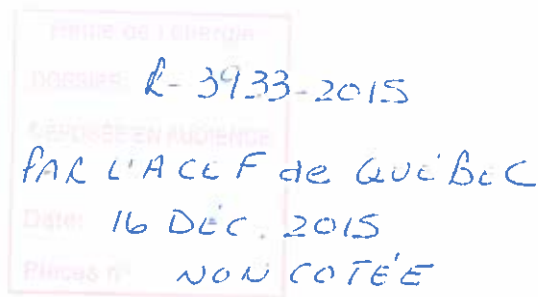


R-3933-2015

ACEF DE QUÉBEC

PLAN D'ARGUMENTATION



## 1. Prévision des besoins en énergie et en puissance

### 1.3 Chutes récentes des prix des ressources et de la valeur du dollar canadien

#### Conclusion et recommandation

Compte tenu que leur variation est récente et pourrait être significative dans le futur, nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de s'assurer qu'ils sont traités adéquatement dans son modèle de régression linéaire des données historiques et d'effectuer tout changement susceptible d'améliorer sa performance.

Les variations des prix des ressources et du dollar canadien ont des impacts relativement importants sur la précision des ventes prévues par le Distributeur.

La question consiste à savoir plutôt si le modèle de régression des données *historiques* utilisé par le Distributeur reflète adéquatement les relations entre ces événements *récents* et les ventes d'énergie, dans le but de disposer des prévisions les plus précises et performantes possibles aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité.

### 1.4 Prévision des besoins en puissance

#### Recommandation

Compte tenu des impacts importants de la prévision des besoins en *puissance* du Distributeur sur les coûts d'approvisionnement et de transport d'électricité à assumer par sa clientèle, nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de réaliser un suivi de la performance de sa prévision des besoins en *puissance*, et d'effectuer tout changement jugé utile pour améliorer sa précision, sans nécessairement attendre les résultats des tests statistiques de son modèle de régression linéaire.

Comme la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages ( Pièce B-0018, page 13) tout écart de la prévision en énergie par usages a un impact sur la prévision en puissance. (preuve page 9)

Là aussi, le Distributeur indique qu'à ce jour il ne dispose pas d'un historique d'écarts de prévision assez long pour réaliser des tests spécifiques à la performance de ses prévisions des besoins en puissance.

Soulignons que tout écart significatif de prévision des besoins en puissance a des impacts importants sur le coût des achats d'énergie de court terme du Distributeur et que ces impacts seront également importants sur la facture de transport d'électricité du Distributeur, car cette dernière se calcule sur la base des besoins en puissance du Distributeur (Preuve page 10).

Nous pensons que l'écart estimé par le Distributeur découlant de son modèle de prévision en puissance de 2,7% est relativement important (pièce B-77, page 16) ce qui pourrait causer une facture de transport sur-évaluée d'autour de 77 M\$, (preuve page 10)

## **1.5 Impact potentiel du tarif de développement économique**

### **Conclusion et recommandation**

**Nous recommandons donc respectueusement à la Régie de réitérer sa demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique, incluant les volumes d'énergie offerts à ce tarif et une mise à jour de la simulation de la rentabilité du tarif, tel qu'exigée dans la décision D-2015-018.**

Trois demandes d'adhésion lui ont été soumises et sont en cours d'évaluation. Selon le Distributeur un volume annuel d'énergie associé à ces trois demandes serait de l'ordre de 1 TWh à terme et l'impact sur les besoins en puissance serait de l'ordre de 100 MW (B-71 page 43 et 44, preuve page 11).

Estimant que la probabilité de réalisation de ces projets est faible le Distributeur n'a pas'inclut les besoins potentiels en énergie et en puissance des projets associés au tarif de développement économique dans ses prévisions des besoins énergétiques de 2016 (B-71 page 43, preuve page 11).

Nous sommes d'avis que le modèle de régression des données historiques du Distributeur ne peut pas prévoir les besoins associés à ce tarif d'où la proposition d'un suivi particulier de son développement.

## **2. traitement comptable des coûts associés à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en périodes de pointe**

### **Conclusion et recommandation**

**Nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de traiter les coûts liés l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en périodes de pointe à titre de coût d'approvisionnement du Distributeur en fonction des factures reçues, à condition expresse que ces dépenses soient utiles à sa clientèle et que le Distributeur ait l'obligation de les justifier à l'occasion de ses dossiers tarifaires.**

Notes sténo du 7 décembre 2015 : Panel 2 page 29 Question 11 ligne 5, le Distributeur indique qu'il est impossible de fournir de telles pièces mentionnant qu'il est par contre possible d'avoir de l'information dans le rapport annuel , les écarts étant au pass-on (page 31, ligne 20).

Malgré l'affirmation du Distributeur sur la faisabilité de justifier l'utilité des dépenses en fonction de la clientèle, nous maintenons notre recommandation pour les motifs suivants;

L'entente entre TCE et Hydro-Québec ne vise pas uniquement l'approvisionnement en électricité au bénéfice de la clientèle du Distributeur. À n'importe quel moment, Hydro-Québec peut désigner Hydro-Québec Production (le Producteur) ou Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) comme acheteur d'énergie voir l'article 3.1 (d) de l'entente entre TCE et Hydro-Québec cité dans notre preuve page 14.

L'entente peut couvrir à la fois les besoins du Distributeur et ceux du producteur. Par conséquent il faut que la Régie puisse constater que les coûts d'approvisionnement qui découlent de cette entente soient utiles aux consommateurs québécois, les clients du Distributeur, pas du Producteur. C'est pour ce motif que nous pensons que la Régie doit s'assurer, à chaque dossier tarifaire, que les montants réclamés par le Distributeur représentent le coût d'un service utile à la clientèle du Distributeur, preuve page 16.

### **3. coûts d'approvisionnement en électricité**

#### **3.1 Dépenses prévues de 8,75 M\$ en 2016 liées aux ententes avec TCE et Gaz Métro**

##### **3.1.2 Recommandation**

**Nous recommandons respectueusement à la Régie d'exiger que le Distributeur révise le coût associé à l'utilisation ou la non-utilisation de TCE en 2016 qu'il réclame à titre de coût d'approvisionnement et de faire la démonstration de l'utilité de ce coût révisé à sa clientèle en l'année témoin projetée 2016 (approvisionnement en puissance aux périodes de pointe).**

**À défaut d'une démonstration adéquate du Distributeur, nous recommandons que la Régie refuse de reconnaître le montant de 8,75 millions de dollars liés aux contrats avec TCE et Gaz Métro comme coût d'approvisionnement du Distributeur en 2016.**

Ce 8,75 M\$ provient de l'entente entre TCE, Gaz Métro et Hydro-Québec (voir notre preuve page 20). Ce montant représente 7 mois d'utilisation de la centrale TCE à partir de juin 2016. Cependant, le Distributeur ne prévoit aucunement utiliser la centrale TCE pour la pointe 2015-2016 (tableau 5, pièce HQD-6 document 1, page 10).

Par conséquent, ce montant de 8,75 M\$ n'est pas justifié car il n'est pas une dépense utile pour l'approvisionnement de la clientèle pour l'année témoin.

#### **3.2 Coûts de l'intégration éolienne et leurs impacts sur les autres coûts d'approvisionnement en électricité**

##### **3.2.2 Conclusion et recommandation**

**Nous recommandons respectueusement à la Régie d'exiger que le Distributeur respecte les caractéristiques de l'intégration éolienne exigées dans la décision D-2015-014 dans sa gestion des approvisionnements pour 2016 et de lui soumettre un suivi détaillé des coûts d'approvisionnement patrimonial et postpatrimonial et de leurs contributions en puissance et en énergie au prochain dossier tarifaire.**

L'entrée en vigueur de nouveaux contrats d'intégration éolienne en 2016 respectant les exigences de la décision D-2015-014 serait susceptible de réduire les coûts d'approvisionnement par rapport à ceux calculés selon les paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle.

Pour estimer les coûts d'approvisionnement de 2016, le Distributeur a supposé la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne *actuelle* signée avec le Producteur. Cette dernière fixe les retours d'énergie selon un profil uniforme à l'année longue, à 35% de la puissance installée des éoliennes (HQD-6, doc.1, page 7, ligne 9).

Or, dans sa décision D-2015-014, la Régie a fixé les retours d'énergie d'octobre à mars à 40%, un niveau plus élevé que celui de 35% :

« « [215] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans l'appel d'offres, des retours d'énergie selon deux périodes de l'année, l'une pour les mois couvrant d'hiver et une seconde pour les autres mois de l'année. Elle fixe les retours d'énergie à 40 % pour la période d'octobre à mars et à 30 % pour la période d'avril à septembre. »<sup>1</sup> (nos soulignés)

Par conséquent il y a un risque que les estimations de coûts d'approvisionnement patrimonial et post-patrimonial effectuées par le Distributeur pour 2016 pourraient être **sur-évaluées**, puisqu'elles sont basées sur les paramètres du contrat d'intégration éolienne actuel, contrairement aux exigences de la décision D-2015-014.

#### **4. référentiel comptable aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité de 2016-2017**

Cette section de notre mémoire n'est plus pertinente suite à la décision de la Régie dans le dossier R-3927-2015.

**Cependant, nous appuyons la proposition de UC d'appliquer une hausse en fonction de la variation des coûts. Ce qui donne une baisse de tarif de zéro virgule deux pour cent (0,2 %) pour la clientèle domestique.**

#### **5. modifications des modalités de disposition des soldes des comptes de pass-on 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015**

**Nous maintenons notre recommandation à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur de modifier les modalités en vigueur, (preuve page 42).**

Déjà, avant la mise à jour, la demande du Distributeur nécessitait 7,8 M de plus de la part de la clientèle, preuve page 38. Même avec la mise à jour des données, nous sommes d'avis que les changements ne sont pas suffisants pour diminuer de façon significative la contribution demandée aux consommateurs.

---

<sup>1</sup> Régie de l'énergie, D-2015-014, paragraphe 215.

## 6. coûts évités sur le réseau intégré

### Conclusion et recommandation

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de justifier la date de début de nouveaux besoins de puissance de long terme fixée par le Distributeur à 2018-2019. Voir chapitre 6.2.3 de notre preuve, page 47.

En s'appuyant sur le bilan en puissance produit par la Régie dans la décision D-2015-179 et les données du Distributeur, nos calculs montrent qu'il serait plus économique de faire appel aux marchés de court terme de 2015-2016 à 2021-2022 et que les contrats de puissance de long terme plus coûteux ne se justifieraient qu'à partir de 2022-2023, preuve page 47.

Si, à titre d'exemple, le Distributeur peut acheter sur les marchés de court terme au prix de 20 \$/kW-hiver pour l'hiver 2018-2019 et qu'on calcule les coûts évités à 106 \$/kW-hiver comme le propose le Distributeur (HQD-4, doc 4, page 5, par. 1.1.2), le signal de prix serait sur-évalué ou faussé.

### 6.2.4 Coût évité de la puissance de court terme

#### Recommandation

Nous recommandons que l'indicateur de coût évité de la puissance de court terme établi par le Distributeur à 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation) s'applique **pour la période 2015-2016 à 2021-2022 inclusivement.**

Ce coût est identique à celui approuvé par la Régie dans le dossier tarifaire de l'an dernier pour les années 2014-2015 à 2016-2017 (D-2015, page 111, tableau 10). Nous croyons donc qu'il serait raisonnable de retenir cette valeur de 20 \$/kW-hiver comme indicateur de coût évité de la puissance de court terme, considérant le fait que le Distributeur admet qu'il a accès à des marchés compétitifs.

### 6.2.5 Coût évité de la puissance de long terme

#### Recommandation

Considérant le fait que le prix moyen de la puissance résultant de l'appel d'offres A/O 2015 ne refléterait pas les caractéristiques d'un marché concurrentiel et qu'à long terme plusieurs facteurs influeraient sur les besoins et les prix de la puissance (preuve page 53), **nous recommandons à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur de baser les coûts évités de la puissance de long terme sur la valeur de 106 \$/kW-an et de maintenir, aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017, les coûts évités de long terme approuvés par la Régie dans le dossier tarifaire de l'an dernier (R-3905-2014), soit 45 \$/kW-hiver<sup>2</sup> à partir de 2022-2023.**

La valeur moyenne de 106 \$/kW-an découle de trois soumissions, preuve page 50. Cette réponse de seulement 3 candidats indique en rien qu'à long terme le Distributeur ne puisse

<sup>2</sup> Dossier R-3905-2014, D-2015-018, page 112, paragraphe 449.

*Soumissions pour le Réseau produit (puissance Hiver)  
Par le Producteur*

obtenir de la puissance additionnelle à des prix moins chers que la moyenne des soumissions retenues en 2015.

Soulignons la recommandation du groupe conseil faite au Distributeur pour les prochains appels d'offres que le Distributeur accorde plus de temps aux fournisseurs potentiels pour préparer leurs projets de soumission (preuve page 51).

Ce prix moyen de 106 \$/kW-an serait inférieur ou comparable<sup>3</sup> aux coûts d'acquisition de la puissance dans les trois marchés de référence choisis par Merrimack Energy Group, soit les marchés de la Nouvelle-Angleterre, de New York et de la Pennsylvanie<sup>4</sup>. Soulignons cependant que le prix peut varier d'une région à l'autre selon différents facteurs, tel que le mentionne le groupe-conseil (preuve page 52). C'est pour cette raison que nous avons des réserves sur l'application du prix moyen de 106 \$/kW-an pour le Québec (preuve page 52-53).

## **7. stratégies tarifaires pour les années postérieures à 2016-2017 – tarifs domestiques**

### **7.1.7 Conclusion et recommandation**

La proposition du Distributeur de hausser le seuil de la première tranche tout au long de l'année pour « *capter la notion de chauffage de base* » pourrait être interprétée ou comprise comme de la discrimination par usage. Elle n'aiderait pas les petits consommateurs et encouragerait plutôt la consommation en été chez les grands et très grands utilisateurs de l'électricité.

**Nous recommandons donc à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur de hausser le seuil de la première tranche tout au long de l'année dans les prochaines années.**

À l'opposé, une *structure saisonnière* des tarifs domestiques qui comporte un seuil de la première tranche en hiver plus élevé que 30 kWh par jour, par exemple les scénarios de la Régie<sup>5</sup> et de l'ACEF de Québec, permettrait de mieux protéger les petits consommateurs et de mieux refléter le coût de service du Distributeur.

---

<sup>3</sup> Les prix de référence établis par Merrimack sont de l'ordre de 114 à 149 \$C/kW-an (\$ de 2015) :

“Merrimack Energy calculated a range of benchmark capital costs of \$142 to \$185/kW-year levelized in Canadian dollars for a 20 year contract or \$114.30/kW-year (Cn\$) to \$148.90/kW-year (Cn\$) on a real levelized cost basis. The results of the Call for Tenders illustrates that the three contracts executed by Hydro-Quebec Distribution with Hydro-Quebec Production were either below the range (two contracts) or were well within the range established.” (Dossier R-3939-2015, pièce B-0006, page 11).

<sup>4</sup> “For this study, Merrimack Energy will attempt to utilize capital and operating cost information for projects expected to be built and operated in New England, New York, and PJM markets in the Northeast US.”- Dossier R-3939-2015, Pièce B-0006, page 2.

<sup>5</sup> Voir évaluation du Distributeur à la pièce B-0076, page 29, réponse du Distributeur à la question 7.1 de la DDR no 4 de la Régie.

**Nous recommandons donc respectueusement à la Régie de privilégier l'implantation d'une structure saisonnière à deux tranches d'énergie à partir de 2017-2018.**

Le témoignage de monsieur Co Pham et son analyse sur la nécessité d'implanter une tarification saisonnière à deux tranches d'énergie a été très bien démontrée.

Ajoutons les éléments suivants des témoignages des différents panels :

La première tranche de la tarification actuelle ne permet pas de couvrir la totalité ou la quasi-totalité des besoins des consommateurs principalement pour les besoins de chauffage d'hiver. Ainsi, une bonne partie des consommateurs à faibles et moyens revenus doivent utiliser de l'énergie au tarif supérieur de la 2<sup>e</sup> tranche.

Les solutions envisagées pour réduire la consommation d'énergie en hiver telles que les mesures d'efficacité énergétiques ne peuvent s'appliquer adéquatement ou du moins totalement aux consommateurs à faibles et moyens revenus car ils n'ont pas toujours la possibilités d'intervenir sur l'immeuble et son équipement étant donné qu'ils sont bien souvent locataires. De plus, dans plusieurs cas, les consommateurs à faibles revenus sont déjà en stratégie « d'économie d'énergie » puisqu'ils ne peuvent se payer la totalité de l'énergie nécessaire durant les mois d'hiver.

Par conséquent en ce qui concerne la clientèle à faible on ne peut pas dire qu'il y ait des mesures « préventives » de pour éviter des problèmes de paiement. Pour 2015, (note sténo du 4 décembre 2015 panel 1 page 69 ligne 18 et ss : « Lorsqu'on tombe maintenant dans la clientèle faible revenu, on parle quand même de quatre-vingt-dix-neuf mille (99 000) ententes qui ont été faites avec la clientèle faible revenu. Et là il y a deux catégories. Il y a une première catégorie où, carrément, on redéploie ou on donne la possibilité de paiement sur des plus longues périodes. Et il y a un autre groupe, qui est important, tout près de cinquante mille (50 000), cinquante quelques milles, puis ma collègue du service à la clientèle pourra donner des détails un peu plus fins, on parle quand même d'une contribution de radiation de factures. Donc, en gros, des comptes pour lesquels on convient avec le client qu'on radie une certaine partie de la facture, là, pour environ une trentaine de millions. Et je pourrais vous donner des chiffres un peu pour montre l'ampleur de ces sommes-là, là. Si on se ramène juste en deux mille douze (2012) ou en deux mille treize (2013), on parlait d'environ dix millions (10 M) de radiations de compte qui ont été faites. Donc, il y a un net virage qui a été fait. Puis je vous dirais qu'il était déjà commencé en deux mille quatorze (2014) mais, en deux mille quinze (2015), on est rendu avec un appui beaucoup plus souligné de cette clientèle-là, trente millions (30 M). Puis juste pour vous donner ce que vous allez retrouver dans notre dossier tarifaire, on parle de tout près de quarante millions (45 M) pour l'année deux mille seize (2016) de la même façon, de support à cette clientèle-là. »

L'application d'un scénario avec une première tranche plus large couvrant les besoin de base est l'idéal.

La faisabilité de l'implantation d'une deuxième tranche avec tarif saisonnier est aussi une équation qui est **techniquement réalisable** : Voir notes sténo 9 décembre panel 4 page 186, question 203 ligne 15 avec réponse ligne 5 page 187.



De plus, pour éviter un **choc tarifaire** chez certains consommateurs il y a possibilité d'appliquer graduellement le changement : notes sténo 9 décembre panel 4 page 187, ligne 16 équation 204. Réponse ligne 5 et ss page 188 : « puis on essaye toujours, habituellement quand on fait des réformes tarifaires on essaye toujours de s'en tenir à pas plus que trois pour cent (3 %) d'impact pour la clientèle, au-delà de l'ajustement tarifaire. Ça fait que si j'ai des impacts de vingt pour cent (20 %) il va falloir prévoir plusieurs années avant de se rendre là. »

Pour éviter un **choc tarifaire** chez certain consommateur : notes sténo ,page 191 réponse à la question 205 ligne ligne 23 : « c'est si dans la modification de la structure tarifaire, votre facture à vous, je l'augmente de dix pour cent (10 %), bien, on va l'étaler sur plusieurs années, là, on ne fera pas ça d'un coup, là. C'est ça qui est... c'est ça qu'on veut faire. Parce que bien que j'aie une année comme cette année, une hausse de un point sept pour cent (1.7 %), s'il y a des clients qui ont des hausses de quinze pour cent (15 %) puis il y en a d'autres qui ont des baisses de quinze pour cent (15 %), bien il va y avoir... ça va être un choc tarifaire, là, il va falloir qu'on... les gens, ils ne seront pas contents de cette situation-là et ce n'est pas ça qu'on veut, là. C'est qu'on veut être en mesure de faire progresser les structures tarifaires progressivement »

## **7.2 Facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement (stratégie proposée par le Distributeur)**

### **Conclusion et recommandation**

Selon nous, le Distributeur aura encore beaucoup d'éléments à étudier avant une implantation éventuelle de la facturation minimale.

Dans ce contexte, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur d'approfondir le sujet, en évaluant notamment les impacts sur la facture de différents segments de sa clientèle et surtout sur les stratégies tarifaires pour encourager l'utilisation efficace de l'énergie pratiquées par la Régie depuis une décennie.

## **7.3 Tarif distinct pour les clients de plus de 50 kW facturés en puissance et en énergie (tarif D2) [stratégie proposée par le Distributeur]**

### **Conclusion et Recommandation**

La création d'un tarif distinct pour les clients consommant plus de 50 kW permettrait de mieux refléter leur coût de service et offrir au Distributeur plus de flexibilité dans l'élaboration et la réalisation de sa stratégie tarifaire, sans nuire de façon perceptible à 99,9% de la clientèle

domestique ni à l'indice d'inter-financement entre les catégories de consommateurs. Considérant ces avantages, nous recommandons à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de s'orienter vers la création d'un tarif distinct pour les clients domestiques consommant plus de 50 kW dans les prochaines années.

#### **7.4 Tarif bi-énergie résidentielle DT (notre proposition)**

##### **Recommandation**

Considérant les avantages indéniables du tarif bi-énergie résidentielle pour le Distributeur et pour sa clientèle, nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre, au plus tard au prochain dossier tarifaire, des propositions tarifaires et commerciales concrètes afin d'accélérer le maintien et le développement du parc bi-énergie résidentielle.

### **8. stratégies tarifaires pour 2016-2017 – tarifs domestiques**

#### **8.1 Stratégie de hausse uniforme des composantes des tarifs domestiques proposée par le Distributeur pour 2016-2017**

##### **Conclusion et recommandation**

La stratégie appliquée par la Régie des dernières années protège mieux les petits consommateurs et les ménages à faible revenu que la stratégie de hausse uniforme des composantes des tarifs domestiques proposée par le Distributeur<sup>6</sup>.

Nous recommandons respectueusement que la Régie maintienne la stratégie actuelle aux fins de l'établissement des tarifs domestiques de l'année tarifaire 2016-2017.

Cette recommandation est conditionnelle à un niveau de hausse tarifaire de 1,9% ou moins, car une hausse tarifaire plus élevée que 1,9% selon la stratégie de « *hausse deux fois plus élevée en deuxième tranche qu'en première* » causerait des impacts négatifs relativement importants chez certains petits consommateurs<sup>7</sup>.

#### **8.2 Signal commercial exceptionnel aux clients au tarif DT en 2016**

---

<sup>6</sup> La stratégie actuelle ne serait pas favorable à tous les ménages à faible revenu, car certains consomment beaucoup d'énergie en deuxième tranche en hiver (voir la distribution des consommations d'électricité des ménages à faible revenu à la page 9 de la présentation du Distributeur à la séance de travail du 30 avril 2015).

<sup>7</sup> Nous évitons d'indiquer un pourcentage de hausse tarifaire précis, car l'examen des coûts par la Régie dans le présent dossier résulterait en un niveau de hausse tarifaire différent de celui demandé par le Distributeur.

## **Recommandation**

Dans l'hypothèse d'une hausse des tarifs d'environ 1,9% aux clients réguliers du Distributeur autres que le tarif L pour 2016-2017, nous recommandons à la Régie d'appliquer exceptionnellement une hausse du tarif DT d'environ 1% et d'ajouter environ 0,015% de hausse aux autres tarifs réguliers, le tout pour donner au Distributeur le même niveau de revenu requis que fixera la Régie.

