

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Dossier R-3933-2015

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2016-2017**

MÉMOIRE DE L'ACEF DE QUÉBEC

Préparé par :

Co Pham, Ph.D., ing.

Consultant en énergie

5 novembre 2015

LEXIQUE

Convention : Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité – Livraisons en base – 350 MW — entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production (Dossier R-3726-2010, pièce HQD-1, document 3.1).

Conventions : Conventions amendées – Livraisons en base – 350 MW et Livraisons cyclables – 250 MW.

Contrat en base de 350 MW: Contrat d'approvisionnement en électricité pour des livraisons en base de 350 MW signé entre le Distributeur et le Producteur le 10 décembre 2002.

Distributeur : Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.

Plan : Plan d'approvisionnement 2014-2023.

Producteur : Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité.

Régie : Régie de l'énergie.

TCE : TransCanada Energy Ltd.

ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

\$ dollar(s) canadien(s)

GWh gigawattheure — 10^9 ou 1 000 000 000 Wh

k kilo (mille)

kW kilowatt

kWh kilowattheure — 1 000 Wh

M méga (million)

MW mégawatt

MWh mégawattheure — 10^6 ou 1 000 000 Wh

TWh térawattheure — 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

INTRODUCTION

Dans le cadre du dossier R-3933-2015 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'ACEF de Québec soumet le présent mémoire qui traite des sujets suivants :

1. Prévission des besoins en énergie et en puissance;
2. traitement comptable des coûts associés à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en périodes de pointe;
3. coûts d'approvisionnement en électricité;
4. référentiel comptable aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité de 2016-2017;
5. modifications des modalités de disposition des soldes des comptes de *pass-on* 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015;
6. coûts évités sur le réseau intégré;
7. stratégies tarifaires pour les années postérieures à 2016-2017 – tarifs domestiques;
8. stratégies tarifaires pour 2016-2017 – tarifs domestiques.

Tous ces sujets ont été acceptés par la Régie comme enjeux à débattre au présent dossier, par sa décision D-2015-153 du 17 septembre 2015.

SECTION 1

PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

1.1 Introduction

La prévision des besoins en énergie et en puissance constitue un exercice capital dans l'établissement des tarifs d'électricité. En effet, les résultats de la prévision des besoins (demande en énergie) effectuée par le Distributeur sont utilisés dans plusieurs de ses activités, par exemple, la gestion des approvisionnements en électricité et les calculs de leurs coûts, la détermination de la facture de transport du Distributeur, la répartition des coûts, l'évaluation de la situation d'inter-financement entre les catégories de consommateurs, les calculs du revenu requis du Distributeur et les ajustements tarifaires.

Dans ce contexte, l'ACEF de Québec juge qu'il est important de s'assurer que les prévisions des besoins sont objectives et rigoureuses.

Dans ce qui suit, l'ACEF de Québec soumet respectueusement à la Régie ses observations et recommandations relativement à la prévision des besoins en énergie et en puissance.

1.2 Prévisions des ventes et des besoins en énergie

Le Distributeur prévoit des *ventes* d'électricité de 171 241 GWh pour l'année témoin 2016, soit une croissance de 503 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2015.¹

En ajoutant aux *ventes* des *pertes techniques* de distribution et de transport, ainsi qu'en faisant certains autres ajustements, les *besoins* en énergie du Distributeur en 2016 se chiffraient à 184,9 TWh.²

¹ Pièce B-0018, page 5, ligne 26.

² Pièce B-0018, page 14, tableau 6.

La croissance des ventes de 503 GWh entre 2015 et 2016 pourrait être considérée comme relativement faible (0,29%³). Cependant, elle constituerait un renversement de tendance si l'on considère la légère diminution des ventes (402 GWh) entre 2014 et 2015.⁴

Selon les prévisions du Distributeur, le secteur résidentiel et agricole (tarifs D, DM, et DT) aurait une croissance relativement élevée en 2016, soit 1 117 GWh, suivi par les secteurs commercial, institutionnel, et « industriel PME » (147 GWh)⁵.

À l'opposé, le secteur « Industriel Grandes entreprises (tarif L) » aurait une diminution des ventes (1 091 GWh), alors que les ventes au secteur « *contrats spéciaux* » augmenteraient de 201 GWh.⁶

Les prévisions des ventes du Distributeur varient donc sensiblement par secteur d'activités économiques.

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

Dans sa preuve, le Distributeur explique que depuis juin 2014, les prix mondiaux de l'énergie ont baissé et entraîné dans leur chute les prix d'autres ressources de base et la valeur de plusieurs devises.⁷

Il soutient également que la dévaluation du dollar canadien au cours de la dernière année a fortement stimulé les exportations internationales du Québec (+ 7,3%).⁸

³ Ventes normalisée en 2015 : 170 738 GWh (pièce B-0018, page 6, tableau 1)

Croissance en pourcentage entre 2015 et 2016 : $503/170\ 738 \times 100 = 0,29\%$.

⁴ Pièce B-0018, page 6, tableau 1.

⁵ Pièce B-0018, page 7, tableau 2 et page 9, tableau 3.

⁶ Pièce B-0018, page 11, tableau 4.

⁷ Pièce B-0018, page 5.

⁸ Pièce B-0018, page 8.

La chute des prix des ressources et la chute de la valeur du dollar canadien depuis 2014 constitueraient donc des facteurs importants à tenir compte dans la prévision des ventes d'énergie du Distributeur.

Nous avons donc sollicité auprès du Distributeur des explications pour bien comprendre comment il tient compte de ces événements récents dans sa prévision des ventes d'électricité de 2016 :

« Demandes :

5.1 Le Distributeur affirme à la référence (i) qu'il tient compte du « contexte général » constaté depuis juin 2014 dans sa prévision des ventes d'électricité de 2016. Veuillez décrire en détail comment le Distributeur tient compte de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien depuis 2014 dans sa prévision des ventes d'électricité pour l'année témoin 2016.

Réponse :

Le Distributeur s'est doté de modèles de régressions linéaires multiples pour la prévision économique, la prévision des ventes et celle des besoins en puissance. Comme il l'a indiqué à la séance d'information du 19 septembre 2014 au dossier R-3905-20141, le modèle employé pour prévoir l'économie du Québec utilise 114 variables explicatives (intrants) et génère des prévisions pour 37 variables économiques. Les équations du modèle constituent un système intégré.

Ainsi, le Distributeur prend en compte les changements des prix des ressources et du taux de change, soit directement lorsqu'il les utilise comme variables explicatives dans certaines équations ou, de façon implicite, lorsque ces mêmes variables deviennent des intrants aux variables explicatives d'autres équations.

De plus, le Distributeur a recours aux prévisions du Conference Board du Canada et d'IHS-Global Insight pour certaines variables des économies canadienne et américaine. Or, ces prévisions tiennent compte de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien depuis 2014.»⁹ (nos soulignés)

La réponse du Distributeur ci-haut reproduite confirme donc qu'il utilise des modèles de régression linéaire pour la prévision des besoins en énergie et en puissance. Les changements des prix des ressources et du taux de change sont pris en compte par les nombreuses variables et équations de son modèle mathématique intégré de régressions linéaires multiples.

La Régie s'est également renseignée auprès du Distributeur sur les impacts de la variation du taux de change sur les ventes prévues par le Distributeur :

⁹

Pièce B-0077, page 10.

« 13.3 Compte tenu de la situation du taux de change \$CA/\$US à ce jour et des prévisions pour l'année témoin (référence (iv)), veuillez estimer, pour l'année de base 2015 ainsi que pour l'année témoin 2016, l'impact d'un taux de change à 1,36 \$CA = 1,00 \$US sur la prévision des ventes pour les différents secteurs industriels compris dans le tarif L.

Réponse :

Un dollar canadien à 74 ¢US (1,36 \$CA = 1,00 \$US), comparativement à 85 ¢US comme utilisé pour la prévision de l'année témoin, entraînerait des ventes additionnelles au tarif L (secteur industriel) de 130 GWh pour 2016. Pour l'année de base, un dollar canadien à 74 ¢US, par rapport au taux prévu de 82 ¢US, entraînerait des ventes additionnelles au tarif L (secteur industriel) de 100 GWh.

Le Distributeur tient à rappeler que la valeur du dollar canadien s'est située en moyenne à 79 ¢US pour les neuf premiers mois de 2015 et que la prévision de ventes de l'année de base comporte, pour les quatre premiers mois, des ventes réelles normalisées. La sensibilité pour l'année de base est donc présentée à titre indicatif. De plus, les sensibilités pour les années de base et témoin traduisent l'impact du taux de change pris isolément sans variation des autres paramètres économiques.”¹⁰ (nos soulignés)

De ces réponses du Distributeur, nous comprenons que la chute récente des prix des ressources et la dévaluation du dollar canadien sont prises en compte par le truchement des modèles de régression linéaire élaborés et utilisés par le Distributeur.

La technique de régression linéaire utilisée par le Distributeur pour sa prévision des ventes fait appel nécessairement aux données historiques pour établir des relations entre ces facteurs récents et les ventes prévues pour l'année prochaine¹¹.

Il y a donc risque que leurs impacts sur les ventes soient sous-évalués, si les poids relatifs de ces facteurs sont faibles par rapport à ceux d'autres données historiques.

¹⁰ Pièce B-0075, page 26.

¹¹ Régression : Math, réduction des données d'un phénomène complexe en vue de le représenter par une loi simplificatrice. (Petit Robert).

Régression : recul, diminution; retour à un état antérieur. Stat. Méthode de recherche d'une relation exprimant le lien entre une variable dite dépendante et une ou plusieurs variables dites indépendantes. (Larousse).

Or, le Distributeur a admis qu'il n'est pas en mesure d'indiquer les poids relatifs de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien dans les données historiques qu'il utilise pour sa régression linéaire :

« 5.2.1 Veuillez indiquer les poids relatifs de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien dans les données historiques utilisées par le Distributeur pour sa régression linéaire.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question. [...] »¹²

Pour nous, la question ce n'est pas de savoir si les nombreuses variables et données utilisées par le Distributeur dans son modèle de régression prennent en compte ou non les prix des ressources et le taux de change du dollar canadien. La réponse est affirmative, sans savoir dans quelle mesure.

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.

Conclusion et recommandation

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

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.

1.4 Prévision des besoins en puissance

Le Distributeur explique sa prévision des besoins en puissance comme suit dans le présent dossier :

¹²

Pièce B-0077, page 10.

« La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver **découle de la prévision en énergie par usages.**

Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2015-2016 atteindront 38 049 MW, soit une croissance de 0,4 % ou de 170 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2014-2015. Cette croissance proviendra notamment de celle des ventes au secteur résidentiel et agricole de même qu'au secteur commercial et institutionnel.

Outre la croissance de la demande en énergie, **l'actualisation des conditions climatiques normales** à la pointe de l'hiver 2015-2016 explique une **augmentation de +160 MW** par rapport aux conditions climatiques normales retenues pour l'hiver 2014-2015.

À cet effet, la pointe de l'hiver 2014-2015 a été supérieure de 835 MW à celle acceptée dans la décision D-2015-018, et ce, principalement en raison des températures plus froides que la normale survenues le 8 janvier 2015. »¹³ (nos soulignés)

Puisque le Distributeur admet que sa prévision des besoins en *puissance* découle de celle en *énergie* par usages¹⁴, tout écart de cette dernière aurait nécessairement des conséquences sur la première.

De plus, l'actualisation des conditions climatiques normales a des impacts importants sur la précision des prévisions des besoins en puissance du Distributeur.

En réponse à une question de l'ACEF de Québec, le Distributeur indique qu'à ce jour il ne dispose pas d'un historique d'écart de prévision assez long pour réaliser des tests spécifiques à la performance de ses prévisions des besoins en puissance.

¹³ Pièce B-0018, page 13.

¹⁴ Le Distributeur explique comme suit sa méthodologie de prévision des besoins en puissance dans le dossier R-3864-2013 :

« Prévision des besoins en puissance

- La méthodologie de prévision s'appuie sur les modèles de prévision des ventes par secteurs de consommation. Les usages de chauffage des locaux, climatisation et autres usages sont modélisés dans les modèles de ventes de court et long termes
- Modèle de régression linéaire multiple des besoins en puissance à la pointe estimé à partir des données historiques plutôt qu'une seule année ou hiver de base. » (HQD, dossier R-3864-2013, pièce HQD-6, document 1, page 17). (nos soulignés).

Néanmoins, il indique que l'écart de son modèle de prévision en puissance pour la pointe d'hiver de 2013-2014 a été de **2,7%**, soit un écart relativement important, selon nous.¹⁵

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.

De plus, ses 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 :

« 9.8 Veuillez indiquer la date de communication au Transporteur du besoin en puissance du Distributeur pour calculer la facture de transport de la charge locale.

Réponse :

Le Distributeur communique sa prévision des besoins en puissance au Transporteur pour calculer la facture de transport de la charge locale au mois de mai de chaque année. Le dossier tarifaire du Transporteur utilise la prévision de la demande du présent dossier. »¹⁶

Pour un écart hypothétique de 2,7%, qui correspond à l'écart réel constaté pour l'hiver 2013-2014, la facture de transport du Distributeur pourrait être sur-évaluée d'environ **77 M\$**, selon nos calculs présentés au tableau suivant.

Tableau 1.1

Calculs illustratifs - Cas d'un écart hypothétique de 2,7%		
Facture de transport du Distributeur		
Tarif de transport (2015): (Dossier R-3903-2014, HQT-12, document 1, page 7, tableau 3)	74,82	\$/kW
Pointe prévue en 2016: (R-3933-2015, pièce B-0051, page 24)	38 049	MW
Écart entre besoin prévu et besoin réel en 2013-2014 (R-3933-2015, pièce B-0077, page 16)	2,70%	
Écart possible en MW en 2016 (2,7%):	1027,3	MW
Coût de l'écart prévisionnel hypothétique:	76,9	M\$

¹⁵ Pièce B-0077, page 16.

¹⁶ Pièce B-0077, page 16 (réponse du Distributeur à la question 9.8 de l'ACEF de Québec).

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.

1.5 Impact potentiel du tarif de développement économique

Relativement au tarif de développement économique, le Distributeur indique que jusqu'à présent, trois demandes d'adhésion lui ont été soumises et sont en cours d'évaluation.¹⁷

Le Distributeur estime que le 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**.¹⁸ Il évalue le coût d'approvisionnement en puissance supplémentaire à **10 M\$** (en \$ 2015)¹⁹.

Ce sont donc des volumes d'énergie et des coûts supplémentaires importants.

Néanmoins, le Distributeur estime que la probabilité de réalisation de ces projets est faible. C'est pourquoi il n'inclut pas les besoins potentiels en énergie et en puissance des projets associés au tarif de développement économique dans ses prévisions des besoins énergétiques de 2016.²⁰

Selon nous, l'occurrence et l'ampleur des projets associés au tarif de développement économique dépendent de la négociation entre plusieurs acteurs et de plusieurs facteurs complexes et difficilement prévisibles.

¹⁷ Pièce B-0051, page 24.

¹⁸ Pièce B-0071, page 43.

¹⁹ Pièce B-0071, page 44.

²⁰ Pièce B-0071, page 43 (réponse du Distributeur à la question 12.1 de la Régie).

Dans ces conditions, nous estimons que le modèle de régression des données historiques du Distributeur ne peut pas prévoir les besoins associés à ce tarif et un suivi particulier de son développement sera toujours requis.

Conclusion et recommandation

Malgré l'opinion du Distributeur sur la probabilité de réalisation des projets associés au tarif de développement économique, nous jugeons qu'il serait prudent de poursuivre le suivi de ces projets, car la situation pourrait changer rapidement.

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.

SECTION 2

TRAITEMENT COMPTABLE DES COÛTS ASSOCIÉS À L'UTILISATION DE LA CENTRALE DE TRANSCANADA ENERGY LTD EN PÉRIODES DE POINTE

2.1 Introduction

Dans sa preuve, à la pièce B-002, le Distributeur formule la demande suivante :

« 12. Le Distributeur demande l'approbation du traitement comptable des coûts associés à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en périodes de pointe présenté à la section 4 de la pièce HQD-3, document 2. »²¹

Suite à une proposition de l'ACEF de Québec, la Régie accepte, par sa décision D-2015-153, ce sujet comme un enjeu à débattre au présent dossier :

« [97] La Régie partage l'avis de l'ACEFQ et retient, comme enjeu au présent dossier, la question du traitement comptable des coûts associés à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en périodes de pointe. »²²

Dans ce qui suit, nous présenterons les résultats de nos analyses et recommandations relatives à ce sujet.

2.2 Traitement comptable proposé par le Distributeur

Le Distributeur décrit sa proposition de la façon suivante :

« 4. UTILISATION DE LA CENTRALE DE TCE EN PÉRIODES DE POINTE

4.1 Entente avec TCE

Le contrat sera comptabilisé comme un contrat d'approvisionnement et les coûts seront constatés en fonction des **factures reçues**. Tout écart entre ces coûts et les coûts autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

Puisqu'une prestation de service est attendue de TCE (la puissance), le passif financier et le compte d'écart comptabilisé en contrepartie de ce passif financier à la suite de l'amendement en 2014 de l'entente de suspension de 2009 seront renversés.

4.2 Entente avec Gaz Métro

²¹ Pièce B-002, page 2.

²² Pièce A-007, page 21.

Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de coût d'approvisionnement en fonction des **factures reçues**. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité. »²³ (nos soulignés)

2.3 Contexte réglementaire

La demande d'approbation du Distributeur des contrats signés entre TCE, Gaz Métro et Hydro-Québec relativement à l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe vient d'être approuvée par la Régie, par sa décision D-2015-179 du 29 octobre 2015 (dossier R-3925-2015).

Il est à noter que ces contrats lient Hydro-Québec à titre d'entreprise intégrée (production, transport, et distribution). Ils ne se limitent pas uniquement aux activités d'approvisionnement en électricité du Distributeur.

2.4 Critère d'approvisionnement utile à la clientèle du Distributeur

L'entente entre TCE et Hydro-Québec ne vise pas uniquement l'approvisionnement en électricité au bénéfice de la clientèle du Distributeur.

En effet, à n'importe quel moment, Hydro-Québec peut désigner Hydro-Québec Production (le Producteur) ou Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) comme « Purchaser », tel qu'indiqué à l'article 3.1 (d) de la version finale de l'entente déposée au dossier R-3925-2015 :

« At any time after the approval of this Definitive Agreement by the Régie, the Purchaser may deliver a notice to the Supplier confirming the delegation and allocation of this Definitive Agreement to either of Hydro-Québec Distribution or Hydro-Québec Production, as the case may be. For greater certainty, the consent of the Supplier is not required for such delegation and allocation. From and after the delivery of such notice, the term "Purchaser" shall be deemed to mean Hydro-Québec Distribution or Hydro-Québec Production, as the case may be, for all purposes under this Definitive Agreement.»²⁴

L'application de cet article peut donc résulter en une facture de TransCanada Energy qui couvre à la fois les besoins du Distributeur et du Producteur pour une année donnée, par exemple, les besoins du Distributeur en janvier et ceux du Producteur pour les mois suivants.

²³ Pièce B-0015, page 11.

²⁴ Dossier R-3925-2015, pièce HQD-01-04, page 14.

Dans ce cas, les factures de TransCanada Energy ne constitueraient pas des indicateurs fiables de l'utilité de l'approvisionnement à la clientèle du Distributeur.

Selon nous, la Régie ne devrait reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de coût d'approvisionnement du Distributeur qu'après avoir vérifié leur utilité aux consommateurs québécois – clients du Distributeur.

L'entente entre TCE et Hydro-Québec prévoit aussi que ce dernier paye un montant fixe annuel qui couvre à la fois les coûts fixes requis à la production de la puissance et les coûts variables jusqu'à concurrence de 100 heures d'utilisation en hiver en périodes de pointe²⁵.

Ces coûts fixes annuels sont indépendants du niveau des livraisons d'électricité de TCE, c'est-à-dire que même si pendant une année donnée, le Distributeur n'utilise pas la centrale de TCE (0 MW ou 0 heure d'utilisation), il doit payer à TCE et à Gaz Métro les coûts fixes indiqués dans les ententes (valeurs confidentielles)²⁶.

L'entente prévoit aussi qu'Hydro-Québec (le Distributeur ou le Producteur) peut compter sur des livraisons d'électricité *garanties* pour 200 autres heures, moyennant des frais variables supplémentaires (valeur confidentielle).²⁷

De plus, à la demande d'Hydro-Québec, et sujet à certaines conditions, la centrale de TCE pourra produire pour plus de 300 heures par année, dans la mesure où Hydro-Québec assure un approvisionnement suffisant en gaz naturel.²⁸

Dans ces conditions, les factures de TCE et de Gaz Métro dépendent beaucoup de la gestion des approvisionnements du Distributeur ou du Producteur.

Le coût du gaz et de la production de la puissance pour 300 heures d'utilisation de la centrale de TCE est bien sûr différent de celui requis pour 100 heures d'utilisation, par exemple. Il faut donc s'assurer que le Distributeur gère ce

²⁵ Dossier R-3925-2015, pièce B-0005, page 13.

²⁶ Dossier R-3925-2015, pièce B-0005, page 7, ligne 10.

²⁷ Dossier R-3925-2015, pièce B-0005, page 7, lignes 9 à 12.

²⁸ Dossier R-3925-2015, pièce B-0005, page 7, lignes 21 à 23.

moyen d'approvisionnement en électricité aux périodes de pointe de la façon la plus économique possible.

Nous sommes donc d'avis 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.

Le Distributeur semble adhérer à cette condition, selon notre compréhension de sa réponse à notre question 2.1 :

« Demandes :

2.1 Veuillez confirmer que le traitement comptable basé sur les factures reçues mentionné à la référence (i) ne dispense pas le Distributeur de justifier dans chaque dossier tarifaire les quantités d'électricité et du gaz qui seraient achetées éventuellement en vertu des ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

L'entente avec TCE offre au Distributeur un moyen additionnel afin de répondre aux besoins de sa clientèle aux heures de pointe du réseau. Dans le cadre de sa gestion opérationnelle des approvisionnements, le Distributeur comparera le coût des livraisons de la centrale de TCE aux coûts des autres approvisionnements à sa disposition, dans une perspective d'optimisation et de minimisation des coûts.

Dans les dossiers tarifaires, le Distributeur fera état de l'utilisation de la centrale de TCE et des coûts associés aux achats provenant de cette centrale.²⁹ (nos soulignés)

Nous notons que le Distributeur comparera le coût des livraisons d'électricité provenant de la centrale de TCE aux coûts des autres approvisionnements à sa disposition pour minimiser les coûts d'approvisionnement à supporter par sa clientèle.

Rappelons que la Régie vérifie à chaque dossier tarifaire les coûts reliés à la convention d'énergie différée signée entre le Producteur et le Distributeur; les factures reçues du Producteur ne constituent pas une preuve suffisante pour reconnaître les montants indiqués sur les factures comme coûts d'approvisionnement du Distributeur.

²⁹

Pièce B-0077, page 4.

Le Distributeur demande aussi que tout **écart** entre les coûts liés aux ententes avec TCE et Gaz Métro et les coûts autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

Considérant l'impossibilité de prévoir avec précision les coûts pour une année témoin projetée aux conditions climatiques difficilement prévisibles, nous recommandons à la Régie d'accepter le traitement des écarts de coût par le truchement des comptes de *pass-on* pour l'achat d'électricité tel que proposé par le Distributeur.

Dans sa description du mode de traitement comptable reproduite à la section 2.2, le Distributeur propose à la Régie de reconnaître les coûts liés à l'utilisation de TCE en fonction des factures **reçues** de TCE et du Gaz Métro. Or, pour les dossiers tarifaires du Distributeur, les coûts d'approvisionnement sont estimés pour l'année témoin projetée – sans factures -, et ajustés ultérieurement par le truchement des comptes de *pass-on*. Il serait donc utile que le Distributeur précise le mode de traitement des « factures reçues » qu'il envisage dans ce contexte.

Dans sa proposition, le Distributeur suggère également des écritures comptables du renversement du passif financier et du compte d'écart TCE. Comme nous n'avons pas d'expertise en comptabilité, nous ne nous prononçons pas sur cette question.

Relativement aux coûts liés spécifiquement aux contrats avec Gaz Métro, nous comprenons qu'ils découlent des ententes suivantes :

- L'entente finale entre Hydro-Québec et Gaz Métro GNL, S.E.C. – Approvisionnement en gaz naturel liquéfié;³⁰
- L'entente finale entre Société en commandite Gaz Métro et Hydro-Québec – Achat de gaz naturel;³¹

³⁰ Dossier R-3925-2015, pièce B-0028 (version caviardée).

³¹ Dossier R-3925-2015, pièce B-0029 (version caviardée).

- L'entente finale entre Hydro-Québec et Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. – Entreposage et vaporisation.³²

Ces coûts concernent donc l'approvisionnement en gaz naturel liquéfié, l'achat de gaz naturel et l'entreposage et la vaporisation du gaz.

En réponse à une demande de l'ACEF de Québec sur les avantages et les inconvénients de différentes méthodes de traitement comptable des coûts liés aux ententes avec TCE et Gaz Métro, le Distributeur offre les explications suivantes :

« 2.8 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients de la méthode de traitement comptable des coûts proposée par le Distributeur. Veuillez les comparer avec ceux d'une méthode alternative.

Réponse :

Le traitement comptable proposé pour les coûts liés à l'entente avec TCE correspond au traitement comptable en vertu des US GAAP. Il s'agit du même traitement comptable que celui des autres contrats d'approvisionnement du Distributeur. Il permet de facturer annuellement à la clientèle les coûts réellement encourus conformément aux factures reçues. Aucune autre méthode alternative n'a été envisagée.

Le traitement comptable réglementaire proposé pour les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro permet également de facturer annuellement à la clientèle les coûts réellement encourus conformément aux factures reçues. Ce traitement comptable permet de traiter les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro comme un contrat d'approvisionnement. Cette proposition présente l'avantage de traiter de manière similaire les coûts associés aux contrats ayant la même finalité.

Une méthode alternative aurait été d'harmoniser le traitement comptable réglementaire avec le traitement comptable statutaire et de traiter l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Gaz Métro comme un contrat de location-acquisition. Ainsi, une charge d'amortissement d'immobilisation et un rendement sur la base de tarification lié à cette immobilisation seraient inclus dans les revenus requis du Distributeur.»³³ (nos soulignés).

³² Dossier R-3925-2015, pièce B-0027 (version caviardée).

³³ Pièce B-0077, pages 6 à 7.

Il nous apparaît donc qu'il serait préférable de traiter les coûts liés aux ententes avec Gaz Métro comme un *coût d'approvisionnement*, similairement au traitement des coûts liés à l'entente avec TCE.

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.**

SECTION 3

COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

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

3.1.1 Analyse

Dans sa preuve, le Distributeur indique que les coûts de ses approvisionnements post-patrimoniaux comprennent les dépenses liées à l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe³⁴.

Suite à la réponse du Distributeur à notre question 1.1, nous apprenons que ce « coût » s'élève à 8,75 M\$ en 2016 et découle de l'entente entre TCE, Gaz Métro et Hydro-Québec:

« Demandes :

1.1 Veuillez indiquer en détail chacun des coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro qui sont en lien avec les coûts de service de 2015 et 2016 et avec les ajustements tarifaires de 2016-2017 proposés par le Distributeur dans le présent dossier.

Veuillez préciser dans quels tableaux ou documents de la preuve du Distributeur on peut retrouver ces coûts.

Réponse :

D'une part, en vertu de l'entente avec TCE portant sur l'utilisation de la centrale de Bécancour durant les heures de pointe, la première année contractuelle débute le 1er juin 2016.

D'autre part, tel qu'il est présenté au tableau A-1 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005) du dossier R-3925-2015, le coût supporté par le Distributeur pour l'année contractuelle 2016-2017 est de 15 M\$.

Ainsi, les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux de l'année 2016, présentés au tableau 6 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0023), intègrent un montant de 8,75 M\$ pour l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe (7/12 de 15 M\$)."³⁵

³⁴ Pièce B-0023, page 10, ligne 10.

³⁵ Pièce B-0077, page 3.

Selon le tableau A-1 de la pièce HQD-1, document 1 (pièce B-0005) du dossier R-3925-2015 reproduit à l'annexe 3.1, le montant de 15 M\$ représente le coût total à payer à TCE et à Gaz Métro pour produire **325 MW** pour l'année contractuelle **2016-2017**.

Tel qu'indiqué par le Distributeur dans sa réponse ci-haut reproduite, la valeur de 8,75 M\$ résulte d'un calcul au prorata pour les derniers 7 mois de 2016 ($7/12 \times 15 = 8,75$).

Normalement, si on alloue 8,75 M\$ au coût d'approvisionnement de 2016 du Distributeur, ce dernier devrait pouvoir compter sur 325 MW pour satisfaire les besoins en puissance de sa clientèle en hiver de 2016.

Or, dans sa réponse à notre question 14.4, le Distributeur admet qu'il ne prévoit aucune contribution de la centrale de TCE pour la pointe de 2015-2016, c'est-à-dire que la centrale de TCE ne sera pas utile à la clientèle du Distributeur en 2015-2016 :

« 14.4 Veuillez indiquer les coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe et ses contributions en puissance en MW pour l'hiver 2015-2016 et 2016-2017.

Réponse :

Tel qu'il est présenté au tableau 5 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0023), le Distributeur ne prévoit aucune contribution de la centrale de TCE pour la **pointe 2015-2016**.

Voir également la réponse à la question 1.1. »³⁶ (nos soulignés)

Par ailleurs, le bilan en puissance produit tout récemment par la Régie dans sa décision D-2015-179 confirme que la centrale de TCE ne donnera aucune contribution en puissance (0 MW) en hiver de 2015-2016 pour satisfaire les besoins de la clientèle du Distributeur³⁷.

Le montant de 8,75 M\$ ne constitue donc pas une dépense utile pour donner un approvisionnement réel à la clientèle du Distributeur en 2016, soit l'année témoin projetée considérée dans le présent dossier.

Notons également que pour satisfaire les besoins en puissance de sa clientèle en 2016, le Distributeur inclut déjà 43,5 M\$ à titre de coûts d'achats de la

³⁶ Pièce B-0077, page 26.

³⁷ Décision D-2015-179, page 38, tableau 2, ligne intitulée « TransCanada Energy », année 2015-2016.

puissance de court terme dans sa demande³⁸. À notre connaissance, les achats de puissance de court terme prévu par le Distributeur pour 2016, combinés aux achats de puissance de long terme, permettraient au Distributeur de satisfaire environ 110% de la pointe prévue conformément au critère de fiabilité en puissance fixé par la Régie.

Le montant de 8,75 M\$ découle plutôt des clauses contractuelles entendues entre les parties pour livrer au Distributeur 325 MW en hiver de 2016-2017.

Selon nous, le coût associé à une livraison de 325 MW est nécessairement plus élevé de celui « requis » pour ne rien fournir.

En tant qu'acheteur, le Distributeur devrait donc s'assurer que le coût qu'il réclame pour 2016 soit raisonnable, dans le meilleur intérêt de sa clientèle.

3.1.2 Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, 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.

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

3.2.1 Analyse

Dans sa preuve, le Distributeur établit les volumes d'énergie et les coûts reliés à l'intégration éolienne pour la période 2014 – 2016 (voir tableau suivant).

Il prévoit que les coûts de l'intégration éolienne seront de 61 M\$ en 2016, en s'appuyant sur certaines hypothèses.

³⁸ Pièce B-0023, page 11, tableau 6.

Tableau 3.2.1

Volumés d'énergie et coûts reliés à l'intégration éolienne		
Source: HQD, pièce B-0023, page 17, tableau A-1.		
	Volume	Coût
2014 (Année historique)	0,3 TWh	71,4 M\$
2015 (Année de base)	0 TWh	53 M\$
2016 (Année témoin)	0 TWh	61 M\$

Il s'agit donc d'un montant estimé qu'il importe de s'assurer de sa précision.

Les coûts de l'intégration éolienne en 2016 dépendent des contrats qui seront accordés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02.

Selon l'échéancier, les soumissions retenues seront annoncées le 24 novembre 2015 et les contrats devront prendre effet au plus tard le 1^{er} octobre 2016.

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.

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. »³⁹ (nos soulignés)

L'appel d'offres A/O 2015-02 doit respecter les exigences de la décision D-2015-014 qui réduiraient l'amplitude des coûts d'approvisionnement par rapport à celle calculée selon les paramètres des contrats d'intégration éolienne actuelle.

³⁹

Régie de l'énergie, D-2015-014, paragraphe 215.

La réduction des coûts s'explique par des livraisons d'énergie éolienne qui épouseront mieux le profil de consommation d'énergie des Québécois : besoins élevés en hiver, et plus faibles en été.

Cette réduction potentielle des coûts a été admise par le Distributeur dans sa réponse à notre question 13.2 :

« 13.2 Veuillez indiquer si la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle mentionnée aux références (i) et (ii) respecte le paragraphe 215 de la décision D-2015-014. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur a reconduit l'ensemble des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle.

L'application des indications formulées au paragraphe 215 de la décision D-2015-014 aurait pour impact d'augmenter les livraisons d'énergie éolienne au cours des mois d'hiver et de les réduire au cours des mois d'été. Sur une base annuelle, cela serait sans impact sur les coûts des approvisionnements éoliens et ceux de l'entente d'intégration éolienne.

L'addition d'énergie éolienne en hiver entraînerait une **diminution** de l'utilisation du contrat cyclable avec le Producteur et des achats d'énergie sur les marchés de court terme. Par ailleurs, la diminution de la production éolienne en été favoriserait une plus grande utilisation de l'énergie patrimoniale.

L'impact sur les coûts de 2016 dépendra de la date d'entrée en vigueur des contrats qui seront accordés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02.

Comme précisé dans le document d'appel d'offres, les contrats devront prendre effet au plus tard le 1er octobre 2016. Selon l'échéancier, les soumissions retenues seront annoncées le 24 novembre 2015. »⁴⁰ (nos soulignés)

Les nouveaux contrats d'intégration éolienne permettraient donc **une réduction des coûts d'approvisionnement**, en raison notamment de la diminution des achats d'énergie sur les marchés de court terme en 2016 et une plus grande utilisation de l'énergie patrimoniale en été.

⁴⁰

Pièce B-0077, page 24.

3.2.2 Conclusion et recommandation

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.

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.

Compte tenu de ce qui précède, 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.

SECTION 4

**RÉFÉRENTIEL COMPTABLE AUX FINS DE L'ÉTABLISSEMENT DES
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE 2016-2017****4.1 Contexte**

Dans sa preuve datée du 30 juillet 2015⁴¹, le Distributeur justifie la hausse tarifaire demandée de 1,9% en établissant son coût de service de l'année témoin projetée 2016 à l'aide des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP), alors que les derniers dossiers tarifaires du Distributeur reposaient sur les normes internationales d'informations financières (IFRS) en vigueur⁴².

À ce sujet, le Distributeur indique ce qui suit dans sa demande tarifaire :

« Le dossier tarifaire est établi selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP) suivant la demande portant le numéro R-3927-2015 déposée le 15 mai 2015 par Hydro-Québec dans ses activités de transport et de distribution. »⁴³

Le Distributeur soumet que, hormis le changement ponctuel de disposition des soldes des *comptes réglementaires* et les *modifications comptables découlant du passage aux US GAAP*, sa demande tarifaire **repose sur l'ensemble des principes et pratiques déjà approuvés par la Régie dans ses décisions antérieures**⁴⁴.

La demande d'approbation du Distributeur – conjointement avec le Transporteur – relative aux *modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)*, est en cours d'examen dans le cadre du dossier R-3927-2015.

⁴¹ Pièce B-0008, page 6, ligne 20.

⁴² Pièce B-0008, p. 7, lignes 1 à 4.

⁴³ Pièce B-0002, page 2, paragraphe 5.

⁴⁴ Pièce B-0008, p. 7, lignes 5 à 8.

Nous ne traiterons pas dans le présent dossier de la pertinence du passage aux principes comptables US GAPP. Ce sujet constitue l'objet du dossier R-3927-2015.

Nous discuterons plutôt dans le présent dossier du choix d'un référentiel comptable aux fins spécifiques de l'établissement des tarifs d'électricité de 2016-2017.

Pour bien situer le contexte, il serait bon de rappeler les paragraphes 16 et 17 de la décision D-2015-109 rendue le 10 juillet 2015 par la Régie dans le cadre du dossier R-3927-2015 :

« [16] C'est pourquoi la Régie fait preuve de prudence et juge qu'il est dans l'intérêt public de rendre une ordonnance de sauvegarde, en vertu de l'article 34 de la Loi, afin d'autoriser la Demanderesse à adopter provisoirement les modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP et à les utiliser comme référentiel comptable aux fins réglementaires, à compter de la date de la présente décision.

[17] La présente formation [qui examine le dossier R-3927-2015] n'a pas à se prononcer sur la disposition de l'impact tarifaire et donc sur les bénéficiaires de ces réductions anticipées des revenus requis du Transporteur et du Distributeur pour l'année 2015. Toutefois, la Régie traitera dans le présent dossier de la quantification des impacts que de tels changements peuvent entraîner. »⁴⁵ (nos soulignés)

Le Distributeur est donc autorisé, par la décision D-2015-109, à adopter provisoirement les modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP et à les utiliser comme référentiel comptable aux fins réglementaires, à compter du 10 juillet 2015⁴⁶.

Quant à l'intégration au présent dossier des conclusions recherchées au dossier R-3927-2015, la décision D-2015-153 fournit les encadrements suivants :

« 4.1.4 INTÉGRATION AU PRÉSENT DOSSIER DES CONCLUSIONS RECHERCHÉES AU DOSSIER R-3927-2015

[98] La Régie note que l'ACEFQ et l'AQCIE-CIFQ, souhaitent aborder la question des impacts des changements aux normes comptables découlant du passage au référentiel comptable basé sur les US GAAP.

[99] La Régie précise que toutes questions liées aux méthodes comptables découlant du passage aux normes US GAAP sont examinées au dossier R-3927-2015. De plus, la

⁴⁵ Décision D-2015-109, page 7.

⁴⁶ Date de la décision D-2015-109.

quantification des impacts que de tels changements peuvent entraîner est aussi traitée dans le dossier précité. Le cas échéant, le Distributeur ajustera son dossier tarifaire en fonction de la décision à être rendue au dossier R-3927-2015.

[100] La présente formation est appelée à se prononcer sur le moment opportun et la manière de disposer des impacts tarifaires découlant du dossier R-3927-2015 sur les revenus requis du Distributeur pour l'année témoin 2016. Ainsi, aucun autre enjeu lié à ce sujet ne sera traité au présent dossier tarifaire.

[101] Cependant, aux fins de clarification, des conciliations de données avec le dossier R-3927-2015 peuvent s'avérer nécessaires afin d'établir les liens entre les diverses données fournies par le Distributeur. » [Décision D-2015-153, page 21] (nos soulignés)

Conformément à la décision ci-haut citée, nous nous restreignons strictement à analyser dans le présent mémoire différents scénarios de *référentiel comptable* pour établir le coût de service du Distributeur de l'année témoin projetée 2016.

Nous notons que la décision D-2015-153 a bien indiqué que, le cas échéant, le Distributeur ajustera son dossier tarifaire en fonction de la décision à être rendue au dossier R-3927-2015.

4.2 Scénarios de référentiel comptable aux fins de l'établissement des tarifs de 2016-2017

4.2.1 Analyse

Dans sa décision procédurale D-2015-129, la Régie demande au Distributeur de compléter sa preuve en quantifiant l'impact des modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAPP selon différents scénarios.

Le *complément de preuve*⁴⁷ du Distributeur présente les informations demandées par la Régie, en évaluant les impacts de différents scénarios de référentiel comptable par rapport à celui proposé par le Distributeur, soit le passage aux US GAPP le 1^{er} janvier 2015.

⁴⁷

Pièce B-0064.

Les scénarios de référentiel comptable reflètent différentes hypothèses adoptées pour l'établissement des revenus requis du Distributeur de 2015 et de 2016, ainsi que pour évaluer les hausses tarifaires au 1^{er} avril 2016.

Ces scénarios sont au nombre de quatre:

- 1) Le scénario du passage aux US GAPP le 1^{er} janvier 2015 adopté par le Distributeur pour sa demande de hausse tarifaire dans le présent dossier⁴⁸;
- 2) Scénario de passage aux US GAPP le 10 juillet 2015;
- 3) Scénario de passage aux US GAPP le 1^{er} janvier 2016;
- 4) Scénario du maintien de la méthode en vigueur basée sur les IFRS.

Les résultats des évaluations présentées par le Distributeur dans sa preuve complémentaire sont résumés au tableau ci-dessous.

Tableau 4.2.1

Impacts de différents scénarios				
	Passage aux US GAPP le 1er janvier 2015 (Proposition d'HQD)	Passage aux US GAPP le 10 juillet 2015	Passage aux US GAPP le 1er janvier 2016	Maintien de IFRS
Impact total sur les revenus requis de 2016 (par rapport à la proposition du Distributeur)	0 M\$ (référence)	74,3 M\$	149,2 M\$	376,4 M\$
Revenus requis 2016	11 970,3 M\$	12 044,6 M\$ (*)	12 119,5 M\$ (**)	12 346,7 M\$
Revenus <i>additionnels</i> requis 2016	194,5 M\$			570,9 M\$
Hausse demandée - 1er avril 2016				
* Clientèle au tarif L	1,20%			4,70%
* Autres clientèles	1,90%			5,40%
Sources: HQD - Pièces B-0011 et B-0064				
*: = 11 970,3 + 74,3				
**.: = 11 970,3 + 149,2				

⁴⁸ Hausse tarifaire de 1,2% et de 1,9% respectivement pour les clients au tarif L et aux autres clients au 1^{er} avril 2016.

On y constate que plus on tarde à passer aux US GAPP, plus les revenus requis de 2016 du Distributeur augmenteront par rapport à celui calculé selon le scénario d'un passage au 1^{er} janvier 2015.

À titre d'exemple, si la Régie choisit le US GAPP comme référentiel comptable à partir du 10 juillet 2015, le revenu requis du Distributeur devrait être augmenté de 74,3 M\$ par rapport à celui demandé par le Distributeur dans le présent dossier (voir tableau 4.2.1 ci-haut). Dans ce cas, la hausse tarifaire applicable à la clientèle domestique serait augmentée d'environ 0,7% pour atteindre 2,6% (1,9% + 0,7% = 2,6%), ce qui dépassera nettement le taux d'inflation.

Pour le scénario du maintien de la méthode IFRS, le Distributeur évalue les hausses tarifaires au 1^{er} avril 2016 à **5,40%** pour sa clientèle régulière autres que les clients au tarif L (voir tableau 4.2.1). Il s'agit du scénario ayant des impacts sur la clientèle les plus élevés parmi les scénarios étudiés.

Selon nous, de tels niveaux de hausses tarifaires en 2016 causeraient des impacts négatifs importants chez plusieurs clients du Distributeur.

Comme on peut le constater au tableau ci-dessus, le passage aux US GAPP à compter du 1^{er} janvier 2015 requiert des revenus requis de 2016 et des hausses tarifaires au 1^{er} avril 2016 les moins élevés; il est donc à l'avantage de l'ensemble de la clientèle du Distributeur, **dans la mesure où il est conforme aux lois et règlements en vigueur.**

Selon nous, l'utilisation éventuelle des principes comptables US GAPP à partir du 1^{er} janvier 2015 pour établir les tarifs d'électricité de 2016-2017 ne brimerait aucun droit ou intérêt du Distributeur, puisque c'est lui-même qui l'a demandé.

Cette utilisation éventuelle est aussi **cohérente** avec les principes réglementaires relatifs à l'approche de « *l'année témoin projetée* » approuvés et utilisés depuis le début de la réglementation du secteur électrique au Québec.

Selon l'approche de « *l'année témoin projetée* », les données énergétiques et financières nécessaires à l'établissement des tarifs sont entièrement *projetées* (estimées), par opposition à l'approche de « *l'année historique* ».

Ainsi, selon l'approche « *de l'année témoin projetée* », la Régie pourrait, dans le présent dossier, accepter l'anticipation du Distributeur à l'effet que sa demande d'approbation pour utiliser les principes de US GAPP dès le 1^{er} janvier 2015 sera acceptée, de façon similaire à l'acceptation de ses prévisions des besoins énergétiques de sa clientèle et de ses transactions énergétiques « projetées » en 2016.

L'important, dans l'utilisation de l'approche de l'année témoin projetée, consisterait à s'assurer de la capacité du Distributeur de s'ajuster ultérieurement aux conditions et données réelles.

Ceci s'effectue très souvent par des comptes d'écart. À titre d'exemple, le compte d'écart *pass-on* de 2014 permet au Distributeur de récupérer des montants très importants pour ses achats d'électricité.

Dans le même esprit, l'acceptation éventuelle de la Régie des principes comptables US GAPP aux fins de l'établissement des tarifs de 2016-2017 devrait être considérée, selon nous, en tenant compte de la capacité du Distributeur de s'ajuster aux décisions à venir de la formation examinant le dossier R-3927-2015.

Le Distributeur a démontré sa capacité d'ajustement en fournissant à la Régie, dans son complément de preuve, des données très détaillées pour le cas éventuel où il serait obligé de revenir aux IFRS ou aux US GAPP pour différentes dates d'application.

La Régie pourrait donc, aux fins de l'établissement des tarifs de 2016-2017, retenir le scénario de passage aux US GAPP à partir du 1^{er} janvier 2015 en prenant soin de demander au Distributeur de conserver tous les registres et données pour pouvoir s'ajuster aux décisions à venir de la formation examinant le dossier R-3927-2015.

Finalement, rappelons que la décision procédurale D-2015-153 a bien précisé que, le cas échéant, le Distributeur ajustera son dossier tarifaire en fonction de la décision à être rendue au dossier R-3927-2015.

4.2.2 Conclusion et recommandations

Le passage aux US GAPP à partir du 1^{er} janvier 2015 permettrait de minimiser les hausses tarifaires de 2016-2017 applicables à l'ensemble de la clientèle du Distributeur. Son acceptation éventuelle par la Régie comme référentiel comptable aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité 2016-2017 serait cohérente avec l'approche de l'année-témoin projetée retenue depuis le début de la réglementation du secteur électrique québécois.

Dans la mesure où la Régie juge que l'utilisation du référentiel comptable US GAPP à partir du 1^{er} janvier 2015 aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité de 2016-2017 est conforme aux lois et règlements en vigueur et dans l'attente des décisions découlant du dossier R-3927-2015, nous recommandons respectueusement à la Régie d'utiliser ce référentiel comptable d'ici sa prise de décision sur les tarifs d'électricité applicables à partir du 1^{er} avril 2016, et de demander au Distributeur de conserver tous les registres et données nécessaires pour se conformer aux décisions à venir de la Régie dans le dossier R-3927-2015.

SECTION 5

MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DES SOLDES DES COMPTES DE *PASS-ON* 2013 ET 2014 ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES 2015

5.1 Contexte

Dans le présent dossier, après avoir fait un historique des décisions de la Régie relatives aux modalités de disposition des comptes de pass-on et de nivellement pour aléas climatiques, le Distributeur propose des modalités ponctuelles pour 2016⁴⁹.

En effet, il propose de **modifier** les modalités de disposition du compte de pass-on 2013 et 2014 de même que du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 de façon à procéder au versement intégral de ces comptes dans les revenus requis de 2016⁵⁰.

Sa proposition a pour effet d'augmenter les versements à son *revenu requis* de 2016 de **7,8 M\$** par rapport à ceux calculés selon les modalités de disposition en vigueur⁵¹.

Le Distributeur argumente en faveur de sa proposition de la façon suivante :

« Considérant que la Régie s'est déjà prononcée, dans des décisions antérieures, sur une approche au cas par cas pour la disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques, le Distributeur propose l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer intégralement des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs.

Cette demande est conforme au souci de la Régie d'assurer la stabilité tarifaire et de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle, principes retenus dans sa décision

⁴⁹ Pièce B-0016, pages 3 à 7.

⁵⁰ Pièce B-0016, page 7, lignes 10 à 14.

⁵¹ Pièce B-0016, tableau 1, page 7.

D-2008-024 dans laquelle elle reconnaît l'importance d'une approche au cas par cas et repris plus récemment dans sa décision D-2015-018. »⁵² (nos soulignés)

5.2 Analyse

Les soldes et les modalités de disposition sont différents pour les comptes de *pass-on* 2013, 2014 et 2015, ainsi que pour le compte de nivellement pour aléas climatiques.

Comptes de pass-on 2013 et 2014

Les soldes résiduels des comptes de pass-on 2013 et 2014 au 31 décembre 2015 sont respectivement de 56,4 M\$ et 191,3 M\$ selon une évaluation du Distributeur⁵³.

Selon les modalités en vigueur (D-2015-018) applicables pour les soldes des comptes de 2013 et de 2014, ces derniers sont *amortis* sur une période de cinq ans et versés aux revenus requis du Distributeur, à compter de 2016.

L'amortissement, stipulé dans la décision D-2015-018, au lieu d'un versement intégral, traduit la situation exceptionnelle du froid de 2013-2014 qui a exigé des dépenses supplémentaires relativement élevées pour l'achat d'électricité.⁵⁴

⁵² Pièce B-0016, page 8, lignes 10 à 18.

⁵³ Pièce B-0068, tableau R-10.1, page 21.

⁵⁴ Dans le présent dossier, le Distributeur rappelle la décision D-2015-018 (dossier R-3905-2014) comme suit :

« Dans sa décision D-2015-018, considérant que le solde important des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 traduit une situation exceptionnelle, la Régie est d'avis qu'il est dans l'intérêt public de réduire le solde du compte de *pass-on* qui devrait autrement être versé dans les revenus requis en vertu des modalités de disposition en vigueur. Arbitrant entre, d'une part, l'impact tarifaire et l'équité intergénérationnelle et, d'autre part, l'impact sur le coût de financement, elle demande, de façon exceptionnelle, au Distributeur :

- de verser dans les revenus requis 2015 un montant provenant du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2014 établi sur la base de 11 mois réels et de 1 mois projeté, et de limiter le versement du montant associé au compte de *pass-on* 2014 à un montant équivalent ;

Dans le présent dossier, le Distributeur propose, contrairement à la décision D-2015-018, de verser intégralement ces soldes dans son revenu requis de 2016, sans aucun amortissement.

Compte de pass-on 2015

Quant au solde du compte de pass-on de 2015, il est évalué à 127,8 M\$⁵⁵ au 31 décembre 2015 par le Distributeur, sur une base de « 4 mois réels et 8 mois projetés »⁵⁶.

Selon les modalités en vigueur (D-2007-12), ce solde devra être versé intégralement au revenu requis du Distributeur de 2016, soit un an après l'événement (l'existence d'un écart de coûts d'approvisionnement post-patrimonial dû aux aléas climatiques).

La méthode en vigueur applicable pour les soldes des comptes de pass-on de 2015 et des années subséquentes est décrite de la façon suivante par la Régie dans sa décision D-2007-12:

« [...] le Distributeur demande à la Régie d'approuver une nouvelle modalité en deux étapes de transfert des écarts dans le compte de *pass-on*. Dans un premier temps, il propose de disposer, dans l'exercice subséquent, des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimonial pour une année de référence établie sur la base de quatre mois d'écarts réels et huit mois d'écart projetés. Dans un deuxième temps, il

- d'amortir le solde résiduel des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sur une période de cinq ans, à compter de l'année témoin 2016. » (Pièce B-0016, page 6, lignes 10 à 21.) (nos soulignés).

55

⁵⁵ Pièce B-0016, tableau 1, page 7.

⁵⁶ La valeur de 127,8 M\$ est estimée par le Distributeur sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés :

« 4.3. Compte de *pass-on* projeté pour l'achat d'électricité 2015

Évalué sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés, le montant du *pass-on* 2015 s'établit à 127,8 M\$ (débitéur) et est versé aux revenus requis de 2016. Ce montant inclut un ajustement de 0,4 M\$ (créditeur) relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2014 comptabilisé en 2015. Les données finales de l'entente globale cadre n'étant connues qu'après la fin de l'année réelle, l'ajustement qui en découle est comptabilisé l'année subséquente. » (Pièce B-0041, page 11, ligne 11). (nos soulignés)

propose de reconnaître les ajustements requis dans un deuxième exercice subséquent afin de refléter les écarts finaux.

Il précise que cette nouvelle modalité s'applique tant pour un solde créditeur que pour un solde débiteur.

[...]

Par conséquent, la Régie accepte de façon permanente la modalité de transfert des écarts dans le compte de *pass-on*, telle que proposée par le Distributeur. »⁵⁷

Cette méthode de disposition du solde des comptes de *pass-on* de 2015 et des années ultérieures est expliquée par le Distributeur dans le présent dossier comme suit :

« Dans la décision D-2007-12, la Régie approuve les demandes du Distributeur à l'effet de modifier de façon permanente les modalités de disposition proposées soit, de disposer dans l'exercice subséquent des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux pour une année de référence donnée établie sur quatre mois d'écarts réels et huit mois d'écarts projetés, et de reconnaître, dans le deuxième exercice subséquent, les ajustements requis afin de refléter les écarts réels finaux. »⁵⁸

Le Distributeur ne propose pas dans le présent dossier de modifier le mode de disposition du solde du compte de *pass-on* de 2015, préférant avoir ces 127,8 M\$ dès 2016, sans aucun amortissement pour lisser ses impacts sur plusieurs années.

Compte de nivellement pour aléas climatiques 2015

Le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 est évalué par le Distributeur à 186,6 M\$ au 31 décembre 2015 et 190,2 M\$ au 31 décembre 2016.⁵⁹

Ces soldes sont **créditeurs** en faveur de la clientèle du Distributeur; leur intégration dans les revenus requis du Distributeur aurait donc pour effet de réduire l'ampleur des hausses tarifaires demandées par le Distributeur.

⁵⁷ D-2007-12, pages 15 à 16.

⁵⁸ Pièce B-0016, page 5.

⁵⁹ Pièce B-0068, tableau R-10.1, page 21.

Selon la méthode en vigueur, le solde du compte de nivellement de 2015 devrait être amorti sur une période de cinq ans et versé aux revenus requis du Distributeur seulement à partir de 2017.

La méthode en vigueur est décrite comme suit par le Distributeur:

« Dans sa décision D-2009-016, la Régie a retenu la proposition du Distributeur d'amortir le compte de nivellement pour aléas climatiques selon la méthode d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans pour le solde résiduel 2006-2007, ainsi que pour les nouveaux ajouts.

Dans sa décision D-2014-037, considérant l'arbitrage à effectuer entre l'impact tarifaire et l'équité intergénérationnelle, ainsi que l'importance de l'impact sur le coût de financement, la Régie rejette la proposition du Distributeur d'amortir le solde des comptes de nivellement pour aléas climatiques 2008 à 2012 sur dix ans. Elle demande au Distributeur de maintenir la période d'amortissement de cinq ans pour les soldes des années 2008 et 2009 de même que des années 2013 et suivantes, et demande de modifier la période restante d'amortissement pour les années 2010, 2011 et 2012, respectivement à cinq, six et sept ans. » (nos soulignés)⁶⁰

La proposition du Distributeur comporte donc une modification ponctuelle de la modalité approuvée par la Régie, pour verser intégralement le solde estimé du compte de nivellement de 2015 dès 2016.

Portrait de 2016

Les versements aux revenus requis de 2016 du Distributeur selon les modalités de disposition en vigueur et la proposition du Distributeur sont résumés au tableau suivant, tel que produit dans sa preuve.

⁶⁰

Pièce B-0016, pages 5 à 6.

Tableau 5.2.1

(source : HQD, pièce B-0016, tableau 1, page 7).

**TABLEAU 1 :
VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2016 (M\$)**

	Modalités de disposition en vigueur	Proposition du Distributeur
<i>Compte de pass-on</i>		
2013	11,3 ⁽¹⁾	56,4
2014	38,2 ⁽¹⁾	191,3
2015	127,8	127,8
Rendement sur le solde hors base	3,8	
	181,1	375,5
Nivellement pour aléas climatiques 2015	-	(186,6)
Impact net	181,1	188,9

⁽¹⁾ Amortissement linéaire sur une période de cinq ans, à compter de 2016.

Tel que mentionné précédemment, la proposition du Distributeur demande à sa clientèle de lui payer **7,8 M\$⁶¹ de plus en 2016** par rapport au montant établi selon les méthodes de disposition en vigueur.

Portrait de 2016-2021

Par ses questions 10.1 et 10.3 de sa demande de renseignements (DDR) no 1, la Régie demande au Distributeur d'évaluer les charges d'amortissement et le rendement sur le solde hors base pour chacune des années de la période 2016 – 2021, ainsi que l'ordre de grandeur des hausses tarifaires pour les cas d'application des modalités actuelles et de celles proposées par le Distributeur.

Les résultats des évaluations effectuées par le Distributeur sont résumés au tableau suivant, les détails sont reproduits à l'annexe 5.1 et l'annexe 5.2.

⁶¹ 188,9 M\$ moins 181,1 M\$ = 7,8 M\$

Tableau 5.2.2

Impacts des modalités de disposition du compte de pass-on et du compte de nivellement							
Modalités actuelles et proposées par le Distributeur (M\$)							
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Modalités actuelles							
Ajout total aux revenus requis (M\$)	181,2	11,4	11,2	11	10,8	(38,0)	187,5
Hausses tarifaires	1,8%	1,9%	2,4%	2,0%	1,0%	1,0%	
Modalités proposées - Distributeur							
Ajout total aux revenus requis (M\$)	188,9						188,9
Hausses tarifaires	1,9%	1,7%	2,3%	2,0%	1,0%	1,0%	

Le tableau ci-haut démontre que, pour la période 2016 – 2021, les modalités actuelles coûteraient légèrement moins cher à la clientèle du Distributeur que celles proposées par le Distributeur. L'ordre de grandeur des hausses tarifaires sur la période est sensiblement le même dans les deux cas.

Selon les modalités proposées par le Distributeur, les soldes des comptes de pass-on 2013 à 2015 et de nivellement pour les aléas climatiques de 2015 n'exerceraient plus de pression sur les hausses tarifaires à partir de 2017 (voir tableau ci-haut).

Pour les années 2020 et 2021 en particulier, on remarquera que le Distributeur prévoit des hausses tarifaires de l'ordre de 1%, bien inférieure au taux d'inflation de 2% anticipé par le Distributeur.

Dans cette perspective, les modalités actuelles permettraient à la Régie d'étaler *au besoin* les soldes résiduels des comptes d'écart pour une meilleure stabilité tarifaire d'ici 2021.

En somme, les modalités actuelles sont légèrement **plus avantageuses** pour la clientèle du Distributeur que celles proposées par le Distributeur **sur le plan des coûts et de la stabilité tarifaire d'ici 2021.**

Scénario sous étude par la Régie

Le scénario sous étude par la Régie maintient les modalités de disposition actuelles des comptes de pass-on 2013, 2014 et 2015, mais il dispose dès 2016

le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques de 2015 (voir tableau ci-dessous).

Tableau 5.2.3

Versement aux revenus requis 2016 (en M\$)			
Source: HQD, Pièce B-0068, tableau 1, page 19.			
	Modalités de disposition en vigueur	Scénario sous étude	Écart
Comptes de pass-on			
* 2013	11,3	11,3	0
* 2014	38,2	38,2	0
* 2015	127,8	127,8	0
Rendement sur le solde hors base	3,8	3,8	0
Total	181,1	181,1	0
Compte de nivellement pour aléas climatiques 2015	0	(186,60)	(186,60)
Impact net	181,1	(5,50)	(186,60)

Le scénario sous étude par la Régie réduirait de façon significative les revenus requis du Distributeur et les hausses tarifaires de 2016 par rapport aux modalités en vigueur.

Par contre, il a des impacts d'environ 50 M\$ par année de 2017 à 2020 (voir tableau 5.2.4 ci-dessous).

Tableau 5.2.4

Impacts des modalités de disposition du compte de pass-on et du compte de nivellement
Modalités actuelles et Scénario sous étude par la Régie (M\$)

Source: HQD, Pièce B-0068, tableau R-10.2 page 22 et page 23, lignes 5 à 9.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Ajout total aux revenus requis (M\$)							
Modalités actuelles (A)	181,2	11,4	11,2	11	10,8	(38,0)	187,5
Scénario sous étude par la Régie (B)	(5,4)	52,4	51,5	50,5	49,5		198,5
Écart (B-A)	(186,6)	41,0	40,3	39,5	38,7	38,0	11,0
Hausses tarifaires (%)							
Modalités actuelles (A)	1,8%	1,9%	2,4%	2,0%	1,0%	1,0%	
Scénario sous étude par la Régie (B)	0,1%	3,4%	3,4%	2,0%	1,0%	1,0%	
Écart (B-A)	-1,7%	1,5%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	

Selon nous, ce scénario serait une voie à privilégier si les *revenus additionnels requis* du Distributeur étaient trop élevés par rapport à la capacité de payer des consommateurs.

Ce serait le cas si la Régie devait décider de maintenir le référentiel comptable actuel (IFRS) qui exigerait une hausse tarifaire de l'ordre de 5,4% pour l'année tarifaire 2016-2017⁶².

Dans sa preuve, le Distributeur constate qu'au fil des années, la Régie a reconnu à plusieurs reprises la pertinence d'ajuster les modalités de disposition des comptes d'écarts en fonction du contexte tarifaire, en privilégiant une approche au cas par cas.⁶³

Nous sommes d'avis que l'approche au cas par cas devrait être privilégiée pour faire face à l'*éventualité* de hausses tarifaires importantes au cours des prochaines années.

⁶² Pièce B-0064 (HQD-15, document 1), page 7, tableau 2.

⁶³ Pièce B-0016, page 6, lignes 22 à 24.

Le Distributeur évalue les hausses tarifaires de 2017 et 2018 à environ 3,4% pour le scénario sous étude par la Régie (voir tableau 5.2.4). Nous y notons que les écarts de revenus requis par rapport à ceux évalués selon les modalités en vigueur sont de l'ordre de 40 M\$ pour 2017 et 2018, alors que les écarts de hausses tarifaires se chiffrent à 1,5% et 1%.

L'ordre de grandeur des hausses tarifaires en 2017 et 2018 pour le scénario sous étude par la Régie nous apparaît quelque peu inhabituel; nous invitons donc le Distributeur à vérifier ses calculs, le cas échéant.

Conclusion et recommandation

Selon les résultats des calculs du Distributeur, l'application des modalités de disposition des comptes de pass-on 2013, 2014 et 2015 et du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 *en vigueur* représente l'option la plus avantageuse pour sa clientèle, pour l'année tarifaire 2016-2017 et pour la période 2016-2021.

Les modalités en vigueur favoriseraient également la stabilité tarifaire d'ici 2021.

Dans l'hypothèse d'une hausse tarifaire au niveau de l'inflation, nous recommandons à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur et de maintenir les modalités en vigueur.

Dans le cas où la Régie déciderait de maintenir le référentiel comptable IFRS aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité de 2016-2017, la disposition du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques de 2015 dès 2016 permettrait de réduire l'ampleur des hausses tarifaires de 2016-2017.

SECTION 6

COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

Coût évité de fourniture-transport

6.1 Coût évité de l'énergie

Selon le Distributeur, son bilan en énergie présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été⁶⁴. Il soutient que des approvisionnements de long terme sont requis à compter de 2024 afin de combler des « besoins fermes », notamment en hiver.⁶⁵

Il estime que, pour la période d'hiver, le signal de prix (coût évité) de l'énergie reflète le coût des achats d'énergie sur les marchés de court terme et pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

Dans le présent dossier, le Distributeur établit le signal de prix de l'énergie distinctement pour deux périodes.

Période de 2016 à 2024 inclusivement

Le signal de prix pour la période *hivernale* (décembre à mars) est de **6,6 ¢/kWh** (\$ 2015), indexé à l'inflation⁶⁶.

L'an dernier, le signal était établi à 4,8 ¢/kWh (\$ 2014) (dossier R-3905-2014)⁶⁷.

On note donc une augmentation de 37,5% du signal de prix de l'énergie pour la période hivernale.

⁶⁴ En réponse à la question 14.1 de la DDR no 1 de la Régie (pièce B-0068, page 35), le Distributeur a présenté son bilan en énergie révisé de 2015 à 2024. Il y indique qu'en 2024, les surplus seraient de 2,9 TWh. Ce bilan est présenté au niveau annuel, il ne montre pas les déficits en hiver et les surplus en été.

⁶⁵ Pièce B-0021, page 5, lignes 1 à 3.

⁶⁶ Pièce B-0021, page 5, ligne 8.

⁶⁷ Dossier R-3905-2014, pièce B-0018, page 5, ligne 7.

Pour la période *estivale* (avril à novembre), le signal de prix de l'énergie est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2015), indexé à l'inflation.

À compter de 2024 :

Selon le Distributeur, à compter de 2024, le signal de prix de l'énergie sera de **8,3 ¢/kWh** (\$ 2015), soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.

Notons que dans le dossier tarifaire de l'an dernier, le Distributeur a utilisé plutôt le prix plafond de l'électricité des contrats issus de l'appel d'offres mentionné, soit 11,2 ¢/kWh (\$ 2014)⁶⁸.

La baisse du signal de prix de l'énergie à compter de 2024 est alors de l'ordre de 35%, essentiellement en raison d'un changement de données de référence (prix moyen contre prix plafond)⁶⁹.

Malgré ces changements de données, le Distributeur applique dans le présent dossier la même méthodologie de calculs du signal de prix de l'énergie que celle utilisée depuis un certain nombre d'années.

Les calculs du signal de prix de l'énergie se basent notamment sur le **bilan en énergie** du Distributeur et les prix de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01.

Cette **méthodologie est maintenue par la Régie** l'an dernier par sa décision D-2015-018:

« [442] Dans sa décision D-2014-205 rendue le 8 décembre 2014 dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, la Régie se disait satisfaite de la prévision des besoins en énergie du Distributeur sur l'horizon du plan, laquelle était basée sur un scénario qui suggérait la concrétisation de projets majeurs dans le secteur des alumineries après 2020-2021. De plus, considérant la croissance observée dans la structure de coût pour les approvisionnements de court terme en énergie, la position de la Régie demeure inchangée dans le présent dossier tarifaire. »⁷⁰ (nos soulignés)

⁶⁸ Dossier R-3905-2014, pièce B-0018, page 5, ligne 11.

⁶⁹ 11,2/8,3=35%

⁷⁰ D-2015-018, R-3905-2014, page 110 [6 mars 2015].

En résumé, cette année, pour calculer le coût évité de l'énergie (signal de prix de l'énergie), le Distributeur a effectué certaines révisions de données, sans changer la méthodologie de calculs.

6.2 Coûts évités de la puissance

6.2.1 Proposition du Distributeur

Le Distributeur soumet dans le présent dossier, à la pièce B-0021, les indicateurs de coûts évités de la puissance *différenciés* par les horizons de court terme et de long terme.

Selon le Distributeur, pour l'horizon de court terme, le signal de prix reflète le coût de ses approvisionnements de la puissance de court terme.

Pour l'horizon de long terme, il affirme - sans aucune justification - qu'il correspond désormais au coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01⁷¹.

Ainsi, le Distributeur **propose** les indicateurs suivants de coûts évités de la puissance :

- Pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018 [court terme], le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation) ;
- À compter de l'hiver 2018-2019 [long terme], le signal de prix est de 106 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation).⁷²

Les coûts évités de la puissance soumis par le Distributeur distinguent les horizons de court terme et de long terme : 20 \$/kW-hiver à court terme jusqu'en 2017-2018, et **5 fois plus à partir de 2018-2019 (long terme)**.

Il serait donc important de voir si ce saut important du coût évité de la puissance à partir de 2018-2019 est justifié.

⁷¹ Pièce B-0021, page 5, ligne 18.

⁷² Pièce B-0021, page 5, lignes 17 à 24.

6.2.2 Distinction des coûts évités de la puissance de court terme et de long terme

La distinction entre les coûts évités de la puissance de court terme et de long terme est adoptée par la Régie depuis un certain nombre d'années.

Ainsi, à titre d'exemple, la Régie a approuvé l'an dernier les coûts évités de la puissance de 20 \$/kW-hiver (\$ 2014) pour l'horizon de court terme s'étendant de 2014-2015 à 2016-2017 [3 ans], et de 45 \$/kW-hiver (\$ 2014) pour les années 2017-2018 à 2018-2019 (long terme)⁷³.

Selon la Régie, le signal de prix de 20 \$/kW-hiver (\$ 2014) correspondait au prix des approvisionnements de court terme du Distributeur⁷⁴.

L'an dernier, le signal de prix de 45 \$/kW-hiver (\$ 2014) pour le long terme était fixé par la Régie à partir de 2017-2018, parce que, dans sa décision D-2014-205 rendue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, elle reconnaissait *l'évolution des besoins en puissance sur l'horizon du Plan* et autorisait le Distributeur à lancer un appel d'offres pour acquérir 500 MW de puissance pendant 20 ans, à partir de 2018-2019⁷⁵.

La date de début de la période de long terme a été fixée l'an dernier par la Régie suite à un examen de *l'évolution des besoins en puissance à l'horizon du Plan* [2024] et de la nécessité d'acquisition de la puissance par des contrats de longue durée [20 ans et plus].

La date de début de la période de long terme ne saura être choisie de façon arbitraire, sans s'appuyer sur des besoins bien identifiés pour des contrats de longues durées.

La frontière entre le court terme et le long terme se détermine à l'aide du **bilan de puissance** du Distributeur, en prenant en compte entre autres les moyens de puissance existants ou approuvés et les achats de court terme sur les marchés.

⁷³ Dossier R-3905-2014, D-2015-018, page 111, tableau 10.

⁷⁴ Dossier R-3905-2014, D-2015-018, page 112, paragraphe 449.

⁷⁵ Dossier R-3905-2014, D-2015-018, page 112, paragraphe 448.

6.2.3 Dates considérées pour le début des besoins de puissance de long terme

Dans le présent dossier, le Distributeur suppose – sans explication - qu'il ait des besoins de puissance de long terme **à compter de l'hiver 2018-2019**.

Selon nous, la Régie devrait **exiger du Distributeur des explications** à ce sujet, compte tenu que la Régie vient d'approuver le contrat de long terme de 570 MW avec TCE et que sa demande d'approbation des 3 contrats de long terme avec le Producteur (500 MW) est en cours d'examen.

Le 29 octobre 2015, la Régie a produit un bilan en puissance mis à jour qui indique des quantités de *puissance additionnelle requise*⁷⁶ pour la période 2015-2016 à 2022-2023. Ces dernières sont reproduites au tableau 6.1.

Tableau 6.1

Besoin de puissance de long terme et Marchés de court terme (MW)								
Puissance additionnelle requise selon le Bilan en puissance mis à jour par la Régie								
Décision D-2015-179, p. 38, tableau 2 (dossier R-3925-2015) - 29 octobre 2015								
	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Contrats de long terme :								
Appel d'offre de long terme (A/O 2015-01)				500	500	500	500	500
TransCanada Energy				570	570	570	570	570
Puissance additionnelle requise ajustée (A)	550	950	1400	800	850	1000	1250	1650
Moins Marchés de court terme (minimum soumission 2015-2016) * (B)			1145	1145	1145	1145	1145	1145
Besoin de puissance de long terme (C=A-B)								505

*: source : D-2015-179, p. 40, tableau 4.

Comme l'indique le tableau 6.1, si l'on comptait sur 1 145 MW d'achats de court terme à prix de revient beaucoup plus faible que ceux des approvisionnements de puissance de long terme, le Distributeur aurait besoin de puissance de long

⁷⁶ La « *puissance additionnelle requise* » représente la quantité de puissance requise - en sus de celle des contrats d'approvisionnement existants ou approuvés – pour permettre au Distributeur de satisfaire les besoins en puissance de sa clientèle conformément au critère de fiabilité en puissance fixé par la Régie.

terme seulement **à partir de 2022-2023**, soit 4 ans après la date de début de ces besoins déterminée selon les hypothèses du Distributeur.

La valeur de 1 145 MW représente la quantité minimale **réelle** des soumissions lors de récents appels d'offres de court terme visant la satisfaction des besoins en puissance des hivers 2014-2015 et 2015-2016, selon un constat de la Régie⁷⁷. Elle n'a rien de théorique.

Elle est inférieure au potentiel de 1 500 MW des marchés de court terme considéré par le Distributeur comme comportant les caractéristiques d'un marché **compétitif** qui lui est accessible :

*« L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins. Le Distributeur considère que, mises en commun, les ressources des fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur sont susceptibles d'assurer une portion de ses besoins d'approvisionnements de court terme en puissance. De plus, outre le potentiel de 1 100 MW identifié sur le marché de New York, le Distributeur considère que la mise en commun des autres marchés constitue désormais un bassin d'approvisionnements potentiels comportant les caractéristiques d'un marché **compétitif** qui lui est accessible. Par conséquent, le Distributeur ajoute une contribution des marchés de court terme de 400 MW au bilan de puissance, portant le potentiel à **1 500 MW** ».*⁷⁸ [nous soulignons]

Dans sa décision D-2014-205 portant sur le Plan d'approvisionnement 2014-2023, la Régie a utilisé ce potentiel de 1 500 MW d'achats de court terme sur les marchés pour établir le bilan en puissance du Distributeur⁷⁹.

Le 15 juillet 2015, dans le cadre du dossier R-3925-2015, le Distributeur affirme qu'il ne modifie pas pour l'instant le niveau de 1 500 MW de la contribution attendue des marchés de court terme :

*« [...] la contribution **attendue** de **1 500 MW** des marchés de court terme est constituée de la capacité des interconnexions en mode import avec l'État de New York (1 100 MW) et d'une contribution de 400 MW des autres marchés, incluant le Québec.*

⁷⁷ D-2015-39, page 39, paragraphe 149.

⁷⁸ Dossier R-3864-2013, pièce B-0005, p. 29 [cité par la Régie, dossier R-3925-2015, DDR no 1 de la Régie au Distributeur, question no 1]

⁷⁹ Dossier R-3864-2013, D-2014-205, tableau 9, page 54.

Pour ces raisons, le Distributeur **ne modifie pas** pour l'instant le niveau de la contribution attendue des marchés de court terme »⁸⁰. (nos soulignés)

Depuis juillet 2015 jusqu'à maintenant (novembre 2015), il n'y a aucun événement qui serait susceptible de modifier l'évaluation du Distributeur relative au potentiel compétitif de 1 500 MW d'achats sur les marchés de court terme.

On peut donc considérer qu'il est réaliste de compter sur un potentiel se situant entre 1 145 MW et 1 500 MW des marchés de court terme pour des fins d'analyse du présent dossier.

L'utilisation de ce potentiel serait également **cohérente** avec le Plan d'approvisionnement 2014-2023 approuvé par la Régie.

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.

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.

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, le signal de prix serait sur-évalué ou faussé.

6.2.4 Coût évité de la puissance de court terme

Dans le présent dossier, le Distributeur évalue le coût évité de la puissance de court terme à 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation)⁸¹.

⁸⁰ Dossier R-3925-2015, Pièce HQD-2, document 1, p. 4 (réponse du Distributeur à la question 1.1 de la Régie) – 15 juillet 2015.

⁸¹ Pièce B-0021, page 5, lignes 21 à 22.

Ce coût est identique à celui approuvé par la Régie dans le dossier tarifaire de l'an dernier pour les années 2014-2015 à 2016-2017⁸².

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.

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**.

6.2.5 Coût évité de la puissance de long terme

Le coût évité de la puissance de long terme est une valeur estimée représentant le coût pour acquérir de la puissance additionnelle à un horizon de long terme, selon les conditions énergétiques et des marchés anticipés.

Il s'agit là d'un exercice qui **repose sur plusieurs hypothèses**.

Le Distributeur se base sur la valeur *moyenne* de 106 \$/kW-an des coûts des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-2016 pour estimer le coût évité de la puissance de long terme.

Les coûts de chacune des soumissions retenues résultant de l'appel d'offres A/O 2015-2016 sont présentés au tableau suivant. Ces données proviennent d'un document déposé par le Distributeur dans le cadre du dossier R-3939-2015.⁸³

On y observe que deux soumissions retenues sur trois ont des coûts bien inférieurs à la moyenne de 106 \$/kW-an. De plus, le prix de 126,6 \$/kW-an de la troisième soumission retenue est plus de deux fois plus élevé que celui de 60 \$/kW-an de la première soumission retenue. Ceci traduirait une variabilité relativement élevée des coûts de la puissance sur les marchés présentement.

⁸² D-2015-018, R-3905-2014, page 111, tableau 10.

⁸³ HQD, Dossier R-3939-2015, Pièce B-0006, page 11.

Selon nous, il n'y a rien qui indique qu'à long terme le Distributeur ne puisse obtenir de la puissance additionnelle à des prix moins chers que la moyenne des soumissions retenues en 2015.

Tableau 6.2

(Source : HQD, Dossier R-3939-2015, Pièce B-0006, page 11.)

Exhibit 4: Evaluation of Contract Pricing

Project Name	Contract Capacity (MW)	Real Levelized Capacity Price (Cn \$/kW-year)	Annual Escalation
HQP System - 1	100	\$60.00	2.0%
HQP System - 2	200	\$105.00	2.0%
HQP System - 3	200	\$126.60	2.0%

Le Distributeur a fait appel à Merrimack Energy Group pour évaluer l'appel d'offres A/O 2015-01 pour l'acquisition de la puissance de long terme⁸⁴.

Ce consultant a remarqué dans son rapport final le **manque de participation du marché et de compétition entre les soumissionnaires**. Il recommande que pour les prochains appels d'offres, le Distributeur accorde plus de temps aux fournisseurs potentiels pour préparer leurs projets de soumission et revoir ses exigences relatives aux provisions pour pénalités :

“The **lack of participation by the market** was surprising, particularly for new projects. Despite **the lack of competition**, the pricing of the proposals submitted were competitive with market benchmarks. For future Call for Tenders for Firm Capacity and Associated Energy of this nature, Merrimack Energy recommends that Hydro-Quebec Distribution allow more time for bidders to develop their projects (at least four months between initiation of the Call for Tenders and the date proposals are due) and reassess the penalty provisions in the Standard Contract.”⁸⁵ (nos soulignés).

⁸⁴ Contrat d'une durée de plusieurs années.

⁸⁵ Dossier R-3939-2015, HQD, Pièce B-0007, page 20 [Rapport intitulé: “Assessment of Hydro-Quebec Distribution’s Call for Tenders for 500 MW of Firm Capacity and Associated Energy “ de Merrimack Energy Group]. A/O 2015-01

Sans vouloir nous prononcer sur l'appel d'offres A/O 2015-01 (dossier R-3939-2015), nous croyons qu'à long terme, lorsque le Distributeur fera des appels d'offres pour acquérir de la puissance additionnelle, il pourra implanter les recommandations de Merrimack Energy Group pour obtenir plus de participation et de compétition entre les fournisseurs et qu'en conséquence, les prix de la puissance seraient moins élevés que présentement.

Le prix moyen de 106 \$/kW-an serait inférieur ou comparable⁸⁶ 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 Pennsylvanie⁸⁷.

Cependant, à cet effet, il serait opportun de rappeler la « mise en garde » suivante de Merrimack Energy :

“Merrimack Energy has conducted several recent benchmark studies for peaking units and has also reviewed a number of proposals for peaking units. We have found that costs for such units **vary by region of the country depending on a number of factors** including labor costs, tax rates, land availability and costs, permitting requirements, consistency of technology comparisons, land use status (i.e. greenfield or brownfield sites), and the timeliness of available information. In addition, costs vary by technology based on the required application of the generating unit.”⁸⁸ (nos soulignés)

Si, comme Merrimack Energy Group l'a bien dit, les prix d'une nouvelle unité de production de la puissance (les turbines-à-gaz) **varient d'une région géographique à l'autre et dépendent d'un grand nombre de facteurs**, nous croyons qu'il serait imprudent de baser les coûts évités de la puissance de long

⁸⁶ 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).

⁸⁷ “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.

⁸⁸ Dossier R-3939-2015, Pièce B-0006, page 1, Merrimack Energy Group, « Benchmark Assessment of the Cost of Peaking Generating Capacity » - Final Report – August 2015.

terme sur la valeur de 106 \$/kW **pour le cas du Québec**, même si ce niveau de prix est comparable aux prix *actuels* ou *récents* de la puissance dans les marchés américains limitrophes.

Nous notons également que le Producteur a obtenu la totalité des trois soumissions et qu'essentiellement pour le même produit, il a réussi à obtenir trois prix différents.

Dans ces conditions, les coûts de la puissance résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01 ne reflèteraient donc pas les caractéristiques d'un marché concurrentiel offrant aux acheteurs des prix compétitifs.

Notons qu'à long terme, les projets d'échange d'énergie entre l'Ontario et le Québec, pourraient constituer une opportunité pour le Distributeur d'acquérir de la puissance de façon économique.

Le coût évité de la puissance de long terme sert à évaluer les projets d'efficacité énergétique visant la réduction des besoins en puissance du Distributeur.

La valeur de 106 \$/kW de coût évité de la puissance de long terme proposée cette année par le Distributeur représente plus que le double de la valeur approuvée par la Régie dans le dossier tarifaire de l'an dernier⁸⁹.

Si la Régie approuve la valeur proposée de 106 \$/kW cette année, elle ouvrirait la voie à des projets d'efficacité énergétique de gestion de la puissance plus coûteux dans le futur, alors que les besoins en puissance à long terme du Distributeur sont encore très incertains.

De plus, la future Politique énergétique du gouvernement du Québec pourrait influencer grandement sur l'évolution énergétique de la province.

Il faut noter aussi que cette année, en se basant sur le prix moyen de l'appel d'offres A/O 2015-01 pour estimer le coût évité de la puissance de long terme, le Distributeur a utilisé une méthodologie complètement différente de celle utilisée depuis des années.

En effet, le coût évité de la puissance de long terme est établi par le Distributeur selon une méthodologie adoptée en 2008 et utilisée depuis dans divers dossiers de la Régie. Selon cette méthodologie, le coût évité en puissance correspond à

⁸⁹

45 \$/kW-hiver (\$ 2014) (Dossier R-3905-2014, pièce B-0018, page 5).

celui d'un produit ferme, de long terme pour des besoins d'hiver garantis. C'est le cas du produit recherché de la centrale de pointe de TCE.

Selon cette méthodologie, le coût évité en puissance est basé sur le coût d'une turbine-à-gaz⁹⁰. Pour des fins d'analyse, le Distributeur prend comme hypothèse que 50% de la production lui serait dédiée et 50% le serait à un autre marché⁹¹.

D'autre part, les caractéristiques techniques et économiques des turbines-à-gaz et des systèmes essentiellement hydro-électriques du Producteur utilisés pour l'appel d'offres A/O 2015-01 sont très différentes les unes des autres.

Normalement, le Distributeur devrait demander l'autorisation de la Régie pour des changements méthodologiques, ou du moins de les justifier.

Pour l'ensemble de ces raisons, nous estimons qu'il serait prudent de maintenir la valeur de coût évité approuvé par la Régie l'an dernier et de donner au Distributeur du temps pour consolider ses données et hypothèses.

Recommandation

Considérant le fait que le prix moyen de la puissance résultant de l'appel d'offres A/O 2015 ne reflèterait pas les caractéristiques d'un marché concurrentiel et qu'à long terme plusieurs facteurs influeraient sur les besoins et les prix de la puissance, 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**⁹² à partir de 2022-2023.

⁹⁰ À notre connaissance, les turbines-à-gaz sont généralement reconnues comme un moyen économique pour produire de la puissance (de l'électricité pour de très courtes périodes).

⁹¹ HQD, Demande R-3677-2008, pièce HQD-14, Document 1, Annexe D, p. 45-46.

⁹² Dossier R-3905-2014, D-2015-018, page 112, paragraphe 449.

SECTION 7

STRATÉGIES TARIFAIRES POUR LES ANNÉES POSTÉRIEURES

À 2016-2017 – TARIFS DOMESTIQUES

7.1 Structure saisonnière des tarifs domestiques

Selon la structure tarifaire actuelle du tarif D, le seuil de la première tranche d'énergie est établi à 30 kWh par jour. Dépassant ce seuil, le tarif passe de 5,68 ¢/kWh en la première tranche d'énergie à 8,60 ¢/kWh en 2015 en la deuxième tranche d'énergie. Ce dernier tarif est donc de 51%⁹³ supérieur à celui de la 1^{ère} tranche d'énergie.

7.1.1 Objectifs proposés

Meilleur reflet des coûts encourus par le Distributeur

Actuellement, le seuil de 30 kWh par jour s'applique l'été comme l'hiver (**seuil unique**).

Ainsi, un client qui consomme un kilowatt-heure au dessus du seuil de 30 kWh en hiver paie 8,6 ¢, le même prix que celui qui a une consommation en deuxième tranche en été.

Or, le coût des achats d'énergie du Distributeur en hiver pour satisfaire les besoins de sa clientèle est relativement élevé, par comparaison à celui de l'électricité patrimoniale à très faible coût de revient en été.

Quant au coût de transport d'électricité, les frais encourus par le Distributeur pour les besoins en hiver sont aussi élevés, du fait que le Transporteur facture le Distributeur en fonction de ses besoins en puissance de pointe (MW).

En toute logique, le coût d'approvisionnement et de transport d'électricité présente en deuxième tranche en hiver serait bien supérieur à celui en été.

Le prix unique, été comme hiver, actuellement appliqué à la deuxième tranche d'énergie ne reflèterait donc pas correctement les différences saisonnières des

⁹³

8,60/5,68=1,51 (référence : présentation du 30 avril 2015 du Distributeur, p. 34).

frais encourus par le Distributeur pour satisfaire les besoins présents en la deuxième tranche d'énergie.

Il serait donc souhaitable que les prix de la deuxième tranche d'énergie puissent être modulés en fonction des saisons. Plus précisément, un prix de la deuxième tranche d'énergie en hiver supérieur à celui en été.

Outil additionnel pour la Régie pour protéger les ménages à faible revenu et les petits consommateurs d'énergie

Un élément clé de la stratégie tarifaire *actuelle* comporte l'application d'une hausse deux fois plus importantes en deuxième tranche qu'en première, dans le but de favoriser une utilisation efficace de l'électricité :

« 5.1. Stratégie des dernières années

La stratégie tarifaire établie en 2006 avait pour objectif de donner un signal de prix favorisant une utilisation efficace de l'électricité.

[...]

Ainsi, les modifications tarifaires ont été concentrées sur les prix de l'énergie, à raison d'une hausse deux fois plus importante en 2e tranche qu'en première, et sur le prix de la prime de puissance en été, la prime de puissance en hiver et la redevance ayant été gelées. »⁹⁴. (nos soulignés)

Ainsi, pour la période 2005-2015, la hausse annualisée de la première tranche d'énergie est de 1,2%, alors que celle de la deuxième tranche d'énergie est de 3,1%⁹⁵.

Or, plusieurs ménages à faible revenus (MFR) ont des consommations importantes en deuxième tranche.

En effet, les données du Distributeur montrent qu'un ménage à faible revenu « moyen » consomme 62 kWh en deuxième tranche en hiver, deux fois plus que les 30 kWh de la première tranche⁹⁶.

⁹⁴ Pièce B-0051, pages 14 à 15.

⁹⁵ HQD, Présentation à la séance de travail du 30 avril 2015, page 34.

Il en est de même pour le **groupe des petits consommateurs d'énergie**⁹⁷ : 54 kWh par jour en hiver, et seulement 25 kWh par jour en été⁹⁸ (voir tableau ci-bas).

Tableau 7.1.1

Consommation quotidienne moyenne par client (kWh/jour)		
Source: HQD, présentation du 30 avril 2015, page 12.		
	Hiver	Été
Très petits consommateurs	34	17
Petits consommateurs	54	25
Clients moyens	76	31
Grand consommateurs d'énergie	119	52
Très grands consommateurs d'énergie	156	70

[Le groupe des petits consommateurs d'énergie comprend une grande partie des ménages à faible revenu⁹⁹ et des locataires].

La stratégie actuelle du Distributeur ferait en sorte que la facture d'électricité des petits consommateurs est très importante en hiver, par comparaison à celle en été, puisque une grande partie de leur consommation hivernale tombe au tarif de la deuxième tranche d'énergie.

La stratégie actuelle, en raison du seuil unique de la première tranche d'énergie ne permettrait donc pas une protection adéquate des petits consommateurs, c'est-à-dire leur fournir de l'électricité à des prix abordables et stables sur plusieurs années.

Elle donnerait aux plusieurs ménages à faible revenu le « signal » - par le truchement du fort prix de la deuxième tranche d'énergie - de faire davantage

⁹⁶ HQD, Séance de travail sur les tarifs domestiques, réponse du Distributeur à l'engagement no 8-A, page 11 (2015).

⁹⁷ Consommation annuelle de 10 000 à 15 000 kWh .

⁹⁸ HQD, Présentation à la séance de travail du 30 avril 2015, page 12.

⁹⁹ Les consommations moyenne et médiane du groupe des MFR sont respectivement de 14 153 kWh et 12 489 kWh respectivement (Présentation du Distributeur à la séance de travail du 30 avril 2015, page 9). La consommation annuelle d'un client moyen du groupe des petits consommateurs consommant 54 kWh/j en hiver et 25 kWh/j en été est de 12 634 kWh selon nos calculs.

d'économie d'énergie alors que leur consommation est déjà réduite au minimum dans plusieurs cas et la décision d'investir dans des dispositifs et des mesures économiseurs d'énergie tels l'isolation des murs et le changement des fenêtres ne leur appartient pas (cas des locataires).

Il importe de préciser que nous sommes **favorables à l'objectif de viser une utilisation efficace de l'électricité**, mais, selon nous, l'atteinte de cet objectif par des moyens tarifaires devrait se faire dans les prochaines années avec une structure des prix bien calibrée pour ne pas causer des impacts négatifs insupportables chez les ménages à faible revenu et les petits consommateurs d'énergie.

7.1.2 Orientation proposée

Pour donner à la Régie un outil *additionnel* pour protéger les petits consommateurs d'énergie, nous proposons de remplacer le seuil unique de la première tranche d'énergie par un seuil plus élevé que celui de 30 kWh par jour en hiver, et de choisir un seuil approprié pour l'été.

À titre d'exemple, on peut fixer le seuil de la première tranche d'énergie au niveau de consommation moyenne des petits consommateurs d'énergie, soit 54 kWh par jour en hiver¹⁰⁰, et maintenir le seuil actuel de 30 kWh par jour en été.

Avec des **seuils de la première tranche d'énergie variables selon les saisons**, la Régie pourrait donc déterminer et ajuster leurs prix afin de mieux refléter les coûts de service du Distributeur et de tenir compte de la capacité de payer des ménages à faible revenu.

De plus, elle pourrait faire évoluer le prix de la *nouvelle* première tranche d'énergie et indirectement la facture d'électricité des petits consommateurs selon un rythme **stable** dans les prochaines années.

¹⁰⁰ HQD, Présentation à la séance de travail du 30 avril 2015, page 12 (tranche de consommation annuelle de 10 000 à 15 000 kWh).

7.1.3 Scénarios illustratifs soumis par l'ACEF de Québec

Lors de la séance de travail sur les tarifs l'été dernier, nous avons soumis au Distributeur deux scénarios pour étude.

Pour les deux scénarios, nous nous sommes imposé une contrainte : ne pas modifier le revenu requis du Distributeur, c'est-à-dire indirectement le niveau de son profit. Ainsi, en aucun cas, le Distributeur ne financera pas les ménages à faible revenu indirectement par la modification du seuil de la première tranche d'énergie que nous proposons.

Le premier scénario d'étude soumis par l'ACEF de Québec consiste à augmenter le seuil de la première tranche d'énergie à 54 kWh en hiver (de décembre à mars), et à maintenir le seuil en été à 30 kWh, comme il a été mentionné précédemment (scénario ACEFQ # 1).

Le deuxième scénario est similaire au premier, sauf que le seuil en été est fixé au niveau de la consommation moyenne du groupe des petits consommateurs en été, soit 25 kWh par jour¹⁰¹ (scénario ACEFQ # 2). Dans ce scénario, tout montant de revenus supplémentaires résultant de la baisse du seuil de la première tranche en été servira à réduire les prix de l'énergie en hiver.

Le Distributeur a simulé les impacts de ces deux scénarios dans le cas d'une hausse tarifaire de 2% en 2016-2017.

Les résultats de la simulation effectuée par le Distributeur se trouvent dans sa présentation à la séance de travail du 12 juin 2015 (page 31)¹⁰². Pour faciliter la consultation, ces résultats sont reproduits à l'annexe 7.1.

Ces résultats prouvent **qu'il serait possible d'implanter une structure saisonnière à deux tranches d'énergie, sans changer le revenu requis du Distributeur.**

¹⁰¹ HQD, Présentation à la séance de travail du 30 avril 2015, page 12, tranche de consommation annuelle de 10 000 à 15 000 kWh.

¹⁰² Voir la pièce B-0071, page 161.

En utilisant les prix simulés par le Distributeur, nous avons calculé, à des fins illustratives, les factures d'un client moyen du groupe des petits consommateurs selon la stratégie actuelle et les scénarios no 1 et 2 de l'ACEF de Québec. Les calculs détaillés sont présentés à l'annexe 7.2 et les impacts par saison et par année sont montrés aux tableaux suivants.

On note au tableau 7.1.2 qu'effectivement une augmentation du seuil de la première tranche d'énergie en hiver (scénario ACEFQ # 1) permettrait une **réduction de la facture** d'un petit consommateur de 18,88 \$ (4% de la facture) en hiver, par rapport à la stratégie actuelle.

Dans le cas d'un seuil de la première tranche à 25 kWh en été (scénario ACEFQ # 2, tableau 7.1.3), l'économie serait plus importante (31,94 \$ en hiver).

Tableau 7.1.2 (à titre illustratif)

Cas d'une hausse tarifaire de 2% en 2016-2017 et d'une hausse de 1,1% du prix de la 1ère tranche d'énergie en été Petit consommateur d'énergie (54 kWh/j en hiver, 25 kWh/j en été)			
Coût d'énergie (\$) *	Hiver	Été	Annuel
Stratégie actuelle	465,80	351,36	817,16
Scénario ACEFQ #1	446,93	350,14	797,07
Écart	18,88	1,22	20,10
	4%	0%	2%

*: excluant les coûts d'abonnement et des primes de puissance.

Tableau 7.1.3 (à titre illustratif)

Cas d'une hausse tarifaire de 2% en 2016-2017 et d'une hausse de 1,1% du prix de la 1ère tranche d'énergie en été Petit consommateur d'énergie (54 kWh/j en hiver, 25 kWh/j en été)			
Coût d'énergie (\$) *	Hiver	Été	Annuel
Stratégie actuelle	465,80	351,36	817,16
Scénario ACEFQ #2	433,86	350,14	784,00
Écart	31,94	1,22	33,16
	7%	0%	4%

*: excluant les coûts d'abonnement et des primes de puissance.

Signalons que le seuil de 54 kWh par jour en hiver est inférieur à la consommation quotidienne moyenne de 62 kWh des ménages à faible revenu¹⁰³.

Par conséquent, l'implantation éventuelle de ce seuil ne « protège » pas tous les ménages à faible revenu.

Il faut signaler qu'un petit nombre de clients résidentiels, notamment ceux qui consomment très peu, risqueront de voir leur facture augmenter *la première année* lors du passage d'une structure à seuil unique à une structure saisonnière. Ces impacts ne sont pas récurrents. De plus, ceux qui ne pourront pas supporter ces impacts pourront recevoir de l'aide du Distributeur pendant une période transitoire.

¹⁰³ Selon les données du Distributeur, le nombre de clients MFR est de 579 000. Leurs consommations moyennes quotidiennes sont de 62 kWh en hiver et 28 kWh en été (HQD, tableau E-3.1, Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018 – Réponses aux engagements numéro 1 à 9, 15 et 16, p.7, cité au préambule (ii) de la question 6 de la DDR no 2 de la Régie au Distributeur, pièce B-0071, page 19).

Notons également que le Distributeur a admis que la « *dispersion des impacts* » due au changement de structure des tarifs n'est pas récurrente¹⁰⁴.

Quels seraient les impacts sur les petits consommateurs si les revenus requis du Distributeur augmentaient de façon importante dans les prochaines années, ou lors d'un choc tarifaire?

Dans de tels cas, la Régie pourrait utiliser la structure saisonnière à deux tranches d'énergie pour maintenir la hausse de la facture d'électricité des petits consommateurs à un niveau qu'elle jugera raisonnable, à l'inflation par exemple.

La structure saisonnière à deux tranches se démarquera de la structure à seuil unique actuelle surtout dans de tels cas.

Nous soumettons respectueusement que cet outil additionnel permettrait à la Régie et au Distributeur de mieux répondre aux préoccupations de plusieurs ménages à faible revenu.

À cet effet, rappelons que le gouvernement du Québec a exprimé dans le décret 841-2014 ce qui suit :

« QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes **se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité**:

- la **capacité de payer des ménages à faible revenu** qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie; [...] »¹⁰⁵ (nos soulignés)

¹⁰⁴ « 23.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la « *dispersion des impacts* » mentionnée aux références (iii) et (iv) ne se reproduirait qu'à la première année lors du changement de la structure tarifaire, mais ne se répéterait pas pour les années suivantes. Veuillez commenter.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les impacts des scénarios présentés lors de la séance de travail du 12 juin 2015 (voir le document de présentation à l'annexe A de la pièce HQD-16, document 1.1 [B-0071]) ne sont pas récurrents puisqu'ils réfèrent tous à des modifications appliquées dès la 1re année. Il s'agit d'illustrations théoriques car, pour en atténuer les impacts tarifaires, toute modification apportée à la structure tarifaire devrait en pratique être implantée progressivement en considérant globalement tous les autres changements à la structure et l'ajustement tarifaire demandé. » Pièce B-0077, pages 39 à 40.

¹⁰⁵ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/282/DocPrj/R-3905-2014-A-0014-DDR-Dec2014_09_25.pdf

Soulignons que l'implantation éventuelle d'une structure saisonnière des tarifs domestiques ne requiert pas de données relatives aux revenus des clients du Distributeur.

Évidemment, une structure saisonnière des tarifs domestiques ne constitue pas un tarif spécifique pour aider les ménages à faible revenu.

Nous tenons à souligner que les prix simulés par le Distributeur ont été calculés à *titre illustratif* pour évaluer les impacts sur la clientèle des deux scénarios soumis pour étude par l'ACEF de Québec.

Dans le scénario ACEFQ # 1, le Distributeur a simulé le cas où le prix de la deuxième tranche d'énergie est fixé à 8,91 ¢/kWh en hiver comme en été¹⁰⁶. On peut améliorer ce scénario en fixant un prix plus élevé en hiver pour accélérer son rapprochement avec le coût évité et réduire le prix de la deuxième tranche en été pour mieux refléter les coûts de service du Distributeur.

Comparaison des coûts d'énergie

Dans sa réponse à la question 6.4 de la Régie, le Distributeur écrit :

« En effet, toute hausse du seuil de la 1re tranche nécessitera, à revenus constants, une hausse des prix pour compenser les revenus moindres associés au passage de kWh du prix de la 2e tranche au prix de la 1re tranche. À titre d'exemple, les scénarios proposés par l'ACEF de Québec (scénario représenté en rouge aux pages 30 à 33 du document de présentation de la séance de travail du 12 juin 2015) visent à protéger les plus petits consommateurs et les MFR, mais la hausse plus importante du prix de la 1re tranche en hiver associée au seuil rehaussé en hiver a plutôt l'effet contraire en les affectant considérablement. »¹⁰⁷ (nos soulignés)

Avec respect et égard, nous dirions que le Distributeur se trompe en affirmant que la hausse importante du prix de la première tranche rehaussée à 54 kWh par

¹⁰⁶ Pièce B-0071, page 161.

¹⁰⁷ Pièce B-0071, page 23.

jour en hiver (scénarios proposés par l'ACEF de Québec) affecte *considérablement* les ménages à faible revenu.

La hausse importante (20,4%) du *prix* de la première tranche d'énergie en hiver s'explique par le passage d'une tranche de 30 kWh par jour en 2015-2016 à 54 kWh par jour en 2016-2017¹⁰⁸. Le pourcentage de 20,4% se calcule comme suit:

Prix de la première tranche en 2015 (seuil actuel de 30 kWh/jour) : 5,68 ¢/kWh;

Prix de la nouvelle première tranche en 2016 (seuil de 54 kWh/j): 6,84 ¢/kWh;

Hausse de prix : $6,84/5,68 = 20,4\%$.

Mais ce pourcentage de hausse de prix de 20,4 % pris isolément est trompeur!

Le Distributeur a calculé la hausse des prix unitaires (en ¢/kWh) des tranches d'énergie ayant des seuils complètement différents : 30 kWh/jour et 54 kWh/jour.

Une façon correcte d'évaluer les impacts serait de comparer le coût d'énergie (en \$) selon différentes stratégies, et non en *pourcentage* de hausse de différents prix unitaires (en ¢/kWh).

Le tableau suivant illustre notre propos, en montrant les résultats de calculs des coûts d'énergie payés par un consommateur MFR moyen en hiver (toutes les données proviennent du Distributeur).

On y voit clairement que le coût d'énergie de la consommation quotidienne moyenne d'un MFR selon le scénario ACEFQ # 1 est bien inférieur à celui de la stratégie actuelle, malgré la hausse élevée (en pourcentage) du prix unitaire de l'énergie de la première tranche.

¹⁰⁸ présenté au document de présentation du Distributeur à la séance de travail du 12 juin 2015 (scénario ACEFQ # 1).

Tableau 7.1.4

Calcul du coût d'énergie						
Consommation moyenne d'un ménage à faible revenu en hiver: 62 kWh/jour (source: HQD, Pièce B-0071, p. 123)						
	Stratégie actuelle			Scénario ACEFQ # 1		
	Consommation (kWh)	Prix (¢/kWh)	Coût (¢)	Consommation (kWh)	Prix (¢/kWh)	Coût (¢)
	(A)	(B)	(C=AxB)	(A)	(B)	(C=AxB)
Première tranche d'énergie	30	5,76	172,8	54	6,84	369,36
Deuxième tranche d'énergie	32	8,84	282,88	8	8,91	71,28
Total	62		455,68	62		440,64
Écart des deux stratégies: 3% (calculé en terme de coût, et non en prix unitaire)						
Prix calculés par le Distributeur (HQD, Séance de travail du 12 juin 2015, page 31)						

Le propos ci-haut cité du Distributeur serait donc erroné.

Nous maintenons notre conclusion à l'effet qu'une hausse du seuil de la première tranche d'énergie en hiver permettrait de diminuer le coût d'énergie des petits consommateurs par rapport à celui calculé avec le seuil unique pour toutes les saisons.

Caractère universel et non-discriminatoire des tranches d'énergie

Dans les sections précédentes, nous avons présenté des résultats de calculs en utilisant les données de consommation des petits consommateurs. Ces résultats ne sont montrés que pour des fins illustratives, sans aucune discrimination.

Il importe de souligner le caractère universel et non-discriminatoire de la nouvelle première tranche d'énergie, peu importe le niveau exact de ce seuil.

Selon nous, le volume d'énergie *augmentée* de la première tranche, pourrait servir par les consommateurs, à titre d'exemple, autant au chauffage électrique qu'à l'utilisation des appareils médicaux, **sans aucune discrimination par usage ou par le niveau du revenu des clients domestiques.**

7.1.4 Scénario de la Régie

Dans le cadre des demandes de renseignements, la Régie a demandé au Distributeur d'évaluer les impacts d'une hausse de la première tranche limitée à **40 kWh par jour pour les mois d'hiver seulement**, compensée par une hausse du prix de la deuxième tranche d'énergie deux fois plus importante que pour la première tranche.¹⁰⁹

Le Distributeur a présenté les résultats de son évaluation pour ce scénario, en les mettant côte-à-côte avec ceux des scénarios soumis par l'ACEF de Québec. Ces résultats sont reproduits au tableau suivant.

Tableau 7.1.5 (résultats de calculs d'HQD, pièce B-0076, page 29)

TABLEAU R-7.1 :
SCÉNARIOS DE STRUCTURE SAISONNIÈRE À DEUX TRANCHES D'ÉNERGIE

Composantes	Prix 1 ^{er} avril 2016	Hausse de 2% - Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie			
		Stratégie actuelle seuil	Scénario ACEFQ # 1 seuil	Scénario ACEFQ # 2 seuil	Scénario Règle DDR # 4 - 7.1 seuil
Redevance (\$/jour)	40,84¢	40,84¢	40,84¢	40,84¢	40,84¢
hausse		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ÉTÉ					
Energie - 1 ^{re} tranche (\$/kWh)	5,88¢	0-30 5,78¢	0-30 5,74¢	0-25 5,74¢	0-30 5,84¢
hausse		1,4%	1,1%	1,1%	2,0%
Energie - 2 ^e tranche (\$/kWh)	8,80¢	> 30 8,84¢	> 30 8,91¢	> 25 8,89¢	> 30 9,08¢
hausse		2,0%	3,0%	3,4%	5,0%
HIVER					
Energie - 1 ^{re} tranche (\$/kWh)	5,88¢	0-30 5,78¢	0-54 8,84¢	0-54 8,84¢	0-40 5,84¢
hausse		1,4%	20,4%	10,0%	2,0%
Energie - 2 ^e tranche (\$/kWh)	8,80¢	> 30 8,84¢	> 54 8,91¢	> 54 8,89¢	> 40 9,08¢
hausse		2,0%	3,0%	0,3%	5,0%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	8,21¢	8,21¢	8,21¢	8,21¢	8,21¢
hausse		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,16¢	3,16¢	3,16¢	3,16¢	3,16¢
hausse		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

En utilisant les prix calculés par le Distributeur, nous avons calculé les factures d'un très petit consommateur d'énergie, selon la structure à seuil unique actuelle et selon le scénario de la Régie. Les résultats sont présentés au tableau suivant.

On y voit qu'une augmentation du seuil de la première tranche d'énergie à 40 kWh par jour en hiver permettrait de diminuer la facture d'un très petit

¹⁰⁹

Pièce B-0076, page 29.

consommateur en hiver de 11,62 \$, mais augmenterait sa facture estivale de 3,32 \$, pour une économie nette de 8,30 \$.

Tableau 7.1.6

Comparaison des scénarios			
Stratégie actuelle: Seuil annuel (30 kWh/jour)			
Scénario Régie: Seuils saisonniers (40 kWh/j en hiver; 30 kWh/j en été)			
Très Petit consommateur d'énergie (34 kWh/j en hiver, 17 kWh/j en été)			
Coût d'énergie (\$) *	Hiver	Été	Annuel
Stratégie actuelle	251,87	238,92	490,80
Scénario Régie	240,26	242,24	482,50
Écart	11,62	-3,32	8,30
	5%	-1%	2%
*: excluant coûts d'abonnement			

Nous avons répété les calculs pour certains autres cas de la clientèle domestique du Distributeur. Les résultats sont résumés au tableau suivant.

On y voit que le scénario de la Régie avantage les très petits et petits consommateurs, ainsi que les clients moyens. Par contre, les grands consommateurs et très grands consommateurs d'énergie verront leur facture augmentée, par rapport à celle calculée selon la stratégie actuelle avec seuil unique de la première tranche d'énergie à 30 kWh par jour.

Tableau 7.1.7

Coûts annuels d'énergie (*) [\$]			
	Stratégie actuelle	Scénario Régie	Écart
Très petits consommateurs	490,80	482,50	8,30
Petits consommateurs	817,16	792,71	24,45
Clients moyens	1 144,32	1 127,82	16,50
Grand consommateurs d'énergie	2 057,23	2 065,52	-8,28
Très grands consommateurs d'énergie	2 841,25	2 870,82	-29,57
*: excluant coûts d'abonnement et primes de puissance			

Les résultats du scénario de la Régie prouvent, encore une fois, qu'un **rehaussement du seuil de la première tranche d'énergie en hiver permettrait de réduire la facture des petits clients domestiques.**

7.1.5 Commentaires sur les critiques du Distributeur

Dans sa preuve, à la pièce B-0051, le Distributeur émet certaines critiques se rapportant à notre proposition.

Caractère saisonnier de la première tranche actuelle

Le Distributeur souligne que l'actuelle structure à deux tranches comporte déjà un caractère saisonnier puisque la première tranche de 30 kWh/jour couvre les usages autres que le chauffage des locaux qui surviennent toute l'année alors que le chauffage électrique en hiver est davantage facturé en deuxième tranche.¹¹⁰

Comme nous l'avons mentionné précédemment, les difficultés des ménages à faible revenu ne proviennent pas uniquement de la structure à seuil unique actuelle. Elles s'accroissent avec l'application de la stratégie de « *hausser deux fois plus importante en deuxième tranche qu'en première* »¹¹¹.

En contraste, une structure saisonnière à deux tranches d'énergie, avec des prix bien calibrés, permettrait de soulager les impacts de cette stratégie sur les ménages à faible revenu.

Dispersion des impacts

Le Distributeur soutient que, compte tenu de la diversité de la clientèle domestique, tout changement de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande **dispersion des impacts**. Il met donc en doute la valeur ajoutée de la structure saisonnière à deux tranches d'énergie¹¹².

Selon nous, les impacts se varieraient certes chez les nombreux clients résidentiels du Distributeur, notamment lors de la première année de passage d'une structure à seuil unique de la première tranche d'énergie à une structure saisonnière des prix.

¹¹⁰ Pièce B-0051, page 18, ligne 1.

¹¹¹ Pièce B-0051, page 15, ligne 5.

¹¹² Pièce B-0051, page 18, ligne 4.

Si lors de ce passage éventuel certains clients éprouvent de la difficulté à supporter les impacts, le Distributeur pourrait alors leur donner des conseils et de l'aide spécifiques.

Simplicité des tarifs

Le Distributeur soutient aussi qu'une structure saisonnière « *complexifierait grandement les tarifs et leur application, notamment lors des changements de saison* »¹¹³.

Tout d'abord, nous soumettons respectueusement que la simplicité des tarifs, bien que souhaitable, ne doit pas être considérée sur le même pied d'égalité que l'objectif d'offrir de l'électricité à bas prix selon les besoins de la clientèle du Distributeur et de protéger les ménages à faible revenu.

Selon nous, il ne serait pas complexe ni pour le Distributeur ni pour les clients de calculer leur facture selon deux saisons différentes. C'est le même genre de calculs qu'actuellement, sauf que les paramètres changent selon la saison.

Plusieurs distributeurs ont des structures tarifaires saisonnières bien plus sophistiquées ou complexes que celle que nous proposons.

À titre d'exemple, au Canada, Ottawa Hydro et Toronto Hydro utilisent des tarifs TDT saisonniers (révisés 2 fois par année, en mai et novembre) qui comportent trois prix différents pour les périodes creuse, médiane et de pointe¹¹⁴.

Du côté des États-Unis, tel que remarqué par la Régie, 8 des 18 distributeurs américains couverts par le balisage présenté en séance de travail ont une structure tarifaire et/ou des tarifs qui varient selon la saison.¹¹⁵

Nous soumettons respectueusement qu'il serait facile de comprendre les tarifs saisonniers à deux tranches d'énergie.

¹¹³ Pièce B-0051, page 18, ligne 7.

¹¹⁴ Balisage d'HQD, Séance de travail du 30 avril 2015, page 56.

¹¹⁵ Remarque de la Régie, pièce A-0010, DDR no 2 de la Régie à Hydro-Québec, page 8.

Plusieurs consommateurs les apprécieraient si le Distributeur leur expliquait que leur introduction permettrait une meilleure utilisation des ressources et de mieux protéger leurs concitoyens à faible revenu.

Mesures non-tarifaires

Dans sa preuve, le Distributeur soutient que la prise en compte de la capacité de payer des clients à même les tarifs d'électricité demeure une avenue *inefficace*. Il est d'avis que les ententes de paiement et les mesures d'efficacité énergétique permettent de rejoindre plus directement les clients.¹¹⁶

Nous aimerions préciser que la structure saisonnière à prix progressifs que nous proposons est une mesure universelle applicable à tous les clients du Distributeur, et non une mesure réservée aux ménages à faible revenu. Bien entendu, ces derniers seraient les plus susceptibles d'en profiter.

Les ententes de paiement et les mesures d'efficacité énergétique pour aider les ménages à faible revenu sont des mesures non-tarifaires. Les actions du Distributeur relatives à ces mesures ne doivent pas *exclure* les réformes de la structure des tarifs domestiques pour mieux refléter les coûts de service et soulager le fardeau des petits consommateurs, notamment lors des chocs tarifaires.

Soulignons finalement que la préoccupation du gouvernement à l'égard de la capacité de payer des ménages à faible revenu se rapporte précisément à « *l'évolution des tarifs d'électricité* », et non aux mesures non-tarifaires [voir extrait du décret 841-2014 reproduit précédemment].

7.1.6 Seuil de la première tranche plus élevé pour « *capter la notion de chauffage de base* » (Orientation proposée par le Distributeur)

Le Distributeur suggère, dans sa preuve du 30 juillet 2015, de hausser le seuil de la première tranche pour capter une partie de la consommation associée au chauffage :

¹¹⁶

Pièce B-0051, page 18, lignes 12 à 15.

« Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : [...] un seuil de la première tranche plus élevée pour capter la notion de chauffage de base, [...] »¹¹⁷. (nos soulignés)

Il argumente en faveur de sa proposition comme suit dans sa réponse à la question 6.1 de la Régie¹¹⁸ :

« Lors des séances de travail, le Distributeur a expliqué que le seuil actuel de la 1re tranche représente une allocation universelle, tout au long de l'année, un concept simple et compris par la clientèle, et que les usages couverts peuvent être diversifiés selon le profil propre à chaque client.

C'est dans ce contexte spécifique et avec la volonté d'alléger la facture des MFR que le Distributeur est sensible aux arguments de certains intervenants et se dit disposé à explorer la possibilité d'augmenter le seuil de la 1re tranche pour y capter la partie de la consommation associée au chauffage sur laquelle les consommateurs peuvent moins agir. De plus, comme les besoins de chauffage au Québec s'étendent bien au-delà de la « période d'hiver » au sens des Tarifs, un tel ajustement devrait s'appliquer toute l'année. »¹¹⁹ (nos soulignés)

Nous comprenons bien la volonté du Distributeur d'alléger la facture d'électricité des ménages à faible revenu; cependant, contrairement au Distributeur, nous ne pensons pas que le seuil de la première tranche doit être conçu ou déterminé en fonction du chauffage, un usage spécifique de l'électricité.

Un rehaussement du seuil de la première tranche pourrait être utile aux consommateurs qui utilisent de façon fréquente et/ou intensive de l'électricité en hiver pour bien des usages : chauffage, exploitation agricole, appareils médicaux personnels, cuisson, éclairage, etc. (voir notre discussion sur le caractère non-discriminatoire par usage présentée précédemment).

De plus, l'allocation universelle tout au long de l'année mentionnée par le Distributeur ne profiterait pas de la même façon aux différents clients du Distributeur.

¹¹⁷ Pièce B-0051, p. 20, ligne 12.

¹¹⁸ Pièce B-0071, page 21.

¹¹⁹ Pièce B-0071, page 21, lignes 21 à 32.

En effet, actuellement, pendant les quatre mois les plus creux de l'été, un locataire moyen ne profite du bas prix de la première tranche que 17 kWh par jour, laissant 13 kWh « inutilisée », alors qu'un « *propriétaire-TAE-maisons et plex* » en profite pleinement, puisque sa consommation quotidienne moyenne est de 37 kWh¹²⁰.

Si l'on augmente le seuil actuel de 30 kWh/jour en été, cela ne ferait profiter que des grands ou très grands consommateurs d'énergie.

Si l'on considère le volume d'électricité à bas prix de la première tranche comme une ressource limitée, l'augmentation du seuil de la première tranche en été résulterait en une utilisation non-optimale des ressources.

Il serait mieux de garder cette ressource précieuse et limitée pour les périodes où un plus grand nombre de clients du Distributeur puisse en profiter.

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 Régie¹²¹ et de l'ACEF de Québec, permettrait de

¹²⁰ Données d'HQD, pièce B-0071, page 123, tableau E-8-A.

¹²¹ 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.

mieux protéger les petits consommateurs et de mieux refléter le coût de service du Distributeur.

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.

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

Proposition du Distributeur

Dans sa conclusion relative à la stratégie pour les prochaines années, le Distributeur écrit :

« Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance [...] »¹²²

En réponse à une question de la Régie, le Distributeur précise que **l'objectif** d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, *davantage* de coûts liés à leur abonnement. Il estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la **totalité des coûts d'abonnement**.¹²³

Le Distributeur présente, à titre illustratif, à la séance de travail du 30 avril 2015, ses évaluations de prix de différentes composantes du tarif domestique pour un scénario de facture minimale et de la stratégie actuelle (sans facture minimale et gel de la redevance)¹²⁴. Les résultats de ces évaluations sont reproduits au tableau suivant.

¹²² Pièce B-0051, page 20, ligne 12.

¹²³ Pièce B-0071, page 17, lignes 4 à 11.

¹²⁴ HQD, Séance de travail du 30 avril 2015, page 47 et pièce B-0071, page 17, ligne 11.

Dans cet exemple illustratif, la facture mensuelle minimale est fixée à 22,28 \$ en remplacement de la redevance d'abonnement. Le Distributeur a donc estimé que *son coût d'abonnement total* est de 22,28 \$ par mois par abonné¹²⁵.

On y constate aussi que les prix de la composante « énergie » du scénario « Facture minimale » sont *inférieurs* à ceux de la stratégie actuelle (1^{ère} tranche d'énergie et 2^{ème} tranche d'énergie).

Tableau 7.2.1 (résultats de calculs du Distributeur)

Facture minimale en remplacement de la redevance		
Exemple soumis par le Distributeur (a)		
	Stratégie actuelle	Facture minimale
Redevance d'abonnement (¢/jour)	40,64	X
Facture minimale de 74,25 ¢/jour (\$/mois)		22,28 \$
Énergie - 1 ^{ère} tranche (¢/kWh)	5,76	5,75
Énergie - 2 ^{ème} tranche (¢/kWh)	8,84	8,80
(a): HQD, Séance de travail du 30 avril 2015, page 47.		
*: La redevance d'abonnement de 40,64 ¢/jour représente 12,19 \$/mois (40,64x30=12,19\$)		

Pour cet exemple, le Distributeur estime que la facture minimale représente une consommation de 178 kWh par mois :

« À titre illustratif, dans le scénario présenté aux pages 47 et 48 de la présentation du 30 avril 2015, une facture minimale couvrant les coûts d'abonnement s'élevait à 22,28 \$ par mois, ce qui, compte tenu de la redevance de 12,19 \$ par mois, représentait une consommation de 178 kWh par mois. »¹²⁶

Commentaires

Actuellement, un abonné domestique paye une redevance d'abonnement de 40,64 ¢ par jour ou 12,19 \$ par mois¹²⁷.

¹²⁵ La valeur de 22,28 \$ par mois est aussi utilisée dans la réponse du Distributeur à la question 5.1 de la Régie, pièce B-0071, page 17, ligne 19.

¹²⁶ Pièce B-0071, page 17, ligne 11.

¹²⁷ 40,64 ¢/jour x 30 = 12,19\$/mois.

En voulant fixer la facture minimale mensuelle à 22,28 \$ par mois pour récupérer la totalité de son coût d'abonnement, le Distributeur augmente les frais fixes à payer par sa clientèle de 10,09 \$ par mois.

Cette dernière valeur équivaut à un revenu de vente de 178 kWh par mois par abonné ou 5,9 kWh par jour selon la structure tarifaire actuelle (sans facture minimale), tel que calculés par le Distributeur¹²⁸ (voir tableau suivant).

Tableau 7.2.2 (nos calculs)

Consommation minimale		
Facture mensuelle minimale (A)	22,28	\$
Moins Redevance d'abonnement actuelle (40,64x30) (B)	12,19	\$
Valeur de la consommation minimale (C=A-B)	10,09	\$
Consommation minimale (kWh/mois) [10,09/5,68]	177,64	kWh/mois
(5,68 ¢/kWh: prix de l'énergie au 1er avril 2015 à la 1ère tranche)	5,92	kWh/jour

L'implantation d'une facture minimale pour récupérer la totalité du coût d'abonnement d'un client permet donc au Distributeur d'augmenter sa portion de revenu « garanti », sans égard à la consommation de sa clientèle.

À cet effet, notons la remarque de Jim Lazar dans un article sur la facture minimale publié par « *The Regulatory Assistance Project* » :

« A minimum bill guarantees the utility a minimum annual revenue level from each customer, even if their usage is zero »¹²⁹.

Comme l'objectif même de la facturation minimale est de permettre au Distributeur d'obtenir plus de revenu chez les très petits consommateurs, ce seront surtout ces derniers qui verront leur facture d'électricité augmenter.

¹²⁸ Pièce B-0071, page 17, ligne 14.

¹²⁹ Jim Lazar, Electric Utility Residential Customer Charges and Minimum Bills: Alternative Approaches for Recovering Basic Distribution Costs- November, 2014 –The Regulatory Assistance Project file:///D:/RAP_Lazar_ElectricUtilityResidentialCustomerChargesMinimumBills_2014_NOV%20(2).pdf

Parmi ceux-ci, on compte, selon le Distributeur, certains exploitants agricoles, propriétaires non-TAE, locataires, clients MFR¹³⁰, propriétaires de résidences secondaires et auto-producteurs¹³¹.

Selon les calculs du Distributeur, l'augmentation de la facture peut s'élever à un **maximum de 123 \$** par an¹³².

Bien que de manière générale on peut s'attendre à ce que le nombre des très petits consommateurs soit relativement faible par rapport au reste de la clientèle du Distributeur, nous croyons qu'il serait important d'estimer au préalable le nombre de ménages qui seraient affectés par la facturation minimale.

Dans la réflexion sur l'opportunité d'implanter la facturation minimale au Québec, il serait bon de se poser certaines questions.

Premièrement, si le Distributeur fixe la facture mensuelle minimale au niveau de son coût d'abonnement (22,28 \$ dans l'exemple ci-haut), serait-il en mesure de le justifier de façon compréhensive à sa clientèle et d'en indiquer les services associés à ce coût (service à la clientèle, mesurage, portion des frais minimum du réseau de distribution, etc.)?

Quels types de coûts un auto-producteur doit-il assumer même si à un mois donné il redonne de l'énergie (nette) au réseau du Distributeur?

Quelle est la robustesse de la valeur de 178 kWh par mois ou 5,9 kWh par jour?

Est-ce un client qui s'absente temporairement doit assumer quand même sa part de coût du « service à la clientèle »?

L'implantation d'une facture minimale augmente les frais fixes des clients sur lesquels ils ne peuvent pas agir. Comment le Distributeur peut-il expliquer alors le **changement de cap** par rapport à ce qu'il prêche depuis dix ans :

¹³⁰ Constat d'HQD, Séance de travail du 30 avril 2015, page 48.

¹³¹ Pièce B-0051, page 16, ligne 28.

¹³² Constat d'HQD, Séance de travail du 30 avril 2015, page 48.

« La stratégie tarifaire établie en 2006 avait pour objectif de donner un signal de prix favorisant une utilisation efficace de l'électricité. Plus spécifiquement, elle visait à :

- appliquer les ajustements tarifaires sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir davantage ;
 - geler le prix des composantes sur lesquelles les clients peuvent moins agir;
- [...] »¹³³

Toute augmentation des revenus fixes du Distributeur fait baisser les prix d'énergie, du fait que le revenu requis du Distributeur est constant.

C'est ce qu'on observe dans l'exemple illustratif du Distributeur mentionné ci-haut : les prix d'énergie de la première et la deuxième tranche du scénario « Facture minimale » sont inférieurs à ceux du scénario « Stratégie actuelle » [voir tableau 7.2.1 ci-haut et présentation du Distributeur à la séance de travail du 30 avril 2015, page 47].

La facturation minimale encouragerait donc d'une certaine façon la consommation chez les très petits clients!

Quant à la majorité des clients domestiques du Distributeur, ils n'auraient pas de gains financiers avec la facturation minimale, car leur consommation dépasse de beaucoup le niveau de 5,9 kWh par jour (voir « données relatives aux consommations quotidiennes moyennes par saison de différents segments de clientèle du Distributeur » à l'annexe 7.3).

Probablement, les économies réalisées suite à une utilisation plus efficace de l'électricité seraient plus difficiles à percevoir, puisque le prix de l'énergie serait moins élevé.

Le balisage au Canada et aux États-Unis effectué par le Distributeur ne montre aucune expérience d'ailleurs relative à la facturation minimale¹³⁴. Le Distributeur indique tout au plus que BC Hydro *envisage* d'introduire une facture minimale¹³⁵.

¹³³ Pièce B-0051, page 14, lignes 28 à 32.

¹³⁴ HQD, Présentation à la séance de travail du 30 avril 2015, page 56 et suivantes.

¹³⁵ HQD, Présentation à la séance de travail du 30 avril 2015, page 46.

Il serait donc difficile pour le Distributeur de s'inspirer d'expériences d'ailleurs pour éviter des erreurs potentielles dans l'implantation de cette nouvelle mesure.

Au niveau de la simplicité de la facture, nous ne voyons pas d'intérêt pour les consommateurs de voir la ligne « Redevance d'abonnement » changée par « Frais minimum » sur leurs factures d'électricité.

D'ici le prochain dossier tarifaire, le Distributeur peut approfondir l'étude sur une manière d'introduire la facturation minimale qu'il évoque dans sa preuve, sans abandonner l'objectif d'encourager l'efficacité énergétique:

« Une autre manière d'atteindre cet objectif consiste à appliquer une facture minimale qui prend effet uniquement lorsque la consommation du client n'atteint pas un certain nombre de kilowattheures pendant sa période de consommation. »¹³⁶ (nos soulignés)

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.

¹³⁶

Pièce B-0051, page 16, ligne 21.

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]

Le Distributeur propose à la Régie de privilégier pour les prochaines années la création d'un tarif distinct (tarif D2)¹³⁷ pour les clients de plus de 50 kW facturés en puissance et en énergie¹³⁸.

Il soumet que la stratégie tarifaire des dernières années produit des impacts tarifaires importants pour les plus *grands consommateurs* d'électricité, en particulier pour les clients de plus de 50 kW¹³⁹.

Il indique que ces clients connaissent, depuis 2006, des hausses tarifaires bien supérieures à la moyenne et paient une part relative plus grande des coûts de la catégorie domestique.

Cette situation s'explique par le fait qu'ils ont une proportion plus importante de leur consommation en 2^{ème} tranche et qu'ils assument également des primes de puissance, dont celle d'été qui est soumise à un rattrapage¹⁴⁰.

Selon le Distributeur, les *grands consommateurs* d'électricité regroupent notamment les usages en commun d'immeubles à logement et les plus grandes exploitations agricoles¹⁴¹. Il estime qu'environ **5 000 clients** aux tarifs D et DM seraient admissibles au tarif D2¹⁴².

Le Distributeur soutient que la création d'un tarif D2 permettrait de séparer les clients facturés en puissance et en énergie de ceux facturés uniquement en

¹³⁷ Pièce B-0051, page 15.

¹³⁸ « Le terme « grands consommateurs » ne correspond pas à un volume de consommation d'énergie, mais plutôt aux clients de plus de 50 kW facturés en puissance et en énergie », pièce B-0071, page 25, réponse du Distributeur à la question 7.1 de la Régie.

¹³⁹ Pièce B-0051, page 15, ligne 14.

¹⁴⁰ Pièce B-0051, page 15, lignes 14 à 22.

¹⁴¹ Pièce B-0051, page 15, ligne 14.

¹⁴² Pièce B-0071, page 28.

énergie afin d'appliquer une stratégie tarifaire mieux adaptée à cette clientèle ¹⁴³, de même que mieux refléter leur coût de service ¹⁴⁴. [Environ 99,9 % de la clientèle domestique du Distributeur est facturée en énergie uniquement¹⁴⁵].

Considérant que la clientèle facturée en puissance et en énergie représente une très faible portion des clients domestiques, le Distributeur estime que la création du tarif D2 n'aurait **aucun impact perceptible** pour le reste de la clientèle du tarif D, les prix du tarif D1 demeurant inchangés par rapport à ceux résultant de la stratégie appliquée ces dernières années¹⁴⁶.

Le Distributeur affirme même que la création du tarif D2 n'aurait **aucun impact sur l'indice d'inter-financement** :

« À l'instar des clients des tarifs DM et DT, les clients du tarif D2 continueraient d'être au sein de la catégorie domestique. Ainsi, la création du tarif D2 n'aurait **aucun impact sur l'indice d'inter-financement**, mais elle permettrait néanmoins d'abaisser la contribution pour couvrir les coûts de ces clients. »¹⁴⁷
(nos soulignés)

De plus, il est d'avis que le maintien de la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie encourageant l'efficacité énergétique devrait être conditionnel à la création d'un tarif distinct pour les clients de plus de 50 kW.¹⁴⁸

Rappelons finalement que même si le nouveau tarif D2 profitera à plusieurs exploitants agricoles, il est basé sur la consommation d'électricité en puissance

¹⁴³ Réponse du Distributeur à la question 7.6 de la Régie, pièce B-0071, page 28.

¹⁴⁴ Pièce B-0051, page 15, ligne 26.

Selon les calculs du Distributeur, le coût de service aux clients consommant plus de 100 000 kWh/an est de 6,78 ¢/kWh; celui des clients consommant moins de 5 000 kWh/an est de 22,51 ¢/kWh (pièce B-0071, page 27, tableau R-7.4).

¹⁴⁵ HQD, tableau R- 7.5-A, pièce B-0071, page 27.

¹⁴⁶ Pièce B-0071, page 29.

¹⁴⁷ Pièce B-0071, page 29.

¹⁴⁸ HQD, réponse à la question 4.3 de la DDR no 2 de la Régie, pièce B-0071, page 15.

et en énergie, et non sur un usage spécifique de l'électricité. Il n'y aurait donc aucune discrimination par usage.

La seule ombre au tableau résiderait en l'ajout d'une nouvelle catégorie tarifaire pour un petit nombre de clients, en plus de celles ajoutées à la grille tarifaire du Distributeur ces dernières années.

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)

Le tarif bi-énergie résidentielle DT, comme tout autre tarif régulier d'Hydro-Québec, contribue à la rentabilité du Distributeur. En particulier, le tarif bi-énergie constitue un moyen pour baisser le coût d'approvisionnement de la puissance **au profit de l'ensemble de la clientèle du Distributeur**, en raison de l'effacement de ses appels de puissance aux heures de pointe du réseau.

Le Distributeur a des surplus d'électricité patrimoniale à très faible coût de revient qui sont disponibles pour les consommations hors-pointes de sa clientèle jusqu'à 2024; l'approvisionnement pour la bi-énergie résidentielle ne poserait donc aucun problème.

Considérant ces avantages, nous sommes d'avis que le Distributeur devrait **favoriser le développement du tarif bi-énergie résidentielle**, et l'étendre même éventuellement au secteur commercial.

Dans sa preuve, le Distributeur note une tendance persistante et naturelle à l'érosion du parc bi-énergie¹⁴⁹. En particulier, en 2014, **6 180** clients ont abandonné le tarif bi-énergie, contre 1 961 nouvelles adhésions pour une perte nette de 4 219 abonnements.¹⁵⁰

Le Distributeur admet qu'il dispose d'une marge de manœuvre reliée à la rentabilité du tarif et que des avenues tarifaires pourraient être envisagées pour retarder l'érosion du parc bi-énergie.¹⁵¹

Malgré tout ceci, il propose **d'attendre** qu'une stratégie soit adoptée au tarif D avant de modifier le tarif DT, en invoquant que ce dernier est actuellement calibré pour être neutre par rapport au tarif D :

« Enfin, le Distributeur propose **d'attendre** qu'une stratégie soit adoptée au tarif D avant de modifier le tarif DT qui est actuellement calibré pour être neutre par rapport au tarif D ». ¹⁵² (nos soulignés)

En conséquence, le maintien et le développement des tarifs bi-énergie ne font pas partie des orientations privilégiées par le Distributeur pour les prochaines années¹⁵³.

Le Distributeur connaît déjà les motifs de l'abandon du tarif bi-énergie, par exemple, le changement d'équipement (54%), le prix du combustible (17%), le coût de l'électricité par temps froid (10%).¹⁵⁴

Il nous semble donc que des actions commerciales concrètes et mieux ciblées pourraient contribuer à diminuer l'érosion du parc bi-énergie résidentielle.

¹⁴⁹ Pièce B-0051, page 19, ligne 18.

¹⁵⁰ HQD, Présentation du 12 juin 2015, page 51.

¹⁵¹ Pièce B-0051, page 19, ligne 27.

¹⁵² Pièce B-0051, page 20, ligne 1.

¹⁵³ Pièce B-0051, page 20, ligne 12.

¹⁵⁴ HQD, Présentation à la séance de travail du 12 juin 2015, page 52.

À la séance de travail du 12 juin 2015, le Distributeur a identifié trois avenues possibles pour le maintien et le développement du parc biénergie résidentielle, soit :

- Augmenter le prix de pointe compensé par une réduction du prix hors pointe,
- Introduire une première tranche à prix plus bas en période de pointe compensée par l'augmentation du prix de la deuxième tranche en pointe;
- Assurer aux clients du tarif DT une économie avant effacement.¹⁵⁵

Toutes ces options pourraient être implantées sans affecter le niveau de profit du Distributeur, selon ses calculs.¹⁵⁶

Il nous apparaît donc que le Distributeur serait en mesure de proposer à la Régie, d'ici le prochain dossier tarifaire, des actions concrètes et des propositions de modifications du tarif bi-énergie DT, pour arrêter l'érosion du parc biénergie résidentielle sinon l'augmenter, et ce en même temps et de façon cohérente avec les modifications du tarif D que privilégiera la Régie.

Recommandation

Considérant les avantages indéniables du tarif biénergie 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 biénergie résidentielle.

¹⁵⁵ HQD, présentation à la séance de travail du 12 juin 2015, page 69.

¹⁵⁶ HQD, présentation à la séance de travail du 12 juin 2015, page 70.

SECTION 8

**STRATÉGIES TARIFAIRES POUR L'ANNÉE 2016-2017 –
TARIFS DOMESTIQUES**

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

Dans le contexte de la démarche de consultation portant sur la stratégie relative aux tarifs domestiques, le Distributeur propose de ne pas reconduire pour le présent dossier la stratégie tarifaire appliquée dans les dossiers tarifaires précédents.

En effet, il souhaite suspendre momentanément l'application de la stratégie des dernières années afin d'évaluer et analyser les impacts cumulés et de déterminer, le cas échéant, les modifications à apporter à cette stratégie¹⁵⁷.

Dans ce contexte, il propose une hausse uniforme des composantes des tarifs domestiques (tarifs D, DM et DT).¹⁵⁸

Suite à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a fourni certains renseignements relatifs aux prix des composantes des tarifs domestiques dans le cas où la stratégie actuelle était maintenue pour les tarifs 2016-2017¹⁵⁹ (voir le tableau suivant).

Comme le montre le tableau 8.1, une hausse uniforme fait augmenter la redevance d'abonnement de 1,9%, alors que la stratégie actuelle propose de la geler.

¹⁵⁷ Pièce B-0071, page 13 (Réponse du Distributeur à la question no 4.1 de la DDR no 2 de la Régie)

¹⁵⁸ Pièce B-0051, page 6, ligne 4.

¹⁵⁹ Pièce B-0071, page 13.

Tableau 8.1

Tarifs domestiques - Comparaison des stratégies			
	Stratégie actuelle	Hausse uniforme	Écart
Redevance (¢/jour)	40,64	41,41	1,9%
Prix de l'énergie - 1ère tranche (¢/kWh)	5,75	5,79	0,7%
Prix de l'énergie - 2ème tranche (¢/kWh)	8,83	8,76	-0,8%

Pour comparer les impacts des deux stratégies sur la clientèle domestique, nous avons calculé les factures de certains clients, en utilisant les données relatives à leurs consommations quotidiennes moyennes en hiver et en été fournies par le Distributeur dans sa présentation du 30 avril 2015¹⁶⁰.

Les résultats sont montrés au tableau suivant, à titre illustratif.

On y voit que la stratégie actuelle avantage les petits consommateurs par comparaison à une hausse uniforme.

Tableau 8.2 (à titre illustratif)

Coût d'énergie et de redevance d'abonnement (\$) [à titre illustratif]*						
	Consommation annuelle (kWh)	Stratégie actuelle	Hausse uniforme	Écart (\$)	Écart (%)	
Très petits consommateurs	8 262	638,31	641,40	3,10	0,5%	
Petits consommateurs	12 634	964,23	968,90	4,67	0,5%	
Client moyen	16 760	1 290,98	1 294,11	3,12	0,2%	
Grands consommateurs	27 087	2 202,86	2 195,94	-6,92	-0,3%	
Très grands consommateurs	35 956	2 989,10	2 975,68	-13,43	-0,4%	
*: les valeurs présentées dans ce tableau incluent la redevance d'abonnement; elles ne sont pas comparables aux coûts d'énergie présentés dans les autres tableaux qui excluent la redevance d'abonnement.						
Consommation annuelle calculée selon données d'HQD, présentation du 30 avril 2015, p. 12						

Cette tendance était également constatée par le Distributeur dans sa présentation sur les tarifs domestiques :

« Baisse de la redevance avantage les petits consommateurs, incluant les petits agricoles, et a un impact à la hausse sur les plus grands (puisque les prix d'énergie sont plus élevés), dans tous les segments.»¹⁶¹

Le tableau suivant compare les factures *annuelles* pour différents types d'habitation selon la stratégie actuelle et la stratégie de hausse uniforme, sur la base des résultats de calculs du Distributeur¹⁶².

Tableau 8.3

Factures annuelles (\$) selon différentes stratégies				
	Consommation annuelle (kWh)	Stratégie actuelle	Hausse uniforme	Écart
Clients à la première tranche seulement	10 950	777,96	785,16	7,20
Logement 5 1/2	11 590	882,96	888,00	5,04
Résidence unifamiliale				
* (1 195 pieds carrés)	20 494	1 634,52	1 634,52	0,00
* (1 701 pieds carrés)	26 484	2 150,88	2 147,16	(3,72)
* (2 228 pieds carrés)	32 054	2 641,44	2 633,88	(7,56)
* (4 198 pieds carrés)	48 062	4 054,92	4 036,20	(18,72)
Sources: Données du Distributeur				
Stratégie actuelle: pièce B-0071, page 14				
Hausse uniforme: pièce B-0051, page 10, tableau 4.				

On y retrouve la tendance, par rapport à la stratégie actuelle, qui fait qu'une hausse uniforme favorise les grands consommateurs, et produit des impacts contraires chez les petits consommateurs¹⁶³.

¹⁶¹ HQD, Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2ème rencontre : 12 juin 2015, page 24.

¹⁶² Nous avons multiplié par 12 les factures mensuelles calculées par le Distributeur pour mieux illustrer les écarts.

¹⁶³ Le Distributeur a présenté les impacts de sa stratégie de hausse uniforme et de la stratégie actuelle sur la facture des clients « moyens » du tarif D, DM et DT dans sa preuve (Pièce B-0051, tableau

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 Distributeur¹⁶⁴.

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 consommateurs¹⁶⁵.

8.2 Signal commercial exceptionnel aux clients au tarif DT en 2016

Les clients au tarif DT vivent une situation spéciale ce dernier temps : des économies moins importantes par rapport au tarif D, et dans certains cas, des **pertes**.

4, page 10 et Pièce B-0071, tableau R-4.2-B, page 14). Ces résultats montrent que les impacts seraient les mêmes sur les clients « moyens » pour les deux stratégies.

Il importe de souligner que les pourcentages de hausse de facture des clients « moyens » ne montrent pas la tendance qu'une hausse uniforme des composantes des tarifs domestiques favorise les très grands consommateurs et cause des impacts contraires chez les petits consommateurs.

¹⁶⁴ 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).

¹⁶⁵ 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.

Le Distributeur l'a admis lui-même dans sa preuve :

« les clients au tarif DT ont fait face à deux hivers consécutifs (2013-2014 et 2014-2015) plus froids que la normale qui se sont traduits par des économies moins importantes pour ces derniers par rapport au tarif D et même, dans certains cas, par des **pertes** ». ¹⁶⁶ (nos soulignés)

Plusieurs clients au tarif DT savent que de nombreux autres clients d'Hydro-Québec ont abandonné le tarif DT pour toutes sortes de raisons, entre autres, coût élevé de l'électricité par temps froid, et insatisfaction à l'égard des économies réalisées.

Du côté du Distributeur, il admet avoir une « marge de manœuvre » pour augmenter les avantages du tarif DT dans les prochaines années, mais préfère attendre¹⁶⁷.

Dans ce contexte particulier, nous craignons que plusieurs clients au tarif DT réagissent négativement à très court terme, sans attendre les résultats des études du Distributeur.

Il serait donc opportun d'explorer certains gestes concrets pour signaler aux clients au tarif DT la volonté d'Hydro-Québec de diminuer l'érosion du parc bi-énergie résidentielle.

Première possibilité : geler le tarif DT pour 2016-2017 en allouant aux autres clients du Distributeur le manque à gagner.

Nous nous sommes donc renseignés auprès du Distributeur sur les impacts de cette mesure potentielle:

« 22.4 Veuillez fournir une estimation de la hausse tarifaire applicable sur les clients industriels de grande puissance et sur l'ensemble du reste de la clientèle du Distributeur dans l'hypothèse où on gelait le tarif DT en 2016-2017 tout en donnant au Distributeur le même revenu requis que dans sa proposition de hausse tarifaire [...].

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.3.

[Réponse du Distributeur à la question 22.3] :

¹⁶⁶ Pièce B-0051, page 19, ligne 14.

¹⁶⁷ Pièce B-0051, page 20, ligne 1.

Tel qu'il est présenté à la pièce HQD-1, document 4 (B-0011), les revenus additionnels associés à une hausse de 1,9 % du tarif DT au 1er avril 2016 s'élèvent à **3 M\$**. Dans l'hypothèse d'un gel du tarif DT, le manque à gagner de 3 M\$ serait assumé par l'ensemble des autres clients du Distributeur, incluant les clients industriels de grande puissance, ce qui impliquerait une augmentation de la hausse tarifaire pour ceux-ci de **0,03 %** [note de bas de page du Distributeur : « *Soit, 3 M\$ divisés par le total des revenus avant la hausse 11 711 M\$ réduits des revenus des contrats spéciaux de 899 M\$ et de ceux associés au tarif DT de 174 M\$.* » ¹⁶⁸ (nos soulignés)]

Donc, selon les calculs du Distributeur, un gel du tarif DT implique que les autres clients doivent assumer une hausse tarifaire supplémentaire de 0,03% ou l'équivalent de 3 M\$.

Un autre geste concret possible serait d'augmenter le tarif DT d'environ 1% pour que les abonnés à ce tarif participent partiellement à la couverture de la croissance de leurs coûts, et imputer aux autres clients la balance d'environ 1,5 M\$ représentant 0,015% de hausse tarifaire supplémentaire.

Nous estimons que cette dernière option serait un geste concret raisonnable dans l'immédiat pour inciter les clients au tarif DT d'y demeurer, dans l'attente des études du Distributeur.

Il s'agirait là d'un signal commercial exceptionnel aux clients au tarif DT qui ne requiert pas d'études complexes de coûts et de comparaisons économiques.

Inutile de rappeler que l'ensemble de la clientèle du Distributeur a intérêt, à terme, à voir la bi-énergie se maintenir et se développer afin d'éviter des coûts de plus en plus élevés de la puissance.

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.

¹⁶⁸

Pièce B-0077, pages 36 à 37.

ANNEXE 3.1

Source : Dossier R-3925-2015, pièce B-0005, page 13

ANNEXE 1
COÛTS DES ENTENTESTableau A-1 :
Frais fixes annuels prévus aux ententes

	MW	Entente TCE		Entente Gaz Métro		TOTAL	
		M\$	\$/kW-an	M\$	\$/kW-an	M\$	\$/kW-an
2015 / 2016							
2016 / 2017	325					15,0	46,15
2017 / 2018	570					15,0	26,32
2018 / 2019	570					33,3	58,36
2019 / 2020	570					33,9	59,53
2020 / 2021	570					34,6	60,72
2021 / 2022	570					35,3	61,94
2022 / 2023	570					36,0	63,18
2023 / 2024	570					36,7	64,44
2024 / 2025	570					37,5	65,73
2025 / 2026	570					38,2	67,04
2026 / 2027	570					39,0	68,38
2027 / 2028	570					39,8	69,75
2028 / 2029	570					40,6	71,15
2029 / 2030	570					41,4	72,57
2030 / 2031	570					42,2	74,02
2031 / 2032	570					43,0	75,50
2032 / 2033	570					43,9	77,01
2033 / 2034	570					44,8	78,55
2034 / 2035	570					45,7	80,12
2035 / 2036	570					46,6	81,72
VAN 2014/2015						389	
- Annuité croissante (\$/kW-an)							51,55

ANNEXE 5.1

Source : HQD, Pièce B-0068, page 21.

TABLEAU R-10.1 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE
DE PASS-ON ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT -
ACTUELLES ET PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR (M\$)

	prévu au 31/12/2015	prévu au 31/12/2016	Versé aux revenus requis						Total
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Modalités actuelles									
Pass-on 2013 Amortissement	56,4		11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	-	56,4
Rendement sur le solde hors base			0,9	0,7	0,4	0,2	-	-	2,2
Pass-on 2014 Amortissement	191,3		38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	-	191,3
Rendement sur le solde hors base			3,0	2,2	1,5	0,7	-	-	7,4
Pass-on 2015 Amortissement	127,8		127,8						127,8
Nivellement 2015 Amortissement	(186,6)	(190,2)	-	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(190,2)
Rendement sur le solde hors base			-	(2,9)	(2,2)	(1,5)	(0,7)	-	(7,4)
			181,2	11,4	11,2	11,0	10,8	(38,0)	187,5
Modalités proposées - Distributeur									
Pass-on 2013 Amortissement	56,4		56,4	-	-	-	-	-	56,4
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
Pass-on 2014 Amortissement	191,3		191,3	-	-	-	-	-	191,3
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
Pass-on 2015 Amortissement	127,8		127,8	-	-	-	-	-	127,8
Nivellement 2015 Amortissement	(186,6)		(186,6)	-	-	-	-	-	(186,6)
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
			188,9	-	-	-	-	-	188,9
Impacts tarifaires									
Pass-on 2013 Amortissement			45,1	(11,3)	(11,3)	(11,3)	(11,3)	-	-
Rendement sur le solde hors base			(0,9)	(0,7)	(0,4)	(0,2)	-	-	(2,2)
Pass-on 2014 Amortissement			153,0	(38,3)	(38,3)	(38,3)	(38,3)	-	-
Rendement sur le solde hors base			(3,0)	(2,2)	(1,5)	(0,7)	-	-	(7,4)
Pass-on 2015 Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
Nivellement 2015 Amortissement			(186,6)	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	3,6
Rendement sur le solde hors base			-	2,9	2,2	1,5	0,7	-	7,4
			7,7	(11,4)	(11,2)	(11,0)	(10,8)	38,0	1,4

ANNEXE 5.2

Source : HQD, Pièce B-0068, page 22.

TABLEAU R-10.2 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE
DE PASS-ON ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT -
ACTUELLES ET SCÉNARIO SOUS ÉTUDE PAR LA RÉGIE (M\$)

	prévu au 31/12/2015	prévu au 31/12/2016	Versé aux revenus requis						Total
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Modalités actuelles									
Pass-on 2013	Amortissement	56,4	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	-	56,4
	Rendement sur le solde hors base		0,9	0,7	0,4	0,2	-	-	2,2
Pass-on 2014	Amortissement	191,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	-	191,3
	Rendement sur le solde hors base		3,0	2,2	1,5	0,7	-	-	7,4
Pass-on 2015	Amortissement	127,8	127,8						127,8
Nivellement 2015	Amortissement	(186,6)	(186,6)	(190,2)					(190,2)
	Rendement sur le solde hors base		-	(2,9)	(2,2)	(1,5)	(0,7)	-	(7,4)
			<u>181,2</u>	<u>11,4</u>	<u>11,2</u>	<u>11,0</u>	<u>10,8</u>	<u>(38,0)</u>	<u>187,5</u>
Scénario sous étude par la Régie									
Pass-on 2013	Amortissement	56,4	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	-	56,4
	Rendement sur le solde hors base		0,9	0,7	0,4	0,2	-	-	2,2
Pass-on 2014	Amortissement	191,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	-	191,3
	Rendement sur le solde hors base		3,0	2,2	1,5	0,7	-	-	7,4
Pass-on 2015	Amortissement	127,8	127,8						127,8
Nivellement 2015	Amortissement	(186,6)	(186,6)						(186,6)
	Rendement sur le solde hors base		-	-	-	-	-	-	-
			<u>(5,4)</u>	<u>52,4</u>	<u>51,5</u>	<u>50,5</u>	<u>49,5</u>	<u>-</u>	<u>198,5</u>
Impacts tarifaires									
Pass-on 2013	Amortissement		-	-	-	-	-	-	-
	Rendement sur le solde hors base		-	-	-	-	-	-	-
Pass-on 2014	Amortissement		-	-	-	-	-	-	-
	Rendement sur le solde hors base		-	-	-	-	-	-	-
Pass-on 2015	Amortissement		-	-	-	-	-	-	-
Nivellement 2015	Amortissement		(186,6)	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	3,6
	Rendement sur le solde hors base		-	2,9	2,2	1,5	0,7	-	7,4
			<u>(186,6)</u>	<u>41,0</u>	<u>40,3</u>	<u>39,5</u>	<u>38,8</u>	<u>38,0</u>	<u>11,0</u>

ANNEXE 7.1

Résultats de simulation effectuée par le Distributeur

Hausse tarifaire *hypothétique* de 2% pour 2016-2017
(Stratégie actuelle et Scénarios proposés par l'ACEF de Québec)

Source : Pièce B-0071, page 161.

Volet 3 : Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie

Composantes	Prix 1 ^{er} avril 2015	Hausse de 2 % - Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie					
		Stratégie actuelle		Scénario ACEFQ # 1		Scénario ACEFQ # 2	
		seuil		seuil		seuil	
Redevance (\$/jour)	40,64¢		40,64¢		40,64¢		40,64¢
hausse			0,0%		0,0%		0,0%
ÉTÉ							
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,88¢	0-30	5,78¢	0-30	5,74¢	0-25	5,74¢
hausse			1,4%		1,1%		1,1%
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,80¢	> 30	8,84¢	> 30	8,91¢	> 25	8,89¢
hausse			2,8%		3,6%		3,4%
HIVER							
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,88¢	0-30	5,78¢	0-54	6,84¢	0-54	6,84¢
hausse			1,4%		20,4%		16,9%
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,80¢	> 30	8,84¢	> 54	8,91¢	> 54	8,83¢
hausse			2,8%		3,6%		0,3%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$
hausse			0,0%		0,0%		0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$
hausse			0,0%		0,0%		0,0%

ANNEXE 7.2

**Comparaison des impacts de la stratégie actuelle et du scénario ACEFQ # 1
Cas d'un petit consommateur d'énergie (à titre illustratif)
Hausse tarifaire hypothétique de 2% en 2016-2017**

Cas d'une hausse tarifaire de 2% en 2016-2017											
Scénario Stratégie actuelle											
Petit consommateur d'énergie (54 kWh/j en hiver, 25 kWh/j en été)											
	Nb Jours	Consommat.	Seuil	Prix 1ère Tr.	Prix 2ème Tr.	kWh 1ère Tr.	kWh 2ème Tr.	kWh total	Coût 1ère Tr.	Coût 2ème Tr.	Coût total
Déc.	31	54	30	5,76	8,84	930	744	1674	53,57	65,77	119,34
Janv.	31	54	30	5,76	8,84	930	744	1674	53,57	65,77	119,34
Fév.	28	54	30	5,76	8,84	840	672	1512	48,38	59,40	107,79
Mars	31	54	30	5,76	8,84	930	744	1674	53,57	65,77	119,34
Avril	30	25	30	5,76	8,84	750		750	43,20	0,00	43,20
Mai	31	25	30	5,76	8,84	775		775	44,64	0,00	44,64
Juin	30	25	30	5,76	8,84	750		750	43,20	0,00	43,20
Juill.	31	25	30	5,76	8,84	775		775	44,64	0,00	44,64
Août	31	25	30	5,76	8,84	775		775	44,64	0,00	44,64
Sept.	30	25	30	5,76	8,84	750		750	43,20	0,00	43,20
Oct.	31	25	30	5,76	8,84	775		775	44,64	0,00	44,64
Nov.	30	25	30	5,76	8,84	750		750	43,20	0,00	43,20
	365					9730	2904	12634	560,45	256,71	817,16
Scénario ACEFQ1 Seuils 1ère tranche Hiver/Été: 54/30											
Petit consommateur d'énergie (54 kWh/j en hiver, 25 kWh/j en été)											
	Nb Jours	Consommat.	Seuil	Prix 1ère Tr.	Prix 2ème Tr.	kWh 1ère Tr.	kWh 2ème Tr.	kWh total	Coût 1ère Tr.	Coût 2ème Tr.	Coût total
Déc.	31	54,00	54,00	6,84	8,91	1674	0	1674	114,50	0,00	114,50
Janv.	31	54,00	54,00	6,84	8,91	1674	0	1674	114,50	0,00	114,50
Fév.	28	54,00	54,00	6,84	8,91	1512	0	1512	103,42	0,00	103,42
Mars	31	54,00	54,00	6,84	8,91	1674	0	1674	114,50	0,00	114,50
Avril	30	25,00	30,00	5,74	8,91	750	0	750	43,05	0,00	43,05
Mai	31	25,00	30,00	5,74	8,91	775	0	775	44,49	0,00	44,49
Juin	30	25,00	30,00	5,74	8,91	750	0	750	43,05	0,00	43,05
Juill.	31	25,00	30,00	5,74	8,91	775	0	775	44,49	0,00	44,49
Août	31	25,00	30,00	5,74	8,91	775	0	775	44,49	0,00	44,49
Sept.	30	25,00	30,00	5,74	8,91	750	0	750	43,05	0,00	43,05
Oct.	31	25,00	30,00	5,74	8,91	775	0	775	44,49	0,00	44,49
Nov.	30	25,00	30,00	5,74	8,91	750	0	750	43,05	0,00	43,05
	365					12634		12634	797,07	0,00	797,07
											-2%
										Hiver	446,93
Cas d'une hausse tarifaire de 2% en 2016-2017 et d'une hausse de 1,1% du prix de la 1ère tranche d'énergie en été											
Petit consommateur d'énergie (54 kWh/j en hiver, 25 kWh/j en été)											
Coût d'énergie (\$) *	Hiver	Été	Annuel								
Stratégie actuelle	465,80	351,36	817,16								
Scénario ACEFQ #1	446,93	350,14	797,07								
Écart	18,88	1,22	20,10								
	4%	0%	2%								

*: excluant les coûts d'abonnement et des primes de puissance.

**Comparaison des impacts de la stratégie actuelle et du scénario ACEFQ # 2
Cas d'un petit consommateur d'énergie (à titre illustratif)
Hausse tarifaire hypothétique de 2% en 2016-2017**

Scénario Stratégie actuelle											
Petit consommateur d'énergie (54 kWh/j en hiver, 25 kWh/j en été)											
	Nb Jours	Consommation	Seuil	Prix		kWh		kWh total	Coût		Coût total
				1ère Tr.	2ème Tr.	1ère Tr.	2ème Tr.		1ère Tr.	2ème Tr.	
Déc.	31	54	30	5,76	8,84	930	744	1674	53,57	65,77	119,34
Janv.	31	54	30	5,76	8,84	930	744	1674	53,57	65,77	119,34
Fév.	28	54	30	5,76	8,84	840	672	1512	48,38	59,40	107,79
Mars	31	54	30	5,76	8,84	930	744	1674	53,57	65,77	119,34
Avril	30	25	30	5,76	8,84	750		750	43,20	0,00	43,20
Mai	31	25	30	5,76	8,84	775		775	44,64	0,00	44,64
Juin	30	25	30	5,76	8,84	750		750	43,20	0,00	43,20
Juill.	31	25	30	5,76	8,84	775		775	44,64	0,00	44,64
Août	31	25	30	5,76	8,84	775		775	44,64	0,00	44,64
Sept.	30	25	30	5,76	8,84	750		750	43,20	0,00	43,20
Oct.	31	25	30	5,76	8,84	775		775	44,64	0,00	44,64
Nov.	30	25	30	5,76	8,84	750		750	43,20	0,00	43,20
	365					9730	2904	12634	560,45	256,71	817,16

Scénario ACEFQ2 (Seuils hiver/été: 54/25)											
Petit consommateur d'énergie (54 kWh/j en hiver, 25 kWh/j en été)											
	Nb Jours	Consommation	Seuil	Prix		kWh		kWh total	Coût		Coût total
				1ère Tr.	2ème Tr.	1ère Tr.	2ème Tr.		1ère Tr.	2ème Tr.	
Déc.	31	54	54	6,64	8,63	1 674	0	1 674	111,15	0,00	111,15
Janv.	31	54	54	6,64	8,63	1 674	0	1 674	111,15	0,00	111,15
Fév.	28	54	54	6,64	8,63	1 512	0	1 512	100,40	0,00	100,40
Mars	31	54	54	6,64	8,63	1 674	0	1 674	111,15	0,00	111,15
Avril	30	25	25	5,74	8,89	750	0	750	43,05	0,00	43,05
Mai	31	25	25	5,74	8,89	775	0	775	44,49	0,00	44,49
Juin	30	25	25	5,74	8,89	750	0	750	43,05	0,00	43,05
Juill.	31	25	25	5,74	8,89	775	0	775	44,49	0,00	44,49
Août	31	25	25	5,74	8,89	775	0	775	44,49	0,00	44,49
Sept.	30	25	25	5,74	8,89	750	0	750	43,05	0,00	43,05
Oct.	31	25	25	5,74	8,89	775	0	775	44,49	0,00	44,49
Nov.	30	25	25	5,74	8,89	750	0	750	43,05	0,00	43,05
	365					12634	0	12 634	784,00	0,00	784,00

**Cas d'une hausse tarifaire de 2% en 2016-2017
et d'une hausse de 1,1% du prix de la 1ère tranche d'énergie en été**
Petit consommateur d'énergie (54 kWh/j en hiver, 25 kWh/j en été)

Coût d'énergie (\$) *	Hiver	Été	Annuel
Stratégie actuelle	465,80	351,36	817,16
Scénario ACEFQ #2	433,86	350,14	784,00
Écart	31,94	1,22	33,16
	7%	0%	4%

*: excluant les coûts d'abonnement et des primes de puissance.

ANNEXE 7.3

**DONNÉES RELATIVES AUX CONSOMMATIONS QUOTIDIENNES PAR SAISON DE
DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTÈLE DU DISTRIBUTEUR**

Source : HQD, Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018 – Réponses aux engagements
numéro 1 à 9, 15 et 16, page 7, tableau E-3.1.

Tableau E-3.1 :

**Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver
(de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)**

Segments	Nombre (milliers)	Consommation moyenne par jour par client (kWh année)	Consommation moyenne par jour par client (kWh hiver)	Consommation moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	36
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489