- Consommation (TWh)	154,0	154,6	159,3	165,8	s.o.
3	= Pertes électriques (TWh)	12,0	11,7	12,0	12,4	s.o.
4	Taux de pertes	7,8%	7,6%	7,6%	7,5%	7,5%

¹ Données normalisées pour les conditions climatiques.

22.2 Veuillez expliquer les causes de la variation du taux de perte entre ~~2003~~ 2004, qui était de 7,8%, et 2005, qui est à 7,5%.

Réponse:

Cette révision à la baisse s'explique par les taux de pertes constatés au cours des trois dernières années, inférieurs aux taux retenus antérieurement pour la prévision. Voir la réponse à la question 22.1.

23. Référence : Pièce HQD-8, document 13, pages 4, 13 et 14

Préambule :

Hypothèses économiques du régime de retraite.

Demandes :

23.1 Veuillez expliquer et déposer en preuve une analyse de sensibilité de la charge de retraite et du ratio de capitalisation (les actifs du régime divisés par le passif actuariel) du régime de retraite pour les années 2004 et 2005 à la suite d'une variation de 25 points de base des hypothèses économiques suivantes :

- Taux d'actualisation
- Taux d'inflation
- Rendement attendu de l'actif
- Taux d'évolution des salaires

Réponse:

Mentionnons que la modification d'une hypothèse entraîne souvent la modification d'une ou de plusieurs autres hypothèses. Par exemple, la modification du taux d'actualisation est le résultat de facteurs qui ont aussi une incidence sur le taux de rendement à long terme des actifs du régime. C'est donc dire qu'une analyse de sensibilité pour une hypothèse prise isolément ne peut donner une indication juste de l'effet à anticiper.

De plus, l'incidence d'une petite ou grande variation des hypothèses actuarielles peut ne pas être proportionnelle (linéaire), c'est-à-dire que l'incidence d'une variation de 25 points de base n'est pas nécessairement une demi fois moins grande que l'incidence d'une variation de 50 points de base.

Ce sont d'ailleurs pour ces raisons que l'ICCA dans le cadre de la divulgation relative aux avantages sociaux futurs, n'exige pas

qu'une entreprise présente de telles analyses de sensibilité. En vertu de la norme comptable 3461, aucune entreprise n'est donc tenue de présenter ces informations. Les hypothèses retenues aux fins de l'évaluation actuarielle doivent constituer les meilleures hypothèses selon la Direction de l'entreprise.

La non publication de cette information s'appuie sur les conclusions du CNC¹ qui exprime clairement un doute quant à l'utilité et l'interprétation de telles données.

Hydro-Québec applique et respecte les PCGR notamment la norme 3461 de l'ICCA. Conséquemment, elle ne présente pas l'incidence de la modification de ces hypothèses actuarielles dans le cadre de ses états financiers.

Enfin, ce n'est pas une pratique actuarielle courante de présenter des analyses de sensibilité sur le choix des hypothèses économiques et démographiques dans la préparation des rapports d'évaluation actuarielle aux fins du provisionnement des régimes de retraite. De plus, les normes de pratiques applicables aux évaluations actuarielles des régimes de retraite telles que publiées par l'Institut canadien des actuaires n'exigent pas de telles analyses de sensibilité.

Dans ce contexte, toutes autres interprétations découlant des données qui seraient issues d'analyses de sensibilité nous apparaissent plutôt hasardeuses.

¹ *Dans le cadre des améliorations apportées à l'information à fournir au chapitre 3461 du manuel de l'ICCA portant sur les avantages sociaux futurs, le Comité des normes comptables a pris la décision de rejeter l'obligation de fournir des informations sur l'incidence de modifications aux hypothèses actuarielles.*

23.2 Veuillez indiquer et expliquer si les impacts d'une petite ou grande variation des hypothèses ci-haut sont symétriques et linéaires.

Réponse:

Se référer à la réponse 23.1.

23.3 Veuillez indiquer le rendement attendu de l'actif du régime de retraite pour l'année 2005.

Réponse:

Pour établir la prévision du coût constaté de l'année 2005, Hydro-Québec reconduit le taux établi de l'année 2004, soit 6,86%.

- 23.4** Veuillez expliquer le calcul du rendement attendu de l'actif du régime de retraite de 6,86% pour 2004 ainsi que celui de 2005. Veuillez expliquer les hypothèses de rendement attendu par classe d'actif, les hypothèses d'allocation de l'actif ainsi que les balises minimales et maximales par classe d'actif que la politique de placement permet au régime de retraite. Veuillez comparer ce rendement attendu de l'actif avec les prévisions disponibles sur le marché pour des portefeuilles visant une vocation similaire.

Réponse:

Le rendement prévu de l'actif est établi à partir de la moyenne du rendement prévu de chaque catégorie d'actif, pondéré par la répartition cible de chaque catégorie d'actif, tel qu'indiqué à la politique de placement du régime de retraite d'Hydro-Québec.

Le tableau suivant détaille le calcul du taux de rendement prévu pour les exercices 2004 et 2005.

Classes d'actifs	Répartition cible	Rendement prévu par classe d'actif				Rendement prévu pondéré
		Description de l'indice de référence	Indice annualisé au 31/12/2003	Prime de risque	Total	
		(avant prime de risque)				
	(1)		(2)	(3)	(2)+(3)	(1)*(4)
Obligations Univers	14%	MCS Univers	4,44%	0,00%	4,44%	0,62%
Obligations Long terme	14%	MCS-Univers-LT	5,56%	0,00%	5,56%	0,78%
Obligations rendement réel	5%	MCS-Canada-LT	5,20%	0,00%	5,20%	0,26%
Actions Canadiennes *	35%	MCS-Canada-LT	5,20%	2,50%	7,70%	2,69%
Actions Américaines	15%	MCS-Canada-LT	5,20%	3,00%	8,20%	1,23%
Actions Internationales	15%	MCS-Canada-LT	5,20%	3,00%	8,20%	1,23%
Encaisse et titres à CT	2%	Bonds du trésor 91 jours	2,60%	0,00%	2,60%	0,05%
Total	100%					6,86%

* Incluent les placements immobiliers

La comparabilité du rendement prévu de l'actif du régime de retraite avec le rendement prévu d'autres portefeuilles à vocation similaire pour les années 2004 et 2005 n'est pas réalisable à ce moment-ci. Cette information n'est pas disponible en mode prévisionnel sur le marché. Il sera possible d'effectuer cette analyse une fois que les exercices financiers seront terminés et que l'information à cet égard sera rendue publique.

La politique de placement du régime de retraite d'Hydro-Québec vise une répartition cible à long terme de ses actifs et autorise les balises minimales et maximales suivantes :

Classes d'actif	Répartition	Balises	
	cible	Minimales	Maximales
Titres de participation ¹	65%	60%	70%
Titres d'emprunt ²	35%	30%	40%

¹ Incluent les actions canadiennes, américaines et internationales ainsi que les placements immobiliers.

² Incluent les obligations à rendement réel, les obligations nominales (univers et long terme), l'encaisse et les titres à court terme.

- 24. Références:** i) Pièce HQD-8, document 13, pages 8
ii) Pièce HQD-8, document 13, page 9

Demandes :

- 24.1** Veuillez déposer en preuve, le tableau du calcul de la charge de retraite de la référence i), pour les années 2003, 2004 et 2005.

Réponse:

Coût constaté au titre des prestations constituées en millions \$	2003 réel	2004 estimé	2005 estimé
Coût des services rendus	244	265	281
Frais de gestion et d'administration	33	33	35
Cotisations salariales versées et réputées versées	(30)	(47)	(58)
	247	251	258
Intérêts sur l'obligation	517	579	616
Rendement prévu de l'actif	(743)	(731)	(703)
Amortissement du solde transitoire au 01-01-1999 (jusqu'en 2013)	(152)	(152)	(152)
Amortissement du coût des services passés	40	52	44
Amortissement des gains et pertes d'expérience	-	-	-
	(338)	(252)	(195)
Coût (crédit) constaté	(91)	(1)	63

- 24.2** Veuillez expliquer les règlements 679, 681 et 707 des programmes de réduction de l'effectif.

Réponse:

Les règlements 679, 681 et 707 du régime de retraite, entrés en vigueur respectivement les 1^{er} juillet 1999, 1^{er} janvier 2000 et 1^{er} janvier 2004, résultent d'ententes conclues avec les employés d'Hydro-Québec. Ces règlements comportent des améliorations apportées au régime de retraite.

De plus, entre le 1^{er} janvier 1997 et le 31 décembre 2000, un programme de réduction de l'effectif était en vigueur chez Hydro-Québec. Le volet de ce programme touchant le régime de retraite consistait à permettre le départ à la retraite des employés ayant atteint 80 points (âge + années de service) alors que la règle normale est de 85 points (âge + années de service, sujet à un minimum de 55 ans d'âge).

Les principales améliorations qui découlent de ces règlements sont les suivantes:

Règlements	Améliorations
679	<ul style="list-style-type: none">• Prolongement de l'application de la règle du 80 jusqu'au 31 décembre 2003.• Intégration du régime d'intéressement au salaire admissible aux fins du régime de retraite.
681	<ul style="list-style-type: none">• Ajout d'une rente de raccordement.• Définition de salaire modifiée pour certains participants.• Rachat de périodes de non cotisation jusqu'à concurrence de 50M\$.
707	<ul style="list-style-type: none">• Ajout d'une rente de raccordement supplémentaire.• Retraite sans réduction de rente. (Retour progressif à la règle permanente du 85)• Coût des formes optionnelles de rente.• Prolongation du programme de rachat.

25. Références : (i) Pièce HQD-9, document 1
(ii) D-2004-47, page 80

Préambule :

« Dans les circonstances, la Régie s'attend à ce que des efforts concrets de contrôle des investissements soient mis en œuvre par le Distributeur et que ce dernier rende compte des gestes posés dans le prochain dossier tarifaire. »

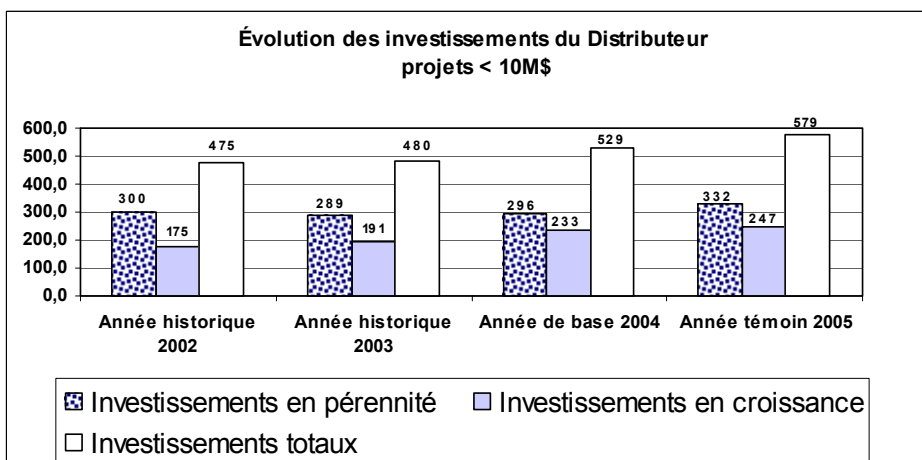
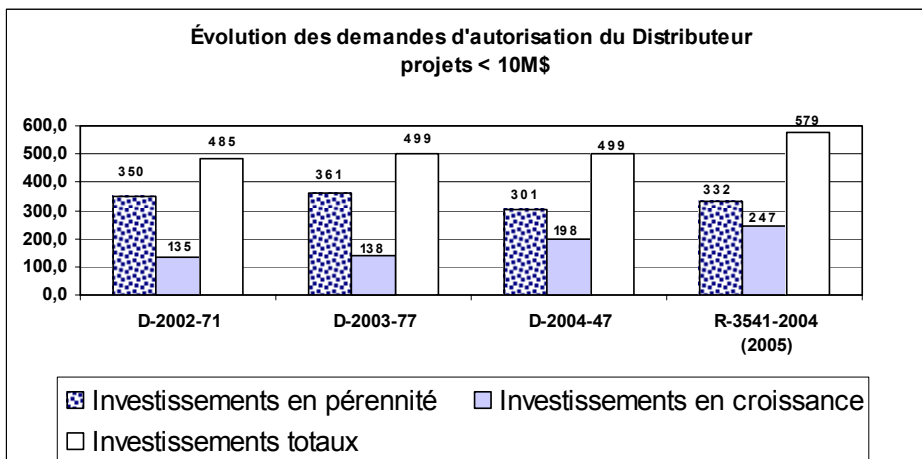
Demande :

25.1 Veuillez indiquer quels gestes concrets ont été posés et quel document en rend compte.

Réponse:

Tout d'abord, le Distributeur considère répondre aux préoccupations de la Régie de l'énergie de contrôler ses investissements en respectant les autorisations budgétaires annuelles de celle-ci.

Les graphiques suivants présentent l'évolution des demandes d'autorisation ainsi que les investissements du Distributeur pour les projets de moins de 10 M\$, pour les années 2002 à 2005.



Ainsi, le Distributeur respecte année après année, les enveloppes autorisées par la Régie, à l'exception des investissements en croissance de la demande pour lesquels la croissance économique s'est avérée plus forte qu'anticipée lors de la préparation des budgets. Le Distributeur rappelle que ces investissements sont directement liés à l'obligation du Distributeur d'assurer l'alimentation en électricité à toute personne qui le demande dans le territoire desservi. À cet égard, le Distributeur n'a que très peu de contrôle sur le niveau d'investissement requis pour une année donnée. Le Distributeur estime que le respect des enveloppes autorisées constitue en soi une preuve de saine gestion de ses actifs.

Par ailleurs, le Distributeur considère que le niveau soumis pour approbation pour 2005 est raisonnable et qu'il s'inscrit en continuité avec ses stratégies d'investissement à long terme et ses objectifs d'amélioration, compte tenu de sa responsabilité d'assurer la pérennité de son réseau et de son obligation de desservir.

Ainsi, le Distributeur exerce un contrôle sur ses investissements comme suit :

- Investissements ne générant pas de revenus additionnels

Ces investissements regroupent les projets liés au maintien des actifs, à l'amélioration de la qualité et au respect des exigences. Le Distributeur s'est engagé à limiter ses investissements ne générant pas de revenus additionnels à un niveau inférieur à la charge d'amortissement annuelle. Le Distributeur estime que des investissements insuffisants en pérennité entraîneraient une hausse graduelle du nombre de structures vétustes et conséquemment, en toute probabilité, une hausse du nombre de pannes subies par les clients (voir aussi la réponse à la demande de renseignement 28 de la FCEI/ASSQ, à la pièce HQD-14, document 5). Le Distributeur est d'avis qu'un gel des investissements en pérennité au niveau de l'année 2004 ne pourrait que conduire à une dégradation des services aux clients.

Par ailleurs, en limitant les investissements ne générant pas de revenu additionnel à un niveau inférieur à la charge d'amortissement, le Distributeur s'assure ainsi que ces investissements n'auront pas d'impact à la hausse sur les tarifs de ses clients québécois.

- Investissements générant des revenus additionnels

Les investissements générant des revenus additionnels regroupent les investissements de la catégorie croissance de la demande. La croissance importante de ces investissements constatée au cours des dernières années découle de la forte croissance économique. Encore une fois, le Distributeur rappelle qu'il ne peut se soustraire à son obligation d'assurer l'alimentation en électricité à toute personne qui le demande dans le territoire desservi. Les revenus additionnels générés par ces investissements permettent cependant de supporter les additions à la base de tarification.

C'est d'ailleurs la démonstration que fait le Distributeur à la pièce HQD-9, document 2, «Impact tarifaire sur cinq ans de l'ensemble des additions prévues», démontrant clairement que l'ensemble des investissements du Distributeur en pérennité et en croissance de la demande, n'ont pas d'impact sur les tarifs et ce, en fonction du niveau d'investissement anticipé pour l'année 2005 et ce, jusqu'en 2009.

Enfin, le Distributeur réitère sa responsabilité d'assurer la pérennité de ses actifs, de son obligation de desservir toute la clientèle québécoise et d'assurer un service électrique fiable et de qualité.

Pour ce qui est des efforts concrets posés afin de contrôler ses investissements, le Distributeur désire préciser qu'il encadre la planification, le contrôle et la priorisation de ses investissements sur le réseau de distribution en précisant la structure classificatoire à appliquer aux besoins d'investissements identifiés par les territoires et les unités corporatives.

En ce sens, le Distributeur vise à s'assurer que:

- chaque dollar d'investissement découle de l'application d'encadrements de l'entreprise, de demandes de clients, de demandes de tiers, de la maintenance du réseau ou de programmes spéciaux corporatifs;
- chaque dollar d'investissement soit imputé dans la bonne classification budgétaire et dans le bon regroupement budgétaire, permettant ainsi de clairement associer un projet, selon les caractéristiques qu'il présente, à l'une des quatre classifications: Maintien des actifs, Croissance de la demande de la clientèle québécoise, Amélioration de la qualité de service, Respect des exigences;
- chaque dollar d'investissement soit associé à un niveau de priorité reflétant l'urgence de la situation:

- **Priorité A : Obligatoire** (projet essentiel qui ne peut, en aucun cas, être reporté à une année ultérieure sans compromettre les engagements de l'entreprise envers la clientèle ou ses obligations légales),
- **Priorité B: Régulier** (projet dont la réalisation est requise sur un horizon de 5 ans),
- **Priorité C: Stratégique** (projet qui découle des orientations stratégiques de l'entreprise),
- **Priorité D: Autre.**

Ainsi, tous les gestionnaires oeuvrant dans les domaines de la planification et de la réalisation des projets d'investissements reliés au réseau de distribution utilisent ce mode de priorisation afin de circonscrire les activités d'investissement tout en respectant l'enveloppe budgétaire leur étant allouée.

25.2 À défaut de pouvoir référer à un document déjà produit, veuillez en produire un à cet effet.

Réponse:

Voir la réponse à la question 25.1

26. Référence : Pièce HQD-9, document 1, page 19

Préambule :

« Le budget d'investissement relié au projet SIC intègre une modification du traitement comptable des coûts de nature informatique directement associés au développement du projet et ce, jusqu'à son achèvement »

Demande :

26.1 Veuillez préciser la nature de cette modification du traitement comptable des coûts de nature informatique et chiffrer leur impact.

Réponse:

Une meilleure connaissance de la nature des coûts du projet SIC a entraîné une révision de la classification de certains éléments. Ainsi, les coûts des activités directement attribuables au projet pendant la phase de développement, telles que les licences pour l'utilisation du logiciel, l'acquisition des espaces magnétiques, l'installation d'infrastructure et la mise en exploitation, sont capitalisés, conformément aux critères de capitalisation de l'entreprise.

Les coûts totaux du projet demeurent inchangés. La révision entraîne toutefois une reclassification de 50,2 M\$ sur la période

2003 à 2007 des coûts initialement prévus à titre de charges d'exploitation vers les investissements.

27. Référence : Pièce HQD-10, document 1, page 3

Préambule :

« *Base de tarification 2003* »

Demandes :

27.1 Veuillez expliquer les mises en exploitations mensuelles et mouvements négatifs des mois de septembre et novembre 2003.

Réponse:

La variation négative des immobilisations en exploitation de septembre s'explique par des retraits effectués pour des câbles inclus aux postes "Lignes aériennes de distribution" et "Lignes souterraines de distribution".

La variation négative de novembre s'explique, quant à elle, par des retraits de conducteurs inclus au poste "Lignes aériennes de distribution" ainsi que par des retraits de matériel roulant, d'équipement de télécommunication et autres inclus au poste "Actifs de soutien". Ces retraits sont effectués suite à des études de corroboration annuelles qui font partie des activités courantes de la division pour la gestion de ses actifs.

28. Référence : Pièce HQD-10, document 5, page 3

Préambule :

Établissement de la juste valeur des matériaux, combustibles et fournitures

Demandes :

28.1 Est-ce que les items inclus à ces postes sont tous neufs, ou si certains sont transférés des immobilisations ?

Réponse:

Les items inclus au poste "Matériaux, combustible et fournitures" ne sont pas tous neufs car certains types de matériel peuvent être retournés ou réintégrés en inventaire lors d'activités d'exploitation courantes ou lors de projets. Ainsi, du matériel provenant, par exemple, de projets terminés et qui est jugé conforme et réutilisable suite à une inspection et une évaluation, peut être remis en inventaire.

28.2 Quel est le traitement comptable lors du transfert d'un poste d'immobilisations à ce poste et vice-versa, plus particulièrement l'évaluation du coût, pour les actifs gérés spécifiquement et les actifs de masse ?

Réponse:

Les mouvements de matériel entre l'inventaire inclus au poste "Matériaux, combustible et fournitures" et le matériel appartenant aux immobilisations se font via des transactions de sortie et de réintégration de matériel et ce, autant pour les actifs gérés spécifiquement que pour les actifs de masse.

Lors de l'installation ou du remplacement d'un actif chez un client ou sur le réseau, le matériel est retiré de l'inventaire au coût moyen et inscrit au Registre des immobilisations à cette valeur.

Selon le principe général, lorsqu'un actif retiré peut être retourné en inventaire, il est réintégré au coût moyen des stocks de l'année en cours et retiré du Registre des immobilisations à cette valeur cette même année.

29. Références : i) Pièce HQD-11, document 4
ii) R-3492, phase 2, Pièce HQD-14, document 1, pages 9 et 10

Préambule :

Pour le présent dossier, la Régie considère que le coût de la dette peut être établi sur la base de la méthode retenue dans la décision D-2004-47, du 26 février 2004.

Demande :

29.1 Veuillez déposer en preuve le coût de la dette présumée établi avec les mêmes paramètres que ceux utilisés dans la décision D-2004-47 et tels que présenté aux tableaux de la référence.

Réponse:

Le coût de la dette présumée établi avec les mêmes paramètres que ceux utilisés dans la décision D-2004-47 est fourni dans le cadre de la pièce HQD-11, document 4 révisé.

30. Référence : Pièce HQD-12, document 1, page 18, lignes 9 à 14

Préambule :

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

Demande :

- 30.1** Veuillez déposer les résultats et les hypothèses d'une méthode de répartition des coûts d'approvisionnement pour l'année témoin 2005 qui utiliserait le traitement à la marge, en supposant que :
- les volumes de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateur correspondent au minimum à la prévision de ventes de l'année 2004 (présentée au document 3, page 15, de la pièce HQD-12) et au maximum à celle de l'année 2005 (présentée au document 4, page 15, de la pièce HQD-12);
 - le coût de l'électricité post-patrimoniale est réparti entre les catégories tarifaires en appliquant un taux unitaire uniforme pour chacun des kWh qui excèdent l'électricité patrimoniale identifié à l'étape précédente.

Réponse:

Compte tenu des réponses données aux questions 31.1 et 31.2, le Distributeur estime que la simulation demandée par la Régie ne tient pas compte de considérations importantes en matière de répartition des coûts. Depuis 2000, le Distributeur fait une répartition du coût d'approvisionnement en fonction des caractéristiques de consommation par catégorie de consommateurs qui sont nécessairement évolutives. Une répartition du coût de fourniture postpatrimoniale de 8,06 ¢/kWh appliqué uniformément à toutes les catégories de consommateurs sans égard aux caractéristiques de consommation va à l'encontre des principes défendus jusqu'à présent, d'autant plus que les catégories de consommateurs ont et continueront d'évoluer et ce, nonobstant la façon d'attribuer les contrats d'approvisionnement qui a changé avec l'atteinte de l'électricité patrimoniale.

Néanmoins, dans le tableau R-30.1, le Distributeur présente à titre illustratif la simulation telle que demandée par la Régie. Les volumes de consommation et les coûts de fourniture pour l'électricité patrimoniale sont les mêmes que ceux présentés au tableau 9A, HQD-12, document 4. Le coût de fourniture postpatrimonial de 8,06 ¢/kWh est appliqué uniformément à toutes les catégories, sans égard aux caractéristiques de consommation.

Tableau R-30.1
Impact d'un traitement à la marge sur les achats d'électricité
Simulation

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) Consommation patrimoniale			(5) (6) (7) Consommation postpatrimoniale			(8) (9) (10) Consommation patrimoniale et postpatrimoniale			Différentiel (M\$)
	Coût unitaire (\$/kWh)	Ventes (GWh)	Coût total (M\$)	Coût unitaire (\$/kWh)	Ventes (GWh)	Coût total (M\$)	Coût unitaire (\$/kWh)	Ventes totales (GWh)	Coût total (M\$)	
1 Domestique										
2 Tarifs D et DM	3,20	53 972	1 728,7	8,06	669	53,9	3,26	54 642	1 782,7	(8,5)
3 Tarif DH	3,09	4	0,1	8,06	0	0,0	3,15	4	0,1	(0,0)
4 Tarif DT	2,67	2 603	69,5	8,06	32	2,6	2,74	2 635	72,1	0,1
5 Total	-	56 579	1 798,4	-	701	56,5	-	57 281	1 854,9	(8,4)
6 Petite et moyenne puissance										
7 Tarifs G et à forfait	2,88	12 449	358,7	8,06	154	12,4	2,94	12 604	371,1	(0,5)
8 Tarif G9	2,79	1 079	30,1	8,06	13	1,1	2,86	1 092	31,2	(0,0)
9 Tarif M	2,67	25 913	691,3	8,06	321	25,9	2,73	26 234	717,2	0,9
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	2,61	547	14,3	8,06	7	0,5	2,68	554	14,8	0,0
11 Tarif BT®	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Total	-	39 989	1 094,4	-	496	40,0	-	40 485	1 134,3	0,43
13 Grande puissance										
14 Tarif L	2,46	51 591	1 268,2	8,06	640	51,6	2,53	52 231	1 319,8	5,7
15 Tarif H	2,64	10	0,3	8,06	0	0,0	2,71	10	0,3	0,0
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Contrats spéciaux - sans ajust.	2,43	18 231	442,3	8,06	226	18,2	2,49	18 457	460,5	2,2
18 Contrats spéciaux - avec ajust.	-	-	-	-	-	-	1,87	18 457	344,2	-
19 Total - sans ajust.	-	69 832	1 710,7	-	866	69,8	-	70 698	1 780,5	8,0
20 Total - avec ajust.	-	-	-	-	-	-	-	-	1 664,3	-
21 Sous-total patrimonial	2,77	166 400	4 603,5	-	-	-	-	166 400	4 603,5	-
22 Sous-total tarifs de gestion cons.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 Sous-total postpatrimonial	-	-	-	8,06	2 063	166,3	-	2 063	166,3	-
24 Total - avant ajustement	-	166 400	4 603,5	-	2 063	-	2,83	168 463	4 769,8	0,0
25 Total - avec ajustement	-	-	-	-	-	-	-	168 463	4 653,6	(2,2)
26 Référence :		Tableau 9B Colonne 6			Tableau 9B Colonne 7					

L'année 2004 ne pourrait pas servir de référence pour établir la consommation patrimoniale par catégorie de consommateurs compte tenu d'une part, que le seuil du volume de consommation patrimoniale n'est pas atteint et, d'autre part, que les volumes de ventes considérés au niveau des approvisionnements de l'année 2004 (tableau 9A, HQD-12, Document 3), sont établis en partie sur des données réelles et comprennent notamment des aléas climatiques, le facturé / livré et l'effet de la grève chez ABI (voir tableau 49, HQD-12, Document 3). Ces considérations auraient pour effet de fausser davantage la répartition des coûts de fourniture par catégorie de consommateurs.

- 31. Références :** (i) Pièce HQD-12, document 1, pages 19 et 20
(ii) Pièce HQD- 12, document 1, pages 21 et 26

Préambule :

À la référence (i) vous mentionnez que :

«Le traitement proposé est également en harmonie avec les contraintes du Distributeur qui gère les approvisionnements en fonction de la courbe globale de la demande. Le Distributeur peut déplacer la demande de chacune des heures de la courbe patrimoniale (décret 1277-2001) en tenant compte des conditions

de marché pour un approvisionnement à la marge mais dans un souci d'optimisation du coût global de la fourniture (gestion des bâtonnets). Par conséquent, il n'y a pas d'appariement spécifique possible des nouvelles charges du Distributeur avec les approvisionnements à la marge. »

La référence (ii) représente les tableaux des coûts de fourniture et caractéristiques de consommation de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale par catégorie de consommateur.

Demandes :

- 31.1** Est-ce que les différents produits que devra acheter le Distributeur pour satisfaire les besoins post-patrimoniaux possèdent les mêmes caractéristiques (en terme d'énergie et de puissance) que l'électricité patrimoniale. Si non, comment justifier le recours à la même méthode de répartition.

Réponse:

Les achats que le Distributeur effectuera auprès de différents fournisseurs d'électricité postpatrimoniale comprendront les produits nécessaires pour satisfaire l'ensemble des besoins des Québécois. Les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis dépendent de la différence entre l'ensemble des besoins et le profil des approvisionnements patrimoniaux défini par le décret patrimonial 1277-2001, tel que décrit au dossier R-3550-2004.

Par ailleurs, la formule de répartition utilisée a été mise en place en 2000 pour refléter le nouveau contexte où la production n'était pas réglementée selon les coûts. Depuis, cette formule a été mise à jour à chaque année pour refléter l'évolution des facteurs d'utilisation et des taux de pertes des catégories de consommateurs. Cette formule demeure tout à fait appropriée puisque la Loi sur la Régie de l'énergie prévoit que l'ensemble des coûts d'approvisionnement doit être réparti selon les mêmes paramètres que ceux prévus dans la formule.

- 31.2** Veuillez démontrer que les facteurs d'utilisation et les taux de pertes du bloc d'énergie post-patrimoniale sont semblables ou différentes à ceux du bloc patrimonial.

Réponse:

Il est impossible de faire cette démonstration. Les blocs d'énergie postpatrimoniaux ne sont pas associés à des catégories de consommateurs spécifiques. Par conséquent, il n'y a pas de lien direct à faire entre les caractéristiques spécifiques des contrats

postpatrimoniaux et les caractéristiques de consommation marginales des catégories de consommateurs.

La seule façon de procéder ainsi serait de fixer arbitrairement la consommation patrimoniale des catégories de consommateurs à un moment précis, ce qui serait très discutable puisqu'il n'y a aucune base de référence satisfaisante dans ce sens ni sur le plan technique et opérationnel ni dans la loi de la Régie de l'énergie.

Plus spécifiquement, un traitement à la marge ne serait pas, selon le Distributeur, conforme à l'article 52.2 de la Loi. Il est spécifié que «ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation (...)». Le terme «ces coûts» fait référence à la description des coûts de fourniture au début de l'article, qui mentionne «(...) qui sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou des besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1 du premier alinéa de l'article 112». Le terme «selon leurs caractéristiques de consommation» fait référence aux caractéristiques spécifiques de chacune des catégories de consommateurs et non à des caractéristiques de l'électricité patrimoniale et des blocs d'énergie postpatrimoniaux prises séparément.

Sur le plan technique, il serait périlleux voire impossible d'associer les caractéristiques des différents contrats d'approvisionnement du Distributeur à des caractéristiques de consommation marginales des catégories de consommateurs. Les caractéristiques sont établies à partir d'un programme de mesurage pour l'ensemble de la consommation du Distributeur. Or, dans un scénario à la marge, les volumes et les caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs pour l'électricité postpatrimoniale ne seraient déterminés que par différentiel par rapport à la consommation patrimoniale. La formule de répartition qui jusqu'à présent était appliquée à l'ensemble de la consommation du Distributeur ne pourrait s'appliquer à des consommations et des caractéristiques à la marge (exemple : 300 heures de pointe des consommations à la marge).

De plus, pour les années subséquentes, la répartition des coûts des contrats d'approvisionnement additionnels devrait être faite pour les consommations à la marge par rapport à l'année

précédente, ce qui va devenir rapidement une tâche impossible mais surtout sans grande signification.

- 32. Références :** (i) Pièce HQD-12, document 1, page 24, lignes 8 à 16
(ii) Pièce HQD-12, document 3, page 15, ligne 21
(iii) Pièce HQD-12, document 1, page 54, ligne 17 à 19

Préambule :

À la référence (i) vous mentionnez :

« Étant donné que l'écart entre le taux de pertes de 7,81% en 2004 et le taux de 8,4% du décret n'avait pas été considéré lors de l'établissement des coûts de fourniture par catégories de consommateurs pour 2004 dans le dossier R-3492-2002, le Distributeur propose un traitement différent de celui de 2005 mais équivalent. Le coût d'approvisionnement pour chaque catégorie de consommateurs est établi en multipliant le coût de fourniture approuvé par la Régie (D-2004-47) par le volume de vente et en appliquant un facteur d'ajustement de 0,9946 soit 1,0781 / 1,084 (voir HQD-12, Doc. 3, tableau 9A). »

À la référence (ii) nous constatons que l'écart entre le coût total de la fourniture patrimoniale résultant de l'application du nouveau taux de perte correspond à 24,7 M\$ (4 594, 4 M\$ – 4 569,7M\$).

À la référence (iii) vous mentionnez :

«En ce qui concerne la prévision du taux de pertes, le Distributeur prévoit un taux de 7,5% pour l'année 2005, alors que le taux prévu dans le dossier tarifaire 2004-05 pour l'année 2004 était de 7,8%.»

Demandes :

- 32.1** Veuillez expliquer davantage l'affirmation de la référence (i).

Réponse:

Lors de la phase 2 du dossier R-3492-2002, le Distributeur n'avait pas considéré d'ajustement du volume de consommation et du coût unitaire moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale en fonction du taux de pertes.

Le volume de consommation patrimoniale de 165 TWh et le coût unitaire moyen de 2,79 ¢/kWh ont été déterminés avec un taux de pertes de 8,4 %, tel que mentionné au décret 1277-2001 :

- ✓ au niveau des ventes : 165,000 TWh @ 2,790 ¢/kWh = 4 603,5 M\$;
- ✓ au niveau de la production avec un taux de pertes de 8,4 % :

$$165,000 \text{ TWh} + \text{pertes } 8,4 \% = 178,860 \text{ TWh} ;$$

$$4\ 603,5 \text{ M\$} \div 178,860 \text{ TWh} = 2,574 \text{ ¢/kWh} ;$$

Avec un taux de pertes de 7,8 % en 2004, le volume maximal de consommation patrimoniale à considérer aurait été de 165 900 TWh pour un coût de 2,775 ¢/kWh :

- ✓ au niveau des ventes avec un taux de pertes de 7,8 % :

$$178,860 \text{ TWh avec un taux de pertes de } 7,8 \% = 165,900 \text{ TWh} ;$$

$$2,574 \text{ ¢/kWh avec un taux de pertes de } 7,8 \% = 2,775 \text{ ¢/kWh} ;$$

$$165,900 \text{ TWh @ } 2,775 \text{ ¢/kWh} = 4\ 603,5 \text{ M\$}.$$

Dans le cadre du présent dossier, cet ajustement est pris en considération par souci de cohérence et de comparabilité avec la méthode proposée et les résultats de l'année 2005. Mais puisque les coûts unitaires de fourniture par catégorie de consommateurs de l'année 2004 ont déjà été approuvés par la Régie dans sa décision D-2004-47, un ajustement sur les coûts unitaires, tel que proposé pour 2005, ne peut être appliqué. Le Distributeur propose plutôt, pour l'année de base 2004 du dossier R-3541-2004, l'application d'un facteur d'ajustement sur le coût (en M\$) de chaque catégorie de consommateurs. Ce facteur prend en compte le taux de pertes applicable pour l'année de base 2004 et le taux de pertes inscrit au décret, et est déterminé par la formule suivante :

$$(1 + 0,0781) / (1 + 0,084) = 0,9946$$

- 32.2** Veuillez concilier l'affirmation de la référence (i) avec celle de la référence (iii).

Réponse:

Voir la réponse à la question 32.1 précédente.

- 32.3** Veuillez infirmer ou confirmer que le coût total d'approvisionnement prévu de 4 594,4 M\$ au dossier tarifaire 2004 ne tenait pas compte du taux de perte de 7,8%.

Réponse:

Le 4 594,4 M\$ présenté à la colonne 4 du tableau 9A, de HQD-12, Document 3 (dossier R-3541-2004) ne tient pas compte de l'ajustement du taux de pertes. Ce montant est obtenu par la multiplication des coûts de fourniture par catégorie de consommateurs approuvés dans la phase 2 du dossier R-3492-2002 pour l'année 2004 et des volumes de ventes selon la prévision d'août 2004. Le coût d'approvisionnement par catégorie de consommateurs ajusté pour le taux de pertes est présenté à la colonne 5, tel que mentionné à la note de bas de page numéro 2 de ce tableau et représente au total 4 569,7 M\$.

- 32.4** Dans l'affirmative, veuillez indiquer quel serait le coût total d'approvisionnement du dossier tarifaire 2004 pour tenir compte d'un taux de perte de 7,8%.

Réponse:

Voir la réponse à la question 32.3 précédente.

- 33. Référence :** Pièce HQD-12, document 1, page 24, ligne 17 à 21

Préambule :

« Le volume de consommation postpatrimonial du Distributeur est déterminé par différentiel, c'est-à-dire en soustrayant le volume de consommation patrimonial des ventes totales du Distributeur (excluant les tarifs de gestion, d'énergie de secours, les réseaux autonomes, Rapide des Joachims et incluant l'usage interne). »

Demande :

- 33.1** Veuillez indiquer comment sera déterminé le volume de consommation post-patrimonial lorsque le Distributeur disposera d'un bloc d'énergie de base comparable au bloc contracté auprès de TCE.

Réponse:

Le volume de consommation postpatrimoniale sera déterminé par différentiel, tel que mentionné dans le préambule. Le bloc d'énergie comparable au bloc contracté auprès de TCE constitue un des moyens pour satisfaire les besoins postpatrimoniaux. Le calcul pour établir le volume de consommation postpatrimoniale est indépendant de l'octroi des contrats.

34. Référence : Pièce HQD-12, document 1, page 41, lignes 1 à 6

Préambule :

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

Demande :

34.1 Veuillez indiquer comment sont traitées en terme de coût, revenu, abonnement et consommation les immeubles du Distributeur et ceux des autres divisions.

Réponse:

La vente d'électricité pour les immeubles du Distributeur et ceux des autres divisions est considérée dans la détermination des coûts par catégorie de consommateurs pour les années 2004 et 2005.

Pour la fourniture, les coûts relatifs à ces ventes sont pris en compte. Le tableau 49 (colonne 3) de l'annexe 4 à la page 66 de la pièce HQD-12, Documents 3 et 4 présente les ventes par catégorie de consommateurs aux unités d'Hydro-Québec et pour la consommation des chantiers. Par conséquent, les caractéristiques de consommation pour la fourniture, c'est-à-dire les ventes, les facteurs d'utilisation et les taux de pertes sont déterminés en tenant compte de cette utilisation. Aux fins de la répartition des coûts du transport par catégorie de consommateurs, la détermination de la pointe coïncidente par catégorie de consommateurs intègre la demande de la consommation des immeubles du Distributeur et ceux des autres divisions. Il en est de même pour le calcul des pointes non coïncidentes en moyenne tension et en basse tension utilisées dans la répartition des coûts de puissance du réseau de distribution.

À partir de 2004, le nombre et la valeur des branchements pour les unités d'Hydro-Québec et la consommation interne des chantiers sont pris en compte. Il en est de même au niveau de la fonction gestion des abonnements, puisque le nombre d'abonnements sans multiplicateur tient compte de ces abonnements. Pour la fonction ventes et commercialisation, la fonction «Autres» et les réseaux autonomes, les facteurs de

répartition utilisés tiennent compte de cette utilisation de l'électricité. La consommation des immeubles du Distributeur et ceux des autres divisions est également intégrée dans la fonction mesurage au niveau des compteurs installés et du nombre d'abonnements mesurés.

Pour les revenus, les montants correspondent aux revenus obtenus par le Distributeur auprès des autres divisions. Ces montants sont attribués directement aux catégories de consommateurs et sont de 14,8 M\$ en 2004 et de 17,3 M\$ en 2005, tel qu'indiqué aux pièces HQD-12, Documents 3 et 4, page 40, tableau 27B, colonne 11. La dernière phrase du texte de la preuve du Distributeur présentée en préambule aurait dû se lire comme suit : «Les montants prévus sont de 14,8 M\$ en 2004 et de 17,3 M\$ en 2005.»

35. Référence : Pièce HQD-12, document 1, pages 53 et 54

Préambule :

« Pour la présente cause, les caractéristiques de consommation ont été corrigées notamment pour exclure un événement significatif qui aurait de façon circonstancielle un impact en 2004 et 2005 sur la répartition des coûts de service du Distributeur par catégorie de consommateurs. Il s'agit d'une grève chez un des clients de la catégorie de consommateurs de contrats spéciaux (ABI) qui a été considérée à juste titre dans nos prévisions des ventes mais qui en matière de répartition du coût de service, a pour effet de pénaliser toutes les autres catégories de consommateurs. Les profils de consommation sont donc ajustés pour enlever l'effet de cette grève sur la prévision des ventes. »

Demande :

35.1 Veuillez indiquer en détail les ajustements apportés aux ventes de ABI. Veuillez expliquer l'impact de cet ajustement sur la répartition des catégories de coûts faisant appel au facteur de répartition ajusté dont notamment le coût de fourniture.

Réponse:

Exceptionnellement, certains événements peuvent avoir un impact sur la prévision des ventes d'une catégorie de consommateurs spécifique et avoir des répercussions non seulement sur les caractéristiques de consommation de cette catégorie, mais également sur celles du Distributeur. Compte tenu que les méthodes de répartition de la fourniture et du transport mettent en relation les caractéristiques de consommation de chaque catégorie de consommateurs par rapport à celles du Distributeur, les résultats de la méthode de répartition des coûts s'en trouvent modifiés.

Le Distributeur considère (tel que mentionné à la page 54 de HQD-12, Document 1) que lorsque l'événement est suffisamment important, clairement identifiable et qu'il a une incidence sur les résultats, il est dès lors approprié et justifié de procéder à son ajustement afin d'une part, de ne pas pénaliser ou favoriser les différentes catégories de consommateurs, et d'autre part afin de maintenir la comparabilité et la continuité dans la répartition des coûts au fil des années.

Dans le cas de la répartition du coût de la fourniture, l'ajustement se fait en deux temps. D'abord, les ventes et des caractéristiques de consommation sont considérées avant les effets de la grève. Par la suite, le coût de la fourniture est déterminé en appliquant la formule de répartition du coût de fourniture, qui crée alors un déséquilibre en ce qui a trait à la répartition du coût total. Celui-ci est corrigé dans un deuxième temps avec un facteur d'ajustement.

Le tableau R-35.1 présente l'impact sur le coût de fourniture et le coût de transport par catégorie de consommateurs si aucun ajustement sur les caractéristiques de consommation n'avait été considéré pour enlever l'effet de la grève chez ABI. En ce qui a trait à la répartition du coût de la fourniture, les facteurs d'utilisation de chacune des catégories de consommateurs seraient modifiés, dont entre autres le facteur d'utilisation des contrats spéciaux sans ajustement qui serait de 107,1 % et celui du Distributeur de 68,0 %, comparativement à ceux apparaissant au tableau 9B de HQD-12, Document 4 (99,9 % et 67,9 % respectivement). En ce qui concerne la répartition du coût de transport, seule la pointe coïncidente des contrats spéciaux et du Distributeur seraient modifiées, puisque l'heure de pointe demeure inchangée, et serait de 1 989 MW pour les contrats spéciaux et de 33 807 MW pour le Distributeur, comparativement à celles utilisées dans le présent dossier et présentés au tableau 11 de HQD-12, Document 4 (2 452 MW et 34 270 MW respectivement). Ainsi, au total, si aucun ajustement n'avait été considéré afin d'enlever l'effet de la grève sur les caractéristiques de consommation, c'est 36,3 M\$ de moins qui aurait été attribué aux contrats spéciaux aux détriments des autres catégories de consommateurs. Il est à noter que ce 36,3 M\$ aurait été intégré à l'ajustement du revenu requis des contrats spéciaux, et le revenu requis total du Distributeur aurait été supérieur du même montant.

Tableau R-35.1
Impact en M\$ sur le coût de fourniture et le coût de transport
Année témoin projetée 2005

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Catégorie de consommateurs	Impact sur la fourniture (M\$)	Impact sur le coût de transport	Impact total
1	Domestique			
2	Tarifs D et DM	2,8	15,7	18,5
3	Tarif DH	0,0	0,0	0,0
4	Tarif DT	0,0	0,4	0,4
5	Total	2,8	16,1	18,9
6	Petite et moyenne puissance			
7	Tarifs G et à forfait	0,4	2,8	3,2
8	Tarif G9	0,0	0,2	0,2
9	Tarif M	1,0	4,5	5,5
10	Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,1	0,0	0,1
11	Tarif BT	-	-	-
12	Total	1,5	7,5	9,0
13	Grande puissance			
14	Tarif L	2,4	6,1	8,5
15	Tarif H	(0,0)	0,0	0,0
16	Tarifs LD et LP	-	-	-
17	Contrats spéciaux	(6,7)	(29,7)	(36,3)
18	Total	(4,2)	(23,6)	(27,8)
19	Total	-	-	-

- 36. Référence :** (i) Pièce HQD-13, document 4, page 3
(ii) Dossier R-3492 – Phase 2, HQD-14, doc. 1, page 21

Préambule :

Tableau indiquant les revenus prévus avant et après la hausse tarifaire

Demande :

- 36.1** Comme fourni à la référence (ii) du dossier tarifaire 2004, veuillez ajouter au tableau de la référence (i), l'impact de la proposition tarifaire du Distributeur si elle était appliquée sur l'ensemble des ventes de l'année témoin projetée soit du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005.

Réponse:

Réponse 36.1 :

Année 2005	Abonnements année 2005 (nombre)	Ventes (GWh)	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse de 2,70% au 1 ^{er} avril 2005			Variation						Revenus après la hausse de 2,70% au 1 ^{er} janvier (M\$)	Variation	
			janvier à mars (M\$)	Avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (M\$)	Avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (M\$)	Avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (%)	Avril à décembre (%)	Total (%)		(M\$)	(%)
Domestique	3 153 205	57 447	1 292	2 379	3 671	1 292	2 443	3 735	0	64	64	0,0%	2,7%	1,7%	3 770	99	2,7%
Tarifs D et DM	3 033 829	54 808	1 248	2 295	3 543	1 248	2 357	3 604	0	62	62	0,0%	2,7%	1,7%	3 638	96	2,7%
Tarif DH	177	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	2,7%	1,5%	0	0	2,7%
Tarif DT	119 199	2 635	45	84	129	45	86	131	0	2	2	0,0%	2,7%	1,8%	132	3	2,7%
Petite puissance	282 720	14 313	330	831	1 161	330	854	1 183	0	22	22	0,0%	2,7%	1,9%	1 192	31	2,7%
Tarifs G et T1, T2, T3	273 192	12 668	288	717	1 005	288	736	1 024	0	19	19	0,0%	2,7%	1,9%	1 032	27	2,7%
Éclairage public et Sentinelle	5 783	555	11	32	43	11	33	44	0	1	1	0,0%	2,7%	2,0%	44	1	2,7%
Tarif G-9	3 745	1 089	31	82	113	31	85	115	0	2	2	0,0%	2,7%	2,0%	116	3	2,7%
Moyenne puissance	12 140	26 016	441	1 199	1 641	441	1 232	1 673	0	32	32	0,0%	2,7%	2,0%	1 685	44	2,7%
Tarif M	12 140	26 016	441	1 199	1 641	441	1 232	1 673	0	32	32	0,0%	2,7%	2,0%	1 685	44	2,7%
Grande puissance	244	52 068	519	1 579	2 098	519	1 621	2 140	0	42	42	0,0%	2,7%	2,0%	2 154	56	2,7%
Tarif L	243	52 058	519	1 579	2 097	519	1 621	2 140	0	42	42	0,0%	2,7%	2,0%	2 153	56	2,7%
Tarif H	1	10	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0,0%	2,7%	1,7%	1	0	2,7%
Total - Tarifs réguliers	3 448 309	149 843	2 582	5 989	8 571	2 582	6 150	8 732	0	161	161	0,0%	2,7%	1,9%	8 802	231	2,7%
Contrats spéciaux	7	18 457	118	397	515	118	397	515	0	0	0	s/o	s/o	s/o	515	0	s/o
Gestion de la consommation	2 574	985	14	23	36	14	23	37	0	1	1	0,0%	2,7%	1,7%	37	1	2,7%
Tarif BT	2 574	985	14	23	36	14	23	37	0	1	1	0,0%	2,7%	1,7%	37	1	2,7%
Tarif MR *	(3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	s/o	s/o	s/o	0	0	s/o
Tarif LR *	(5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	s/o	s/o	s/o	0	0	s/o
Tarifs de dépannage	3	5	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0,0%	2,7%	1,9%	1	0	2,7%
Tarif LD	3	5	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0,0%	2,7%	1,9%	1	0	2,7%
Tarif LP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	s/o	s/o	s/o	0	0	s/o
Total	3 450 893	169 291	2 714	6 409	9 123	2 714	6 571	9 285	0	162	162	s/o	s/o	s/o	9 355	232	s/o

* Le nombre d'abonnements aux tarifs MR et LR ainsi que leur consommation de référence sont déjà comptabilisés aux tarifs M et L. Ainsi seule la consommation à la marge est comptabilisée dans ces tarifs. En 2005, la consommation marginale prévue est négligeable.

37. Référence : D-2004-64, page 7 et 8

Préambule :

Dans sa décision D-2004-64 la Régie mentionnait :

«De plus, la Régie rappelle que, dans sa décision D-2003-232 du 15 décembre 2003, elle a pris acte :

"[...] des démarches du Distributeur tant au niveau des associations de consommateurs à faible revenu que de son programme d'aide aux autres clients ayant des difficultés financières et qu'il présentera des propositions à cet égard dans un proche avenir."

En conséquence, la Régie demande au Distributeur de lui faire part de sa position sur ce sujet dans le cadre de son dossier tarifaire 2005 2006. »

Demande :

37.1 Veuillez présenter l'état des démarches et exposer votre position sur le sujet.

Réponse:

Le Distributeur offre des produits et services de mieux en mieux adaptés à tous ses clients, et de façon plus particulière aux ménages à faible revenu en difficulté de paiement de leur facture d'électricité.

Le Distributeur mène actuellement une recherche auprès de clients à faible revenu en difficulté de paiement de leur facture d'électricité afin de déterminer les paramètres permettant d'offrir les meilleurs services adaptés à la situation du client tout en répondant à l'équilibre délicat entre le rôle social et économique du Distributeur.

Le Distributeur explore toutes les avenues possibles dans les limites de son mandat. Lors de la Commission parlementaire sur le Plan stratégique d'Hydro-Québec, il a été mentionné que la recherche de solutions pour aider les ménages à faibles revenus est une responsabilité gouvernementale.

Le Distributeur réitère sa volonté de participer activement à toute initiative gouvernementale dans ce dossier, dans le respect de son rôle et de ses responsabilités de distributeur responsable.