

**COMPTE DE PASS-ON
POUR L'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ
POSTPATRIMONIALE**

**(Pièce remplaçant intégralement
la version originale datée du 16 août 2006)**

Table des matières

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | HISTORIQUE..... | 5 |
| 2 | ÉLÉMENTS COMPOSANT LE COMPTE DE PASS-ON..... | 6 |
| 3 | MODALITÉS DE TRANSFERT DES ÉCARTS DANS LE COMPTE DE PASS-ON | 7 |
| 3.1 | RAPPEL..... | 7 |
| 3.2 | NOUVELLES MODALITÉS PROPOSÉES | 8 |
| 3.3 | MOTIFS À L'APPUI DE LA PROPOSITION | 9 |
| 4 | MODALITÉS DE L'IMPUTATION DES ÉCARTS PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS..... | 11 |
| 5 | SOLDE DU COMPTE DE PASS-ON AU 31 DÉCEMBRE 2005 | 12 |
| 6 | ÉTAT PRÉVISIONNEL DU COMPTE DE PASS-ON DE L'ANNÉE 2006 | 13 |
| 7 | TRAITEMENTS COMPTABLE ET RÉGLEMENTAIRE | 15 |
| 7.1 | MODE DE DISPOSITION DU COMPTE | 15 |
| 7.2 | BASE DE CALCUL DES INTÉRÊTS | 17 |
| 7.3 | EFFET SUR LA BASE DE TARIFICATION | 18 |
| 8 | MODIFICATIONS PROPOSÉES AU PROCESSUS DE TRANSFERT DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT | 19 |
| 8.1 | INFORMATIONS CONNUES EN FIN D'ANNÉE | 19 |
| 8.2 | COMPLEXITÉ DE LA COMPTABILISATION SUR UNE BASE MENSUELLE | 19 |
| 8.3 | TRAITEMENT ASSOCIÉ À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS..... | 21 |
| 9 | CONCLUSION..... | 22 |

1 HISTORIQUE

1 Dans la demande R-3492-2002, Phase 1, le Distributeur soumettait pour
2 approbation à la Régie, le principe de transfert des coûts de fourniture. Le
3 Distributeur visait ainsi la reconnaissance dans son coût de service, ainsi que la
4 récupération dans les tarifs, de l'ensemble des coûts d'approvisionnement et de
5 de tout écart entre les coûts d'approvisionnement réels et les coûts prévus,
6 autant pour la portion rattachée au volume de l'électricité patrimoniale qu'au-delà
7 de ce volume.

8 Dans sa décision D-2003-93, la Régie autorisait ce principe, en limitant toutefois
9 sa portée aux coûts de l'électricité patrimoniale. Ce faisant, elle reconnaissait ces
10 coûts comme une composante intrinsèque du coût de service et permettait au
11 Distributeur d'imputer à un compte de frais reportés toute variation imprévue, au
12 moment de la fixation des tarifs, des coûts de fourniture de l'électricité
13 patrimoniale par catégorie de consommateurs suite à la mise à jour des taux de
14 l'annexe I effectuée par la Régie ou le Gouvernement.

15 Par ailleurs, devant l'atteinte imminente de la quantité d'électricité patrimoniale, le
16 Distributeur soumettait, dans le dossier R-3541-2004, une demande visant à se
17 faire reconnaître le principe de transfert des coûts d'approvisionnement au-delà
18 du volume d'électricité patrimoniale.

19 Dans sa décision D-2005-34, la Régie reconnaît ce principe. La décision
20 D-2005-132 précise pour sa part la portée du transfert autorisé. Ainsi, tous les
21 coûts d'approvisionnement sont reconnus et doivent se refléter dans les tarifs.
22 De plus, la totalité des écarts entre les coûts d'approvisionnement réels et les
23 coûts prévus au cours d'une année, nets des revenus attribuables à la
24 composante fourniture sont imputés à un compte de frais reportés, le compte de
25 *pass-on*, pour récupération ultérieure.

1 Dans le cadre du dossier R-3579-2005, le Distributeur présentait à titre illustratif
2 le portrait du compte de *pass-on* pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale,
3 pour la période couvrant les six premiers mois de l'année 2005. Dans la décision
4 D-2006-34, la Régie reconduit le compte de *pass-on* pour les années 2006 et
5 suivantes, et autorise le calcul de rendement sur le solde du compte au taux
6 moyen du coût en capital, de même que la méthode d'intégration des écarts
7 dans le compte sur la base des données réelles couvrant une période de douze
8 mois, du 1^{er} janvier au 31 décembre.

2 ÉLÉMENTS COMPOSANT LE COMPTE DE *PASS-ON*

9 Une définition globale des écarts versés au compte de *pass-on*, s'énonce comme
10 étant l'excédent des coûts d'approvisionnement réels sur les coûts prévus aux
11 fins de la fixation des tarifs nets des revenus de fourniture. Trois grands éléments
12 sont captés : l'écart volume, l'écart prix et l'écart revenu. Le calcul de l'écart
13 revenu s'appuie sur le principe qu'à des volumes d'achats additionnels
14 correspondent normalement des ventes additionnelles. Ces ventes
15 supplémentaires génèrent des revenus additionnels et contribuent en outre à la
16 récupération des coûts d'approvisionnement excédentaires. L'effet inverse peut
17 aussi être observé, c'est-à-dire qu'à des volumes d'achats moindres que prévus
18 correspondent des revenus moindres.

19 Certains ajustements doivent être apportés au calcul du *pass-on* au-delà des
20 volumes d'électricité patrimoniale pour tenir compte des éléments suivants :

- 21 • les indemnités reçues afin de pallier au défaut d'un fournisseur de livrer
22 une quantité d'énergie prévue par contrat, forçant le Distributeur à
23 s'approvisionner sur les marchés de court terme. L'indemnité serait portée
24 en réduction des coûts inscrits dans le compte de *pass-on*, plus
25 spécifiquement au niveau de l'écart prix ;

- 1 • l'ajustement découlant de la gestion des approvisionnements en temps
2 réel. Il porte sur le volume d'électricité patrimoniale non utilisé malgré
3 l'optimisation de la gestion des bâtonnets. Ce volume n'est connu
4 définitivement qu'à la fin de l'année. Il vient réduire le compte de frais
5 reportés au niveau de l'écart volume pour les coûts non déboursés pour
6 son acquisition ;
- 7 • une variation du taux de pertes observé dans l'année comparativement à
8 celui prévu, à la hausse comme à la baisse, aurait un effet sur le compte
9 de *pass-on* à tous les niveaux. Au niveau de l'écart prix, le coût de
10 l'électricité patrimoniale est établi en fonction du taux de pertes prévu, ce
11 qui signifie que ce coût devrait être différent avec un taux de pertes réel
12 différent. Au niveau de l'écart volume, un taux de pertes réel différent du
13 taux prévu implique un volume différent d'énergie acquise. L'écart volume
14 et l'écart prix associés au taux de pertes s'annulent tel que le démontre
15 l'annexe 1 du présent document. Ils sont par conséquent exclus du calcul.
16 Toutefois, il faut calculer l'écart revenu à partir des ventes réelles sur la
17 base d'un taux de pertes réel.

3 MODALITÉS DE TRANSFERT DES ÉCARTS DANS LE COMPTE DE PASS-ON

3.1 Rappel

18 Dans sa décision D-2006-34, la Régie acceptait la proposition du Distributeur à
19 l'effet d'intégrer les écarts constatés de coûts d'approvisionnement sur une
20 période de 12 mois, soit du 1^{er} janvier au 31 décembre dans le dossier tarifaire
21 du deuxième exercice subséquent à la période de calcul. Ces écarts sont établis
22 par différence entre les coûts d'approvisionnement réels et les coûts projetés,

1 après ajustements pour tenir compte de l'écart de revenus et des volumes
2 d'électricité patrimoniale inutilisés.

3 Plusieurs éléments conduisent par ailleurs le Distributeur à demander une
4 modification des modalités de calcul et de disposition du compte de frais
5 reportés, applicables aux écarts de l'année 2006 et des années suivantes.

3.2 Nouvelles modalités proposées

6 Pour une année donnée, l'année 2006 correspondant à l'année de référence aux
7 fins des explications suivantes, les modalités de cette option comprennent :

- 8 1. une analyse des écarts sur une base annuelle, du 1^{er} janvier au 31
9 décembre ;
- 10 2. l'intégration, dans les tarifs de la cause subséquente (celle de l'année
11 témoin 2007), des écarts estimés, sans intérêt, au chapitre des coûts
12 d'approvisionnement de l'année de référence (2006). Ces écarts sont
13 établis sur la base de quatre mois réels (janvier à avril 2006) et huit mois
14 projetés (de mai à décembre 2006) ;
- 15 3. l'intégration, dans les tarifs de la cause tarifaire du deuxième exercice
16 subséquent (2008), des ajustements requis en fonction des écarts finaux
17 constatés au chapitre des coûts d'approvisionnement, établis sur la base
18 des douze mois réels (janvier à décembre 2006). Les écarts finaux
19 intègrent notamment les volumes d'électricité patrimoniale non utilisés
20 constatés en fin d'année (2006) et les intérêts afférents applicables sur la
21 période précédant l'intégration des écarts dans les tarifs (soit la période
22 du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2007¹). De façon générale, les
23 ajustements requis correspondent au différentiel entre les écarts réels

¹ Voir à cet effet le calcul des intérêts soumis à la section 4.2 suivante.

1 finaux pour l'année 2006 et les écarts déjà intégrés au dossier tarifaire
2 précédent (2007) pour cette même année (2006).

3.3 Motifs à l'appui de la proposition

3 La proposition du Distributeur présente les avantages suivants :

- 4 • Elle contribue à un meilleur appariement des coûts aux bonnes
5 générations de clients, en réduisant le différé du traitement du compte de
6 *pass-on*.
- 7 • Elle respecte le principe du calcul des écarts sur une base annuelle du 1^{er}
8 janvier au 31 décembre.
- 9 • Elle réduit la portion d'intérêts applicables aux soldes non récupérés ou
10 non versés du compte de frais reportés.
- 11 • Les écarts de coûts d'approvisionnement qui sont immédiatement reflétés
12 dans l'année tarifaire suivante réfèrent aux trois des quatre mois de
13 consommation hivernale les plus importants en amplitude.
- 14 • Le Distributeur peut facilement l'opérationnaliser car :
 - 15 o elle permet de respecter le délai réglementaire souhaité par la Régie
16 dans son guide de dépôt ;
 - 17 o toutes les données pertinentes sont connues au moment du dépôt à la
18 Régie; elles sont établies sur 4 mois réels et 12 mois projetés, soit les
19 mêmes bases que l'ensemble du dossier tarifaire.

20 Dans le contexte particulier de l'année 2006, où les conditions climatiques
21 vécues au début de l'année 2006 ont été exceptionnellement plus chaudes que
22 la normale, cette option se traduit par un solde créditeur très important, estimé à
23 182 M\$, qui vient réduire le coût du service du Distributeur de l'année 2007 pour
24 le bénéfice de l'ensemble des clients du Québec.

1 Le tableau suivant illustre l'impact des conditions climatiques de 2006 sur les
2 besoins en énergie du Distributeur.

3 **TABLEAU 1**
Impact des conditions climatiques sur les besoins réguliers du Distributeur
en énergie (GWh)
Période de janvier à avril - Année 2006

| | Janvier | Février | Mars | Avril | Période Janvier-Avril |
|---|---------------|-------------|-------------|-------------|--------------------------|
| Écart-type ^a | 725 | 645 | 605 | 390 | 1 437 |
| Cas extrême ^a | -1 578 | -1 537 | -1 172 | -906 | -3 417 |
| Impact réel pour 2006 | -1 540 | -108 | -330 | -538 | -2 516 |
| Probabilité d'avoir un impact climatique plus négatif que l'impact réel | 1,4% | 37,1% | 32,4% | 10,5% | 2,4% |

^a : Statistiques d'aléa climatique découlant de 210 simulations horaires de BRD pour la période de janvier à avril 2006 basées sur les différentes conditions climatiques observées de 1971 à 2000.

4
5 L'impact des conditions climatiques sur les besoins en énergie du Distributeur
6 pour la période de janvier à avril 2006 représente près de 60 % de la baisse de
7 4,3 TWh de la prévision de la demande entre l'année 2006 projetée au dossier
8 tarifaire R-3579-2005² et l'année de base 2006 au présent dossier.

9 Étant donné l'ensemble de ces motifs et l'importance du solde créditeur qui en
10 résulte pour l'année 2006, le Distributeur croit opportun d'en faire bénéficier la
11 clientèle dès 2007.

12 Aussi, pour les fins du présent dossier, le Distributeur traite distinctement les
13 soldes du compte de *pass-on* des années 2005 et 2006. Pour l'année 2005, les
14 modalités reconnues par la Régie ont été intégralement appliquées. Pour l'année
15 2006, le Distributeur prend en compte la nouvelle proposition et intègre un
16 premier solde de *pass-on* pour cette année, basé sur quatre mois réels et huit
17 mois projetés. Le détail des soldes considérés est fourni aux sections 5 et 6.
18 Enfin, tel que mentionné, le dossier tarifaire 2008 intégrera les ajustements

² Voir à cet effet la section 1.2 de la pièce HQD-2, Document 1 portant sur la prévision de la demande.

1 nécessaires pour ramener les écarts relatifs à l'année 2006 sur la base de
2 données exclusivement réelles.

4 MODALITÉS DE L'IMPUTATION DES ÉCARTS PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS

3 Bien qu'ils ne soient définitivement connus qu'en fin d'année, les écarts entre les
4 ventes réelles et les ventes prévues ont, jusqu'à présent, été calculés
5 mensuellement par catégorie de consommateurs sur l'ensemble des ventes
6 patrimoniales et postpatrimoniales, en tenant compte des ajustements
7 précédemment mentionnés et des nombreuses hypothèses nécessaires à leur
8 calcul.

9 À ce stade, il importe de rappeler la liaison étroite qui existe entre la méthode de
10 répartition du coût de fourniture et le calcul du *pass-on* des coûts
11 d'approvisionnement qui seront versés dans le compte de frais reportés. Les
12 volumes et les coûts prévus pour une année donnée sont déterminés selon la
13 méthode du facteur d'utilisation du Distributeur. Le *pass-on* est calculé par
14 catégorie de consommateurs conformément à cette méthode.

15 En s'appuyant sur des principes de cohérence avec la méthode de répartition du
16 coût de fourniture et de causalité des coûts, le Distributeur a établi des règles
17 pour répartir les coûts et les volumes réels et prévisionnels mensuellement entre
18 les catégories de consommateurs. En plus des hypothèses détaillées au dossier
19 R-3579-2005 à la pièce HQD-4, Document 4, page 13, et en tenant compte des
20 informations additionnelles connues à la fin de l'année, le volume patrimonial non
21 utilisé est réparti mensuellement par catégorie de consommateurs au prorata des
22 écarts des ventes totales réelles par rapport aux ventes prévues.

5 SOLDE DU COMPTE DE PASS-ON AU 31 DÉCEMBRE 2005

1 L'année 2005 est la première année où le volume d'électricité patrimoniale a été
2 dépassé et pour laquelle le Distributeur dispose à ce jour de toutes les
3 informations permettant de rendre compte des écarts cumulés dans le compte de
4 frais reportés.

5 Le tableau 1 présente l'écart net calculé par catégorie de consommateurs pour
6 l'année 2005, en distinguant l'écart volume, l'écart prix et l'écart revenu. Au 31
7 décembre 2005, l'écart net total versé dans le compte est de 36 M\$ et se détaille
8 comme suit :

- 9 • écart volume : une augmentation du volume d'achats postpatrimoniaux de
10 439 GWh pour un montant de 35,1 M\$ contrebalancé en partie par une
11 diminution du volume d'achats patrimoniaux de 286 GWh pour un montant
12 de 10,9 M\$;
- 13 • écart prix : une diminution de 0,2 ¢/kWh³ du prix payé de l'électricité
14 postpatrimoniale comparativement à celui prévu pour un montant de
15 4,9 M\$;
- 16 • écart revenu : une perte de revenus pour un montant de 14,3 M\$ due à
17 des ventes moindres de 417 GWh s'expliquant par :
 - 18 o un volume moindre de 571 GWh associé à une augmentation du taux
19 de pertes prévu de 7,5 % à un taux observé de 7,86 % ;
 - 20 o une augmentation nette des volumes d'électricité patrimoniale et
21 postpatrimoniale de 154 GWh ;
- 22 • la récupération de 2,1 M\$ des frais reportés attribuables aux contrats
23 spéciaux auprès du Producteur pendant l'année courante. À noter que
24 l'exercice de calcul pour évaluer le compte de *pass-on* doit inclure les

³ Voir Annexe 2 du présent document.

- 1 contrats spéciaux puisqu'ils font partie de l'électricité patrimoniale et
 2 postpatrimoniale ;
- 3 • des intérêts cumulés de 4,6 M\$ calculés sur les deux années 2005 et
 4 2006 pour des montants respectifs de 1,9 M\$ et 2,7 M\$.

5 **TABLEAU 2 DÉTAIL DU COMPTE DE PASS-ON**

| (1) Catégorie de consommateurs | (2) Écart volume | | (3) Patrimonial | (4) Écart prix | (5) Écart revenu | (6)=(2)+(3)+(4)-(5) Écart net | (7) Intérêts | | (8) 2006 | (9)=(6)+(7)+(8) Frais reportés en 2007 |
|---|---------------------|---------------|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------------------|-----------------|-------------|-------------|--|
| | Postpatrimonial | Patrimonial | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | 2005 | 2006 | M\$ | M\$ |
| Domestique | | | | | | | | | | |
| Tarifs D et DM | 11,4 | (17,6) | (0,9) | (20,2) | 13,1 | 0,8 | 1,2 | 15,2 | | |
| Tarif DH | 0,0 | (0,0) | (0,0) | (0,0) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| Tarif DT | 0,5 | (1,3) | (0,1) | (1,4) | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | | |
| Total | 11,9 | (18,9) | (1,0) | (21,6) | 13,6 | 0,9 | 1,3 | 15,8 | | |
| Petite et moyenne puissance | | | | | | | | | | |
| Tarifs G et à forfait | 2,9 | 1,8 | (0,4) | 1,5 | 2,8 | 0,2 | 0,2 | 3,2 | | |
| Tarif G9 | 0,2 | 0,1 | (0,0) | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | | |
| Tarif M | 5,8 | 6,8 | (0,9) | 6,4 | 5,4 | 0,3 | 0,4 | 6,1 | | |
| Tarifs d'éclairage public et Sent. | 0,2 | 0,0 | (0,0) | 0,1 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | | |
| Total | 9,1 | 8,7 | (1,3) | 8,0 | 8,6 | 0,5 | 0,7 | 9,8 | | |
| Grande puissance | | | | | | | | | | |
| Tarif L | 8,9 | (29,7) | (1,8) | (32,0) | 9,2 | 0,5 | 0,7 | 10,5 | | |
| Tarif H | 0,0 | (0,0) | (0,0) | (0,0) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| Contrats spéciaux | 5,2 | 29,0 | (0,8) | 31,3 | 2,1 | - | - | - | | |
| Total | 14,0 | (0,7) | (2,7) | (0,7) | 11,3 | 0,5 | 0,7 | 10,5 | | |
| Total | 35,1 | (10,9) | (4,9) | (14,3) | 33,5 | 1,9 | 2,7 | 36,0 | | |
| Total excluant les contrats spéciaux | | | | | 31,4 | | | 36,0 | | |

6 **ÉTAT PRÉVISIONNEL DU COMPTE DE PASS-ON DE L'ANNÉE 2006**

- 7 Tel qu'exposé à la section 3, le Distributeur propose de refléter dans ses tarifs
 8 2007 le compte de *pass-on* prévu pour l'année 2006 incorporant quatre mois
 9 d'écartés réels et huit mois d'écartés projetés. Sur ces bases, le solde du compte
 10 de frais reportés correspond en 2006 à un crédit de 182 M\$.

1 **TABLEAU 3 COMPTE DE PASS-ON PRÉVU POUR L'ANNÉE 2006**

| (1) | (2) | | (3) | (4) | (5) | (6)=(2)+(3)+(4)-(5) |
|---|-----------------|---------------|-------------|----------------|---------------------------|---------------------|
| Catégorie de consommateurs | Écart volume | | Écart prix | Écart revenu | Écart net projeté en 2006 | |
| | Postpatrimonial | Patrimonial | | | | |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | |
| Domestique | | | | | | |
| Tarifs D et DM | (145,0) | (22,8) | 17,0 | (73,2) | (77,7) | |
| Tarif DH | (0,0) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | (0,0) | |
| Tarif DT | (5,2) | 4,8 | 0,7 | 3,6 | (3,2) | |
| Total | (150,2) | (18,0) | 17,7 | (69,6) | (80,9) | |
| Petite et moyenne puissance | | | | | | |
| Tarifs G et à forfait | (29,5) | 0,4 | 3,5 | (9,4) | (16,2) | |
| Tarif G9 | (2,5) | 0,2 | 0,3 | (0,6) | (1,4) | |
| Tarif M | (56,4) | 9,7 | 6,9 | (8,1) | (31,7) | |
| Tarifs d'éclairage public et Sent. | (1,1) | 0,4 | 0,1 | 0,0 | (0,7) | |
| Total | (89,6) | 10,7 | 10,9 | (18,1) | (49,8) | |
| Grande puissance | | | | | | |
| Tarif L | (93,6) | (1,0) | 11,1 | (32,4) | (51,2) | |
| Tarif H | (0,0) | (0,0) | 0,0 | (0,0) | (0,0) | |
| Contrats spéciaux | (52,6) | (2,5) | 6,2 | (20,5) | (28,4) | |
| Total | (146,2) | (3,6) | 17,2 | (53,0) | (79,6) | |
| Total | (386,0) | (10,9) | 45,8 | (140,7) | (210,4) | |
| Total excluant les contrats spéciaux | | | | | (182,0) | |

2
3 Ce crédit tient compte des éléments suivants :

- 4 • écart volume : une diminution du volume d'achats postpatrimoniaux de
5 4 074 GWh pour un montant de 386 M\$. Malgré l'optimisation faite dans le
6 cadre de la gestion des approvisionnements en temps réel, un volume
7 d'électricité patrimoniale de 280 GWh est maintenant prévu être inutilisé.
8 pour un montant de 10,9 M\$;
- 9 • écart prix : une augmentation de 1,35 ¢/kWh⁴ du prix payé de l'électricité
10 postpatrimoniale comparativement à celui prévu pour un montant de
11 45,8 M\$;
- 12 • écart revenu : une perte de revenus pour un montant de 140,7 M\$ due à
13 des ventes moindres de 4 495 GWh s'expliquant par :

⁴ Voir Annexe 2 à la fin du document

- 1 ○ un volume moindre de 139 GWh associé à une augmentation du taux
- 2 de pertes prévu de 7,5 % à un taux maintenant prévu de 7,58 % ;
- 3 ○ une diminution nette des volumes d'électricité patrimoniale et
- 4 postpatrimoniale de 4 356 GWh ;
- 5 • la déduction prévue de -28,4 M\$ des frais reportés attribuables aux
- 6 contrats spéciaux.

7 Considérant la base de calcul des intérêts proposée dans la section 7.2, le

8 montant créditeur de 182 M\$ exclut tout-intérêt. Le Distributeur appliquera des

9 intérêts à partir du 31 décembre 2006, soit une fois que l'ensemble des écarts

10 réels sur les coûts d'approvisionnement pour l'année 2006 seront connus.

11 Les ajustements requis décrits au paragraphe 3 de la section 3.2 correspondront

12 au différentiel entre le montant de 182 M\$ inscrit dans le coût de service de

13 l'année 2007 et les écarts réels finaux pour le compte de *pass-on* de l'année

14 2006. Ils se reflèteront dans le dossier tarifaire 2008.

7 TRAITEMENTS COMPTABLE ET RÉGLEMENTAIRE

15 La présente section porte sur le fonctionnement du compte de frais reportés sur

16 les approvisionnements postpatrimoniaux et sur la disposition de son solde aux

17 fins de la récupération des coûts dans les tarifs.

7.1 Mode de disposition du compte

18 Dans le dossier R-3579-2005, le Distributeur énonçait que les écarts de coûts

19 versés dans le compte de *pass-on* représentent des charges qui, si elles avaient

20 été connues au moment de la détermination des tarifs, auraient été incluses

21 intégralement dans les revenus requis de l'année témoin afférente. Ainsi, le

22 Distributeur aurait normalement proposé une disposition annuelle intégrale du

23 solde du compte. Par ailleurs, le Distributeur était d'avis que l'ampleur des

1 sommes portées au compte pourrait l'inciter à privilégier le report et le lissage
2 des écarts devant être intégrés dans son coût de service. Le Distributeur jugeait
3 alors prématuré de proposer une mesure relative à la disposition de ce compte
4 avant d'en saisir le portrait global au terme de sa première année d'utilisation
5 (année 2005). Aussi, dans sa décision D-2006-34, la Régie demandait au
6 Distributeur de présenter les modalités de disposition du compte dans le
7 prochain dossier tarifaire.

8 Le portrait global pour l'année 2005, dépeint au tableau 1, indique que le solde
9 du compte de frais reportés se chiffre à 36 M\$, se composant d'un montant de
10 31,4 M\$ attribuable aux écarts de coûts, et de 4,6 M\$ de frais d'intérêts pour les
11 années 2005 et 2006. Le *pass-on* prévu pour l'année 2006 et intégré dès 2007
12 dans les coûts d'approvisionnement se chiffre pour sa part à - 182 M\$.

13 Le Distributeur propose de disposer de ces soldes (afférents aux années 2005 et
14 2006) en les intégrant en totalité et sans étalement dans les revenus requis de
15 l'année témoin 2007. Il apparaît souhaitable d'intégrer dès maintenant ces coûts,
16 dans le respect de l'équité intergénérationnelle. Le Distributeur souligne, tel que
17 cela se reflète dans le présent dossier, que les écarts pourront varier dans un
18 sens ou dans l'autre dans le temps. Il convient cependant de préciser que ces
19 écarts ne représentent en fait que la juste prise en compte des coûts réellement
20 encourus, tel qu'indiqué dans l'article 52.1 de la Loi sur la Régie.

21 Enfin, considérant que les sommes cumulées dans le compte de frais reportés se
22 rapportent à des achats au titre des approvisionnements, elles seront affectées à
23 la rubrique achats d'électricité, au moment de leur intégration dans les revenus
24 requis.

7.2 Base de calcul des intérêts

1 Tel que demandé par la Régie dans la décision D-2005-34, les écarts de l'année
2 2005 ont été calculés et inscrits dans le compte de frais reportés sur une base
3 mensuelle. Conséquemment, les intérêts ont donc été calculés à partir du solde
4 prévalant à la fin du mois précédent. Cette méthode est conforme à celle
5 appliquée en regard du compte de frais reportés relatif au tarif BT. Par ailleurs,
6 étant donné la particularité de l'ajustement de fin d'année, le Distributeur
7 demande l'autorisation de calculer les écarts sur une base annuelle plutôt que
8 mensuelle, à compter de l'année 2006. Cette nouvelle pratique se traduirait par
9 le calcul des intérêts sur le solde du compte au 31 décembre d'une année, les
10 intérêts courant à partir du 1^{er} janvier suivant. Le Distributeur est d'avis que cette
11 méthode est davantage représentative des effets de la gestion des
12 approvisionnements touchant l'année dans son ensemble, sans être biaisée par
13 le fait que l'ajustement relatif à la gestion en temps réel ne soit connu qu'en fin
14 d'année. Le calcul des intérêts à partir d'écarts établis mensuellement considère
15 le moment de l'entrée des sommes dans le compte, accordant un poids
16 décroissant aux sommes qui entrent successivement dans le compte au cours de
17 l'année. Ainsi, bien que l'ajustement relatif à la gestion en temps réel résulte
18 d'une gestion couvrant l'année entière, et bien qu'il puisse avoir une incidence
19 sensible sur le solde de fin d'année et parfois de sens contraire, il échappe au
20 calcul des intérêts de l'année courante.

21 Le calcul des écarts sur une base annuelle permet de prendre en compte
22 l'ensemble des écarts réels et des ajustements résultant de la gestion des
23 approvisionnements postpatrimoniaux et de calculer les intérêts sur la
24 sommation de tous ces écarts et ajustements, en leur conférant le même poids.

25 Le Distributeur réitère que le solde prévu du compte de *pass-on* de l'année 2006
26 n'inclut aucun intérêt. Les intérêts applicables en 2007 sur le solde de l'année

1 2006 seront calculés à partir des écarts réels finaux constatés et seront intégrés
2 dans le dossier tarifaire 2008.

7.3 Effet sur la base de tarification

3 Dans le dossier R-3579-2005, le Distributeur demandait l'autorisation d'inscrire le
4 compte de *pass-on* sur les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux dans la
5 base de tarification. De façon précise, le fonctionnement prévoyait l'inscription
6 des écarts dans un premier compte hors base, portant intérêts au taux moyen du
7 coût en capital et le versement du solde de ce compte (incluant les intérêts
8 cumulés) dans un deuxième compte, au début de la deuxième année témoin
9 suivant celle visée par le calcul des écarts. Ce deuxième compte figurerait dans
10 la base de tarification, aux fins de sa disposition. L'inclusion dans la base de ce
11 dernier compte visait à permettre la prise en compte dans les revenus requis, du
12 coût de financement lié au solde non amorti du compte, tout au long de sa
13 période de disposition.

14 Dans la présente demande, le Distributeur propose que l'intégralité du solde du
15 compte de *pass-on* au 31 décembre 2005 soit versé dans les revenus requis
16 2007. Dans ce contexte, la disposition du solde se fera sans étalement, ne
17 nécessitant plus l'utilisation ni même l'intégration du deuxième compte prévu
18 dans la base de tarification. Le versement du solde du compte hors base dans
19 les revenus ne transitera pas par la base de tarification. Ainsi, aucun solde non
20 amorti ne subsistera dans la base de tarification. Le suivi du compte de *pass-on*
21 de l'année 2006 se fera aussi via le compte hors base. Les écarts entre ce qui a
22 été comptabilisé dans le coût de service 2007 (- 182 M\$) et les coûts réels
23 d'approvisionnement de 2006 se fera dans le compte hors base sur lequel
24 s'appliquera, tel que prévu, le rendement autorisé pour 2007.

8 MODIFICATIONS PROPOSÉES AU PROCESSUS DE TRANSFERT DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

1 Le processus de calcul des frais reportés sur la base des exigences actuelles de
2 la Régie pour une évaluation mensuelle des ventes, est très complexe. Il
3 nécessite l'intégration de multiples hypothèses et donne une fausse impression
4 de précision. Pour ces raisons, le Distributeur propose un suivi du compte de
5 frais reportés sur une base annuelle. Plusieurs facteurs viennent appuyer cette
6 proposition :

- 7 • l'information complète n'est connue que sur une base annuelle ;
- 8 • le niveau de complexité d'une imputation mensuelle est élevé ;
- 9 • les données de base servant au calcul du compte de frais reportés sont
10 déterminées sur une base annuelle.

8.1 Informations connues en fin d'année

11 Parmi les informations déterminantes qui ne sont connues qu'en fin d'année, on
12 identifie le placement horaire des bâtonnets associés au volume d'électricité
13 patrimoniale et l'établissement du taux de pertes réel. Ces informations obligent à
14 reprendre les calculs mois par mois, une fois l'année terminée. Un exercice
15 effectué sur une base annuelle, évite un lot de complexités associé à une
16 compilation rétroactive des écarts mensuels.

8.2 Complexité de la comptabilisation sur une base mensuelle

17 Compte tenu du niveau de précision demandé par la Régie, le processus
18 d'évaluation des écarts sur une base mensuelle exige le recours à plusieurs
19 hypothèses additionnelles à celles requises pour la gestion des
20 approvisionnements; celles-ci peuvent avoir d'importantes répercussions sur la

1 répartition du compte de *pass-on* aux catégories de consommateurs qui ont peu
2 de lien avec la causalité des coûts :

3 • La répartition mensuelle de l'électricité patrimoniale utilisant les mêmes
4 règles de proportionnalité qui ont servi à établir ces volumes
5 annuellement ne donne pas les mêmes résultats que la répartition
6 annuelle de l'électricité patrimoniale puisque la répartition des volumes
7 par catégorie de consommateurs n'est pas la même à chacun des mois.
8 De plus, les coûts et les volumes patrimoniaux d'une année spécifique,
9 approuvés par le Gouvernement à travers ses décrets, sont déterminés
10 sur une base annuelle.

11 • La répartition mensuelle du volume d'électricité patrimoniale non utilisé,
12 compte tenu que ce volume ne peut être constaté qu'en fin d'année, rend
13 nécessaire la reconstitution après coup d'un historique mensuel alors que
14 pour des fins de gestion d'approvisionnement, l'entente avec le
15 fournisseur ne requiert qu'une conciliation annuelle des volumes. La
16 gestion des bâtonnets optimise les approvisionnements sur une base
17 annuelle et fait abstraction des catégories de consommateurs. Dans cette
18 perspective, l'attribution de l'électricité patrimoniale non utilisée relève
19 davantage du hasard que d'un véritable lien de causalité.

20 • Le calcul sur une base mensuelle peut avoir pour effet d'imputer aux
21 catégories de consommateurs un coût moyen mensuel qui peut être
22 significativement différent de celui prévu. Pour les mêmes raisons que
23 précédemment, le coût unitaire moyen mensuel, tout en reflétant la
24 situation d'un mois donné, résulte également de l'effet de l'optimisation
25 annuelle de la gestion d'approvisionnement. Par exemple, une réduction
26 importante de la consommation due à une température clémente pourrait
27 signifier un coût unitaire très élevé à cause de contrats sans option de
28 réduction ou de la vente à pertes de l'électricité excédentaire. Ce coût

1 serait alors attribué uniquement aux ventes réduites des catégories de
2 consommateurs présentes durant cette période.

- 3 • Un exercice de suivi du compte des frais reportés sur une base mensuelle
4 nécessite l'évaluation et la conciliation du taux de pertes sur la même
5 base. Actuellement les écarts observés peuvent être relativement
6 significatifs sur une base mensuelle et résultent essentiellement du
7 découpage mensuel des ventes.

8.3 Traitement associé à la méthode de répartition des coûts

8 L'analyse de la complexité additionnelle inhérente à un traitement mensuel des
9 écarts relatifs aux coûts d'approvisionnement ne peut être dissociée de la
10 méthode de répartition des coûts par catégorie de consommateurs. Cette
11 analyse repose actuellement sur la méthode du facteur d'utilisation du
12 Distributeur et il est nécessaire que les hypothèses établies pour le transfert des
13 coûts d'approvisionnement soient inhérentes à la même méthode que celle
14 initialement utilisée pour établir la prévision des coûts.

15 Dans le cas où le traitement à la marge serait retenu par la Régie, le calcul des
16 écarts s'alourdira, notamment en regard de :

- 17 • la complexité accrue de la comptabilisation sur une base horaire plutôt
18 que mensuelle ;
- 19 • la détermination des volumes patrimoniaux horaires par catégorie de
20 consommateurs ;
- 21 • les principes de transfert des volumes de l'électricité patrimoniale en
22 dépassement ou non utilisés entre les catégories de consommateurs;

- 1 • le coût unitaire associé à ces dépassements par catégorie de
2 consommateurs et un mécanisme d'ajustement à prévoir pour rééquilibrer
3 le coût total des approvisionnements.

9 CONCLUSION

4 Sur la base des arguments présentés dans cette pièce, le Distributeur demande
5 l'approbation pour :

- 6 • disposer dans l'exercice subséquent des écarts de coûts
7 d'approvisionnement postpatrimoniaux pour une année de référence
8 donnée établis sur quatre mois d'écarts réels et huit mois d'écarts
9 projetés, et reconnaître, dans le deuxième exercice subséquent, les
10 ajustements requis afin de refléter les écarts réels finaux ;
- 11 • calculer les écarts afférents au compte de frais reportés sur les achats de
12 l'électricité postpatrimoniale **sur une base annuelle** et non sur une base
13 mensuelle ;
- 14 • procéder au calcul des intérêts au taux moyen du coût en capital sur le
15 solde final du compte au 31 décembre d'une année, les intérêts courant à
16 partir du 1^{er} janvier suivant ;
- 17 • disposer du compte de frais reportés sur les achats de l'électricité **sans**
18 **étalement**. Le déversement du solde du compte hors base dans un
19 deuxième compte inscrit à la base de tarification ne sera donc plus
20 nécessaire.

21 Ces demandes s'inscrivent dans le contexte du maintien de la méthode actuelle
22 de répartition des coûts aux différentes catégories de consommateurs. Dans le
23 cas où le traitement à la marge serait privilégié par la Régie, le Distributeur devra
24 revoir la méthode de répartition de ce compte aux catégories de consommateurs.

Annexe 1 : Impact du taux de pertes sur les écarts prix et volume patrimoniaux ¹

| (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7)=(2)+(3)+(4)+(5)-(6) |
|---|------------------------|---------------------------------|---------------------------------|------------------------|---------------------|--------------------------------|
| Catégorie de consommateurs | Écart volume | | Écart prix | | Écart revenu M\$ | Écart net Année 2005 M\$ |
| | Postpatrimonial M\$ | Patrimonial ² M\$ | Patrimonial ³ M\$ | Postpatrimonial M\$ | | |
| Domestique | | | | | | |
| Tarifs D et DM | 11,4 | (24,0) | 6,4 | (0,9) | (20,2) | 13,1 |
| Tarif DH | 0,0 | (0,0) | 0,0 | (0,0) | (0,0) | 0,0 |
| Tarif DT | 0,5 | (1,5) | 0,3 | (0,1) | (1,4) | 0,5 |
| Total | 11,9 | (25,6) | 6,7 | (1,0) | (21,6) | 13,6 |
| Petite et moyenne puissance | | | | | | |
| Tarifs G et à forfait | 2,9 | 0,5 | 1,3 | (0,4) | 1,5 | 2,8 |
| Tarif G9 | 0,2 | (0,1) | 0,1 | (0,0) | 0,0 | 0,2 |
| Tarif M | 5,8 | 4,2 | 2,6 | (0,9) | 6,4 | 5,4 |
| Tarifs d'éclairage public et Sent. | 0,2 | (0,0) | 0,1 | (0,0) | 0,1 | 0,2 |
| Total | 9,1 | 4,6 | 4,1 | (1,3) | 8,0 | 8,6 |
| Grande puissance | | | | | | |
| Tarif L | 8,9 | (34,3) | 4,6 | (1,8) | (32,0) | 9,2 |
| Tarif H | 0,0 | (0,0) | 0,0 | (0,0) | (0,0) | 0,0 |
| Contrats spéciaux | 5,2 | 28,5 | 0,5 | (0,8) | 31,3 | 2,1 |
| Total | 14,0 | (5,8) | 5,1 | (2,7) | (0,7) | 11,3 |
| Total | 35,1 | (26,7) | 15,9 | (4,9) | (14,3) | 33,5 |
| Total excluant les contrats spéciaux | | | | | | 31,4 |

¹ L'impact du taux de pertes sur les écarts postpatrimoniaux est automatiquement intégré dans le calcul du *pass-on*

² La colonne (3) indique l'écart volume/patrimonial. Il se chiffre à **-26,7 M\$** et représente le patrimonial non utilisé et l'impact du taux de pertes réel.

³ La colonne (4) indique l'écart prix/patrimonial : si les coûts patrimoniaux étaient ajustés selon le taux de pertes réel de 7,86%, l'écart prix/patrimonial serait **15,9 M\$**.

La somme des deux écarts identifiés aux colonnes (3) et (4) est égale à **-10,9 M\$** correspondant à l'écart/volume patrimonial figurant à la colonne 2 du tableau 1 de la pièce HQD-4, Document 2. Cela démontre que l'écart volume et l'écart prix associés au taux de pertes s'annulent.

Annexe 2 : Éléments composant les écarts prix de 2005 et 2006

| (1) Catégorie de consommateurs | (2) Écart prix 2005 | | | | (3) Écart prix projeté 2006 | | | |
|--------------------------------------|---------------------|-----------------|--------------|--------------------|-----------------------------|-----------------|---------------|-------------------|
| | (4) ¢/kWh réel | (5) ¢/kWh prévu | (6) GWh réel | (7) M\$ | (8) ¢/kWh réel | (9) ¢/kWh prévu | (10) GWh réel | (11) M\$ |
| Domestique | | | | | | | | |
| Tarifs D et DM | 9,20 | 9,33 | 658 | (0,9) | 12,53 | 10,97 | 1 084 | 17,0 |
| Tarif DH | 8,94 | 9,01 | 0 | (0,0) | 12,12 | 10,61 | 0 | 0,0 |
| Tarif DT | 7,61 | 7,79 | 36 | (0,1) | 10,49 | 9,18 | 54 | 0,7 |
| Total | | | 694 | (1,0) | | | 1 138 | 17,7 |
| Petite et moyenne puissance | | | | | | | | |
| Tarifs G et à forfait | 8,20 | 8,40 | 191 | (0,4) | 11,29 | 9,88 | 252 | 3,5 |
| Tarif G9 | 7,92 | 8,14 | 17 | (0,0) | 10,93 | 9,56 | 22 | 0,3 |
| Tarif M | 7,56 | 7,77 | 426 | (0,9) | 10,45 | 9,15 | 532 | 6,9 |
| Tarifs d'éclairage public et Sent. | 7,56 | 7,61 | 11 | (0,0) | 10,35 | 9,06 | 11 | 0,1 |
| Total | | | 644 | (1,3) | | | 816 | 10,9 |
| Grande puissance | | | | | | | | |
| Tarif L | 6,95 | 7,16 | 859 | (1,8) | 9,64 | 8,44 | 918 | 11,1 |
| Tarif H | 7,54 | 7,70 | 0 | (0,0) | 10,36 | 9,06 | 0 | 0,0 |
| Contrats spéciaux | 6,83 | 7,07 | 338 | (0,8) | 9,52 | 8,33 | 518 | 6,2 |
| Total | | | 1 197 | (2,7) | | | 1 437 | 17,2 |
| Total | 7,73 | 7,93 | 2 534 | (4,9) | 10,82 | 9,47 | 3 391 | 45,8 |
| Écart prix unitaire moyen | | | | -0,20 ¢/kWh | | | | 1,35 ¢/kWh |