

---

**R-3854-2013**

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité  
pour l'année tarifaire 2014-2015.*

## **MÉMOIRE DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS**

Préparé par : Louis Renault Rozéfort

7 novembre 2013

## Table des matières

<b>1. MISE EN SITUATION .....</b>	<b>3</b>
<b>2. EFFICIENCE ET PERFORMANCE .....</b>	<b>6</b>
2.1. <i>Plan intégré de l'amélioration de l'efficience .....</i>	<i>6</i>
2.2. <i>Efficience .....</i>	<i>7</i>
2.3. <i>Performance en termes de qualité de service.....</i>	<i>8</i>
2.4. <i>Position de l'ACEFO sur l'efficience et la performance .....</i>	<i>8</i>
<b>3. CHARGES D'EXPLOITATION .....</b>	<b>12</b>
3.1. <i>Activités de base du Distributeur.....</i>	<i>12</i>
3.2. <i>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.....</i>	<i>13</i>
3.3. <i>Éléments spécifiques.....</i>	<i>14</i>
<b>4. EXAMEN DE CERTAINS POSTES PARTICULIERS DES COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE .....</b>	<b>16</b>
4.1. <i>Coûts capitalisés .....</i>	<i>17</i>
4.2. <i>Coûts nets liés aux sorties d'actifs.....</i>	<i>18</i>
<b>5. MISES EN SERVICE DES IMMOBILISATIONS, DU CONTRAT DE LOCATION FINANCEMENT ET DES ACTIFS INCORPORELS.....</b>	<b>19</b>
5.1. <i>Traitement des coûts de mises en service de projets &gt; 10 M\$ non autorisés inclus à la base de tarification .....</i>	<i>19</i>
5.2. <i>Niveau des mises en service pour l'année témoin 2014 .....</i>	<i>21</i>
<b>6. COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES : MODIFICATION DES MODALITÉS D'AMORTISSEMENT DU SOLDE DES COMPTES D'ÉCARTS 2008 À 2012 .....</b>	<b>22</b>
<b>7. STRATÉGIE TARIFAIRE .....</b>	<b>26</b>
<b>8. RÉVISION DE CERTAINES MODALITÉS RELATIVES À L'ALIMENTATION .....</b>	<b>28</b>
<b>9. CONCLUSION .....</b>	<b>30</b>

## 1. MISE EN SITUATION

Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») demande une hausse de tarif de 5,8 % pour l'ensemble de sa clientèle, excluant la clientèle au tarif L dont la hausse est de 5,0 %. Ces hausses prennent effet le 1<sup>er</sup> avril 2014.<sup>1</sup>

La hausse tarifaire est déterminée en comparant les revenus générés par les ventes projetées pour l'année témoin 2014 sans hausse de tarif aux revenus requis du Distributeur pour cette même année témoin.<sup>2</sup>

Le tableau 1 présente les revenus requis (coût de service) pour l'année témoin 2014.

**Tableau 1**  
**Composantes du coût de service du Distributeur (M\$)**

	<b>2012</b> Réal	<b>2013</b> D-2013-037	<b>2014*</b> Année témoin	<b>Écart</b> (2014- 2013)
<b>Coût de service du Distributeur</b>	<b>10 541</b>	<b>11 000</b>	<b>11 463</b>	<b>463</b>
Coût de distribution et des services à la clientèle	3 061	3 041	3 194	153
Achats d'électricité	4 896	5 352	5 472	120
Service de transport	2 584	2 607	2 797	190

Source : B-0008, HQD-1, document 1, page 6.

\* Les données de l'année témoin 2014 ont été modifiées afin de correspondre à celles de la pièce B-0071, HQD-1, document 4.1, page 11.

Le coût de service du Distributeur présenté au tableau 1 tient compte du taux de rendement demandé dans le dossier D-3842-2013. Il tient aussi compte de l'actualisation de la facture de transport en fonction de la révision du taux de rendement que le Transporteur demande dans le cadre du dossier R-3842-2013.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> B-0071, HQD-1, document 4.1, page 7.

<sup>2</sup> *Ibid.*

<sup>3</sup> B-0071, HQD-1, document 4.1, pages 5 et 6.

Le coût de service pour l'année témoin 2014 est en hausse de 463 M\$ par rapport au coût reconnu pour 2013. Le coût de distribution et des services à la clientèle est en hausse de 153 M\$ ou de 5 % par rapport au coût reconnu pour 2013.

Les coûts de distribution et des services à la clientèle se composent pour l'essentiel des charges d'exploitation, des autres charges et du rendement sur la base de tarification.

Les charges d'exploitation totalisent 1 335,1 M\$ en 2014, en baisse de 37,6 M\$ par rapport au montant reconnu par la Régie. Le Distributeur attribue cette baisse à ses efforts d'efficience qui permettent d'intégrer en 2014 des gains de l'ordre de 103 M\$.<sup>4</sup>

Les autres charges se chiffrent à 1 017,2 M\$, en hausse de 37,1 M\$ par rapport au montant reconnu pour 2013.<sup>5</sup>

Le coût du capital totalise 808,2 M\$ en 2014.<sup>6</sup> La hausse de 150,5 M\$ de ce coût par rapport au montant reconnu par la Régie en 2013 s'explique d'une part, par l'évolution de la base de tarification pour un montant de 32,9 M\$ et, d'autre part, par l'effet du taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2013, pour un montant de 117,6 M\$.

Comme indiqué plus haut, la hausse tarifaire découle de la croissance du revenu requis couplé à une décroissance des ventes prévues au secteur industriel.<sup>7</sup>

Pour l'ACEFO et du point de vue de la clientèle résidentielle, particulièrement des ménages à faible ou moyen revenu, la hausse demandée par le Distributeur demeure très élevée, notamment compte tenu du fait qu'elle soit supérieure à la cible d'inflation de la Banque du Canada qui est de 2 %. Afin de mettre en perspective la hausse tarifaire demandée pour l'année témoin 2014, soulignons

---

<sup>4</sup> B-0008, HQD-1, document 1, page 6.

<sup>5</sup> B-0071, HQD-1, document 4.1, page 13.

<sup>6</sup> *Ibid.*

<sup>7</sup> B-0008, HQD-1, document 1, page 4.

que la Banque du Canada prévoit que « l'inflation devrait retourner plus graduellement à 2 % d'ici la fin de 2015 environ ».<sup>8</sup>

En outre, dans une conjoncture caractérisée par une décroissance de ventes, le Distributeur doit déployer tous les moyens requis, notamment la recherche d'efficacité, afin de soulager le fardeau de la clientèle et tout particulièrement des petits clients résidentiels.

Cette mise en situation présente un des éléments qui fait l'objet du présent mémoire; soit l'examen du coût de service en lien avec les efforts d'efficacité du Distributeur.

À cet égard, l'examen de l'établissement de l'enveloppe projetée des charges d'exploitation s'impose étant donné qu'il permet d'apprécier le niveau des gains de productivité de nature courante.<sup>9</sup> Par la suite, certains postes particuliers seront examinés.

La proposition du Distributeur d'amortir le solde des comptes d'écart 2008 à 2012 sur une période de 10 ans tout en maintenant l'amortissement des années 2013 et suivantes sur une période de 5 ans<sup>10</sup> sera examinée sous l'angle de la rémunération des comptes de frais reportés.

Finalement, les mesures de mitigation de la hausse tarifaire pour les clients résidentiels ainsi que la modification proposée à l'article 18.1 des *Tarifs et Conditions du Distributeur* au 1er avril 2014<sup>11</sup> seront examinées.

---

<sup>8</sup> <http://www.banqueducanada.ca/2013/10/publication/communiqués/fad-communique-2013-10-23/>

<sup>9</sup> B-0023, HQD-7, document 1, Annexe A, page 23.

<sup>10</sup> B-0039, HQD-8, document 7, page 8.

<sup>11</sup> B-0046, HQD-12, document 2.

## 2. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

Le Distributeur présente une mise à jour de son plan intégré de l'amélioration de l'efficacité ainsi que de son efficacité aux pièces B-0008, HQD-1, document 5 et B-0087, HQD-1, document 5 respectivement.

### 2.1. PLAN INTÉGRÉ DE L'AMÉLIORATION DE L'EFFICIENCE

L'objectif du Distributeur, en regard des deux grands axes d'analyse de la performance, soit le contrôle des coûts et l'amélioration de la qualité du service, s'énonce ainsi : contenir sous l'inflation la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coût, sur une période mobile de cinq ans, tout en conservant globalement le même niveau de qualité de service.

La stratégie du Distributeur exposée au dossier tarifaire 2007-2008<sup>12</sup> se poursuit, au cours de l'année 2014, avec des actions qui visent la gestion courante des activités et d'autres qui touchent ses actions plus structurantes. Les actions reposent sur l'adoption des meilleures pratiques et le recours à des technologies performantes.

Jusqu'à 2011, les employés quittant pour leur retraite étaient essentiellement remplacés. À compter de 2012, le Distributeur a saisi les opportunités que lui offrent les départs à la retraite pour redimensionner son organisation et ainsi, concrétiser ses gains d'efficacité.<sup>13</sup> Ces opportunités se représentent en 2013 et 2014. De plus, le Distributeur mise sur une utilisation optimale des employés temporaires.

La réduction de nombre d'effectifs dans les activités ciblées et à fort volume, plus particulièrement dans les fonctions de soutien et d'administration, et l'uniformisation des façons de faire nécessitent que les processus et pratiques

---

<sup>12</sup> HQD-3, document 1, dossier R-3610-2006.

<sup>13</sup> B-0088, HQD-15, document 1, réponse 21.2, page 45. Voir aussi : B-0076, HQD-1, document 4.2, réponse 4.1.

d'affaires s'appuient davantage sur des solutions technologiques disponibles sur le marché, lesquelles sont, en outre, de moins en moins coûteuses.<sup>14</sup>

Le projet Solutions d'ordonnement et de gestion des équipes mobiles « SOGEM », approuvé par la Régie<sup>15</sup> en tant que *projet structurant qui permettra d'accroître l'efficacité du Distributeur*<sup>16</sup>, permettra d'obtenir en temps réel de l'information, notamment la localisation géographique des travaux et des équipes sur le terrain, et d'automatiser l'ordonnement et la gestion des travaux sur le réseau de distribution.

La stratégie adoptée par le Distributeur pour le dimensionnement de l'organisation, la refonte des processus et la modernisation de l'organisation permettent l'intégration de gains d'efficacité de l'ordre de 80 M\$ en 2013. Au cours des prochaines années, le Distributeur entend donc poursuivre ses efforts dans cette voie, conscient toutefois que les améliorations résiduelles à ses façons de faire donneront lieu à des gains de moindre importance.

Ainsi, pour 2014 et comme par le passé, le Distributeur a fixé sa cible d'efficacité découlant d'actions de gestion courante à 1 % de ses charges d'exploitation relatives à ses activités de base. Ces gains récurrents équivalent pour l'année témoin 2014 à une réduction des charges d'exploitation de 9,8 M\$.

## 2.2. EFFICACITÉ

Le Distributeur présente, au tableau 2 de la pièce B-0087, HQD-1, document 5, les huit indicateurs d'efficacité internes qui permettent de rendre compte de sa performance sur le plan des coûts.

Sur la période 2010-2014, tous les indicateurs affichent une croissance inférieure à l'inflation qui s'établit à 2 % en moyenne sur la même période.<sup>17</sup>

---

<sup>14</sup> B-0008, HQD-1, document 5, page 6.

<sup>15</sup> Décision D-2013-255, 25 septembre 2013, dossier R-3853-2013.

<sup>16</sup> *Ibid*, paragraphe 30.

<sup>17</sup> B-0087, HQD-1, document 5, page 4.

### 2.3. PERFORMANCE EN TERMES DE QUALITÉ DE SERVICE

Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité du service pour une période mobile de cinq ans de 2008 à 2012 ainsi que les résultats du premier semestre 2013.<sup>18</sup>

Deux indices de qualité de service montrent une détérioration au 30 juin 2013 :

1. l'indice de continuité normalisé;
2. le taux de relève de compteurs;

L'indice de continuité normalisé est de 65 minutes par client au 30 juin. Il se situe au-dessus de la moyenne, 58 minutes par client, des 5 dernières années pour la même période. Le Distributeur fait valoir que cette détérioration s'explique par l'accroissement des pannes en janvier 2013 dû aux conditions climatiques.

Le taux de relève de compteurs pour juin 2013 est de 91 %, un taux de relève plus faible que celui de 2012 qui est de 93 %. La performance, fait valoir le Distributeur, est généralement plus faible au premier semestre d'une année, compte tenu des efforts pour prévenir les accidents en hiver.

### 2.4. POSITION DE L'ACEFO SUR L'EFFICIENCE ET LA PERFORMANCE

Comme la Régie l'a elle-même constaté pour les années 2009 à 2013,<sup>19</sup> l'ACEFO constate que, pour les années 2010 à 2014, l'objectif de performance du Distributeur est globalement atteint. Les huit indicateurs d'efficience du Distributeur affichent une croissance inférieure à l'inflation, qui s'établit à 2% sur la période examinée.<sup>20</sup> Rappelons que cet objectif est de contenir la croissance annuelle moyenne de ces indicateurs sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans.

Au paragraphe 419 de la décision D-2013-037, la Régie s'exprime ainsi :

---

<sup>18</sup> B-0013, HQD-1, document 5, tableau 3, page 12.

<sup>19</sup> Décision D-2013-037, paragraphe 418, dossier R-3814-2012.

<sup>20</sup> B-0013, HQD-1, document 5, tableau 2, page 10.



« Dans un contexte d'une réflexion du Distributeur sur le mécanisme de partage, la Régie réitère qu'il serait souhaitable que la performance d'un ou de plusieurs indicateurs d'efficience et le respect d'un objectif de performance motivant puissent être considérés comme une composante d'un éventuel mécanisme de partage. »

Déterminer un objectif de performance motivant se fait généralement dans le cadre de la mise sur pied d'un mécanisme incitatif. Dans le présent dossier, l'examen de la performance passée du Distributeur sert à apprécier le facteur d'efficience proposé par le Distributeur.

L'historique des gains d'efficience présentés au tableau 1, à la page 9 de la pièce B-0013, HQD-1, document 5 est assez révélateur. Le tableau est reproduit ci-après.

**GAINS D'EFFICIENCE – CHARGES D'EXPLOITATION (EN M\$)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Actions de gestion courante</b>							
Gestion courante	10,0	10,5	13,5	10,9	10,9	10,5	9,8
Efficience additionnelle	30,0					20,3	80,0
<b>Actions structurantes</b>	2,0	1,1	2,7	1,4	2,3	5,0	12,9
<b>Efficience réalisée en lien avec les décisions de la Régie</b>			8,2	17,5	9,9	10,0	
<b>Gains annuels</b>	42,8	11,6	24,4	29,8	23,1	45,8	102,7
<b>Efforts des années antérieures</b>		42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	177,5
<b>Gains cumulatifs</b>	42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	177,5	280,2

En 2008, l'efficience additionnelle est de 30 M\$, 20,3 M\$ en 2013 et anticipée à 80,0 en 2014.<sup>21</sup> Entre 2008 et 2014, l'efficience découlant de la gestion courante tourne autour de 10,0 M\$. En 2010, 2011, 2012 et 2013, l'efficience réalisée en lien avec les décisions de la Régie était respectivement de 8,2 M\$, 17,5 M\$, 9,9 M\$ et 10,0 M\$.

<sup>21</sup> B-0089, HQD-15, document 2, page 6, réponse 4.1.

La constante qui se dégage est à l'effet que le facteur d'efficience de 1 % est en deçà de la productivité réelle du Distributeur.

**L'ACEFO recommande à la Régie de demander au Distributeur de réaliser une étude de productivité, étude à être déposée dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

Quant aux indicateurs de qualité de service, la relève de compteurs mérite d'être repensée dans un contexte où la lecture à distance des compteurs est déployée de plus en plus dans le réseau de distribution.

**L'ACEFO recommande à la Régie de demander au Distributeur de présenter dans le prochain dossier tarifaire, eu égard à la relève de compteurs, une réflexion qui tienne compte du projet de Lecture à distance (LAD).**

L'ACEFO est d'avis que la cible d'efficience découlant des actions de gestion courante fixé à 1 % des charges d'exploitation relatives aux activités de base du Distributeur est insuffisante à la lumière des résultats passés ainsi que des attentes de la direction.

Les attentes de la direction, pour les années 2012 et 2013, sont consignées à l'annexe C de la pièce B-0024, HQD-7, document 2.

Le tableau 2 présente les charges nettes d'exploitation pour les années 2012 et 2013, telles qu'elles apparaissent dans les objectifs corporatifs de la division Hydro-Québec - Distribution.

**Tableau 2**  
**Objectifs corporatifs & contrôle des charges d'exploitation**  
**(M\$)**

	Seuil	Cible	Idéal	Résultat
2012	s/o	1 241,8	1 199,8	1 154,0
2013	1 233,5	1 207,5	<sup>22*</sup>	

Source : B-0024, HQD-7, document 2, Annexe C, pages 23 et 24.

<sup>22</sup> Cible + niveau des charges d'exploitation HQ égal au PA 2013 (incluant une réserve négative de 25 M\$)

L'examen du tableau 2 révèle que pour l'année historique 2012, le résultat est de 45,8 M\$ inférieur à la cible.

À l'année de base 2013, pour la première fois, l'objectif de contrôle des charges d'exploitation fixe un seuil. La pondération maximale qui était de 9,0 en 2012 est haussée à 15,0 en 2013, ce qui atteste de l'importance que revêt le contrôle des charges d'exploitation pour l'actionnaire et la probabilité très élevée que tous les efforts soient déployés au sein de l'organisation afin de rencontrer, voire dépasser la cible.

La correspondance entre les montants de charges d'exploitation qui apparaissent sous les objectifs corporatifs et ceux qui apparaissent au tableau 2 de la pièce B-0023, HQD-7, document 1, n'est pas transparente.<sup>23</sup> Les réponses tardives du Distributeur en date du 31 octobre 2013 ne rendent pas plus transparente la correspondance entre les montants de charges d'exploitation qui apparaissent sous les objectifs corporatifs et ceux qui apparaissent au tableau 2 de la pièce B-0023, HQD-7, document 1.<sup>24</sup>

Les réponses du Distributeur auraient permis de savoir si le budget des charges d'exploitation demandé à la Régie correspond au budget « seuil » ou au budget « à la cible » des objectifs corporatifs. Ainsi, il aurait été possible de transférer à la clientèle dès le début de l'année 2014 l'efficacité minimale attendue, et ce sans attendre le partage proposé au dossier R-3842-2013.

Les objectifs corporatifs de l'année 2013 permettent de découvrir l'efficacité minimale attendue par la direction. Cette efficacité minimale est représentée par le pourcentage de diminution entre la cible et le seuil, soit : 1 207,5 M\$ moins 1 233,5 M\$ divisé par 1 233,5 M\$. Cette efficacité minimale correspond à 2 %.

**L'ACEFO recommande de fixer, pour 2014, la cible d'efficacité découlant d'actions de gestion courante à 2 %.**

---

<sup>23</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponses 6.1, 6.2, 6.3, pages 8 et 9.

<sup>24</sup> B-0109, HQD-15, document 2.1, réponses 6.1 et 6.2, pages 3 et 4.

### 3. CHARGES D'EXPLOITATION

En 2014, les charges d'exploitation, qui totalisent 1 335,0 M\$ sont en hausse de 48,4 M\$ par rapport au montant de l'année de base 2013. Cette hausse, selon le Distributeur, est principalement due à la progression des éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.<sup>25</sup>

Le tableau 3 présente les composantes des charges d'exploitation par types d'activités.

**Tableau 3**  
**Charges d'exploitation par types d'activités (M\$)**

Description	D-2013-037	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) à la rubrique taxes	D-2013-037 (incluant reclassement)	Année de base 2013	Année témoin 2014
Activités de base du Distributeur	1 066,4		1 066,4	986,4	988,9
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	286,6	-34,3	252,2	252,2	304,7
Éléments spécifiques	48,1		48,2	42,2	32,9
Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures	5,9		5,9	5,9	8,6
Charges d'exploitation totales	1 407,0		1 372,7	1 286,7	1 335,1

Source : B-0023, HQD-7, document 1, Tableau 2, page 7. Les données de l'année témoin 2014 ont été modifiées afin de correspondre au total des charges d'exploitation présenté à la page 11 de la pièce B-0071, HQD-1, document 4.1. Voir explication plus poussée à la section 3.1.1 ci-après.

#### 3.1. ACTIVITÉS DE BASE DU DISTRIBUTEUR

L'enveloppe des charges d'exploitation pour les activités de base du Distributeur totalise 988,9 M\$ pour l'année témoin 2014.<sup>26</sup>

Le tableau A-1 de l'annexe A présente la démarche suivie pour l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation pour les activités de base du Distributeur.<sup>27</sup>

<sup>25</sup> B-0023, HQD-7, document 1, page 6.

<sup>26</sup> B-0023, HQD-7, document 1, page 7.

✓ Position de l'ACEFO

Le détails des calculs en support des montants présentés à titre de facteur de progression combiné des charges et de facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements respectivement de 15,7 et de 6,7 M\$ a été présenté.<sup>28</sup> Dans le cas du facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, la décision de la Régie de tenir compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes a été respectée.<sup>29</sup>

Nous avons apporté une correction au rendement des fournisseurs. Au tableau A-1 de l'annexe A, le rendement des fournisseurs est de 6,2 M\$. Selon la pièce B-0071, HQD-1, document 4.1, page 12, le rendement des fournisseurs, suite à la prise en compte du taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2013, est de 8,3 M\$. L'enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2014 devient 988,9 M\$. Ce montant apparaît au tableau 3.

Le Distributeur, comme il a été question à la section 2.1, a fixé sa cible d'efficacité découlant d'actions de gestion courante à 1 % de ses charges d'exploitation relatives à ses activités de base.

**L'ACEFO réitère sa recommandation de fixer, pour 2014, la cible d'efficacité découlant d'actions de gestion courante à 2 % des charges d'exploitation relatives aux activités de base du Distributeur.**

**3.2. ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS**

Le tableau 3 à la page 9 de la pièce B-0023, HQD-7, document 1 présente les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

Les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers s'élèvent pour l'année témoin 2014 à 304,7 M\$, en hausse de 52,5 M\$ par rapport au montant

---

<sup>27</sup> *Ibid*, page 23.

<sup>28</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponses 7.1 et 8.1, pages 10 et 11 respectivement.

<sup>29</sup> Décision D-2012-119, paragraphe 108.

reconnu en 2013.<sup>30</sup> Le Distributeur attribue cette hausse à l'augmentation du coût de retraite ainsi qu'à la stratégie pour la clientèle à faible revenu.<sup>31</sup>

✓ Position de l'ACEFO

Malgré une baisse des équivalents temps complet (ÉTC) entre 2013 et 2014<sup>32</sup>, le pourcentage de la quote-part du Distributeur sur le coût de retraite d'Hydro-Québec est passé de 26,3 à 26,7. Ce pourcentage représente, selon le Distributeur, l'estimé de la quote-part du Distributeur dans la masse salariale d'Hydro Québec.<sup>33</sup>

Étant donné la baisse des salaires de base ainsi que du temps supplémentaire entre 2013 et 2014, **l'ACEFO recommande de diminuer le coût de retraite de 1,6 M\$; ce qui revient à conserver le pourcentage de l'année de base de 26,3.**

### 3.3. ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

Le tableau 8 à page 17 de la pièce B-0023, HQD-7, document 1 présente les éléments spécifiques.

Les éléments spécifiques pour l'année témoin 2014 s'élèvent à 32,9 M\$. Ils sont en baisse de 15,2 M\$ par rapport au montant reconnu en 2013 et en baisse de 9,3 par rapport à l'année de base 2013.<sup>34</sup>

Le Distributeur présente un nouvel élément spécifique, soit les phases 2 et 3 du projet LAD. Le montant demandé, pour l'année témoin 2014, à titre d'élément spécifique est de 12,3 M\$.

---

<sup>30</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 5.1, page 7.

<sup>31</sup> B-0023, HQD-7, document 1, page 7.

<sup>32</sup> B-0023, HQD-7, document 2, page 7.

<sup>33</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 9.1, page 12.

<sup>34</sup> B-0023, HQD-7, document 1, page 17. Voir aussi B-0089, HQD-15, document 2, réponse 5.1, page 7.

✓ Position de l'ACEFO

Selon les informations au dossier, le Distributeur prévoit déposer au cours des prochaines semaines, une demande d'autorisation des phases 2 et 3 du projet LAD.<sup>35</sup>

Le projet LAD fait partie des investissements supérieurs à 10 M\$ à autoriser, lesquels investissements sont présentés au tableau 6 de la pièce B-0032, HQD-8, document 2, page 13.

À la demande de l'ACEFO de préciser si certains des projets présentés à cette pièce ont été autorisés, le Distributeur répond :

*« Depuis le dépôt du dossier tarifaire, seul le projet « Solutions d'ordonnancement et de gestion des équipes mobiles (SOGEM) » a été autorisé par la Régie. »*<sup>36</sup>

**L'ACEFO recommande que le montant de 12,3 M\$ afférent aux phases 2 et 3 du projet LAD soit refusé, pour l'année témoin 2014, à titre de nouvel élément spécifique.**

---

<sup>35</sup> B-0023, HQD-7, document 1, page 17.

<sup>36</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 13.1, page 16.

#### 4. EXAMEN DE CERTAINS POSTES PARTICULIERS DES COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE

Le tableau ci-après présente le détail des coûts de distribution et service à la clientèle.

**Tableau 4**  
**Coûts de distribution et services à la clientèle (M\$)**

0,08	Année historique 2012	2013		Année témoin 2014
		D-2013-037 (incluant reclassements)	Année de base	
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 203,7</b>	<b>1 372,7</b>	<b>1 286,7</b>	<b>1 335,1</b>
Charges brutes directes	1 006,5	1 181,9	1 077,1	1 122,5
Masse salariale	638,3	758,5	694,4	737,2
Autres charges directes	432,7	468,0	429,2	431,4
Récupération de coûts	-64,5	-44,6	-46,5	-46,1
Charges de services partagés	513,3	562,8	560,0	573,3
Coûts capitalisés	-316,1	-372,0	-350,4	-360,7
<b>Autres charges</b>	<b>1 053,9</b>	<b>973,8</b>	<b>980,1</b>	<b>1 017,2</b>
Achats de combustible	83,6	100,8	100,8	93,8
Amortissement et déclassement	884,8	779,9	785,9	822,7
Compte d'écarts – Coût de retraite	-4,6	5,6	4,8	0,0
Taxes	90,1	87,5	88,6	100,7
<b>Frais corporatifs</b>	<b>29,9</b>	<b>36,7</b>	<b>33,0</b>	<b>33,5</b>
Frais corporatifs	31,0	36,3	33,8	32,6
Compte d'écarts – Coût de retraite	-1,1	0,4	-0,8	0,9
<b>Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation</b>	<b>773,4</b>	<b>657,7</b>	<b>817,4</b>	<b>808,2</b>
Charge de désactualisation	1,9	1,8	1,8	1,8
Capitaux empruntés	436,0	433,2	432,3	459,4
Capitaux propres	335,5	222,7	383,3	347,0
	<b>3 060,9</b>	<b>3 040,9</b>	<b>3 117,2</b>	<b>3 194,0</b>

Source : B-0023, HQD-7, document 1, page 5.

Les données suivantes : charges de services partagés, rendement de la base de tarification, ont été modifiées afin de correspondre aux données qui apparaissent à la pièce B-0071, HQD-1, document 4.1.



Les charges d'exploitation ont été abordées dans le cadre de l'examen de l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation, des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers ainsi que des éléments spécifiques.

Les charges d'exploitation ont fait l'objet de nombreuses demandes de renseignements de la Régie.<sup>37</sup> Les recommandations spécifiques à l'égard du coût de retraite ainsi que du montant afférent aux phases 2 et 3 du projet LAD s'appliquent aux charges d'exploitation.

Notons que la recommandation de rejeter le nouvel élément spécifique ainsi que le budget projeté y afférent de 12,3 M\$ a un impact sur des postes particuliers. Cet impact se répartit comme suit : 6,9 M\$ sur la masse salariale; 6,1 M\$ sur les services professionnels et autres; 0,4 M\$ sur les dépenses de personnel et indemnités; 0,2 M\$ sur stock, achats, locations et autres; 7,2 M\$ sur les charges de services partagés et (8,5 M\$) sur les coûts capitalisés.<sup>38</sup>

#### 4.1. COÛTS CAPITALISÉS

Les coûts capitalisés aux projets d'investissements du Distributeur sont projetés à (360,7 M\$). Ces coûts seront ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent seront mis en exploitation. Ces coûts regroupent les prestations de travail et les coûts de gestion de matériel. Les heures imputées aux investissements sont établies sur la base de la planification des travaux d'investissement d'une année donnée.<sup>39</sup>

Le Distributeur développe le processus d'établissement des coûts capitalisés.

*« Le Distributeur établit un lien entre les investissements planifiés et les heures imputées aux investissements, mais ce lien n'est pas systématique; à titre d'exemple, le montant prévu en investissement*

---

<sup>37</sup> B-0088, HQD-15, document 1 aux pages 24 à 52.

<sup>38</sup> B-0023, HQD-7, document 1, Annexe B, page 28.

<sup>39</sup> B-0027, HQD-7, document 5, page 3.

*pour le matériel roulant n'a aucun lien avec les heures imputées aux investissements. »<sup>40</sup>*

*« Dépendamment de la nature des investissements, le Distributeur établit un ratio entre les heures devant être imputées aux investissements et les travaux d'investissement planifiés d'une année donnée. »<sup>41</sup>*

D'après ce qui précède, il semble exister un lien entre les travaux d'investissement planifiés et les heures devant être imputées aux investissements.

**L'ACEFO recommande à la Régie de demander au Distributeur de déposer, dans le prochain dossier tarifaire, une analyse mettant en relation les coûts capitalisés et les investissements de façon à développer, le cas échéant, un ratio servant à établir les coûts capitalisés et à en faciliter l'analyse.**

#### **4.2. COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS**

Les coûts nets liés aux sorties d'actifs sont prévus être de 58,5 M\$, soit 20 M\$ au titre des travaux récurrents de corroboration et retraits divers et 38,5 M\$ de retraits relatifs au projet LAD.<sup>42</sup>

Le montant de 8 M\$ au titre de corroboration des câbles ne fait l'objet d'aucune explication alors que l'augmentation est de 50 %.

**L'ACEFO recommande de maintenir le montant de 4 M\$ reconnu dans la décision D-2013-037.<sup>43</sup>**

---

<sup>40</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 12.1, page 14.

<sup>41</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 12.2, page 14.

<sup>42</sup> B-0028, HQD-7, document 6, page 7.

<sup>43</sup> B-0071, HQD-17, document 1, page 11, dossier R-3814-2012.

5. MISES EN SERVICE DES IMMOBILISATIONS, DU CONTRAT DE LOCATION FINANCIER ET DES ACTIFS INCORPORELS.

Le tableau ci-après présente les mises en service des immobilisations, du contrat de location-financement et des actifs incorporels par types d'autorisation sur la période 2012 à 2014.

**MISES EN SERVICE DES IMMOBILISATIONS, DU CONTRAT DE LOCATION-FINANCIER ET DES ACTIFS INCORPORELS<sup>3</sup> (M\$)**

CATÉGORIE D'INVESTISSEMENTS	2012	2013	2014
<b>Projets autorisés &gt; 10 M\$</b>	<b>104,0</b>	<b>334,3</b>	<b>220,0</b>
<i>Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution</i>	0,1		
<i>Construction de la centrale thermique de Kuujuaq</i>	1,2		
<i>Optimisation des systèmes clientèles (OSC)</i>	48,3		
<i>Réhabilitation du 201 Jarry</i>	1,9	3,3	
<i>Automatisation du réseau</i>	23,0	11,1	
<i>Réaménagement de l'échangeur Dorval</i>	0,6		
<i>Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)</i>	10,3	17,1	11,9
<i>Lecture à distance - Phase 1</i>	3,7	204,8	151,9
<i>Travaux de raccordement du réseau de distribution</i>			
<i>Poste Anne-Hébert</i>		0,9	
<i>Poste Neubois</i>	2,3	4,3	
<i>Poste St-Bruno-de-Montarville</i>		14,0	
<i>Poste Charlesbourg</i>	2,8	16,4	6,4
<i>Poste Limoilou</i>	3,6	30,0	6,7
<i>Poste Port-Daniel</i>		3,8	4,2
<i>Poste Charland</i>		6,4	5,9
<i>Poste Lefrançois</i>	0,1		9,3
<i>Poste Bélanger</i>	6,1	17,2	17,5
<i>Poste Henri-Bourassa</i>		5,0	6,2
<b>Projets &gt; 10 M\$ à autoriser</b>			<b>134,4</b>
<i>Travaux de raccordement du réseau de distribution</i>			
<i>Poste De Lorimier</i>			4,3
<i>Poste Fleury</i>			5,5
<i>Solutions d'ordonnement et de gestion des équipes mobiles (SOGEM)</i>			11,2
<i>Lecture à distance - Phases 2 et 3</i>			113,4
<b>Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'art. 73</b>	<b>5,2</b>	<b>12,0</b>	<b>9,0</b>
<i>Programme d'enfouissement</i>	5,2	12,0	9,0
<b>Ensemble des projets &lt; 10 M\$</b>	<b>568,3</b>	<b>564,8</b>	<b>529,3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>677,5</b>	<b>911,1</b>	<b>892,7</b>

Source : B-0032, HQD-8, document 2, page 13.

**5.1. TRAITEMENT DES COÛTS DE MISES EN SERVICE DE PROJETS > 10 M\$ NON AUTORISÉS INCLUS À LA BASE DE TARIFICATION**

Au nombre des mises en service >10 M\$, seul le projet « Solutions d'ordonnancement et de gestion des équipes mobiles (SOGEM) » a été autorisé par la Régie depuis le dépôt du dossier tarifaire.<sup>44</sup> Le solde des montants de mises en service pour les projets >10 M\$ à autoriser est de 123,2 M\$.

Le Distributeur précise ainsi le traitement réglementaire qu'il applique aux mises en service pour les projets >10 M\$ qui, incluses à la base de tarification de l'année témoin, ne seraient pas autorisées à temps pour permettre leur maintien à la base de tarification :

*« De façon générale, un projet qui ne serait pas autorisé à temps pour permettre son inclusion à la base de tarification de l'année témoin serait intégré ultérieurement à la base de tarification selon le même traitement que tout autre projet, soit quatre mois de données réelles et huit mois de données projetées pour l'année de base et douze mois de données projetées pour l'année témoin. »<sup>45</sup> (nos soulignés)*

Le traitement est conforme à la décision D-2010-022 de la Régie exprimée au paragraphe 175, dans le dossier R-3708-2009 :

*« Toutefois, elle [la Régie] apporte une modification aux modalités de disposition des comptes de frais reportés autorisés dans les projets autorisés de 10 M\$ et plus. Ainsi, dans les cas où l'autorisation est obtenue avant le dépôt du dossier tarifaire et en temps opportun pour permettre une intégration au revenu requis, la **Régie demande au Distributeur de refléter au revenu requis de l'année témoin, les coûts afférents au projet de l'année témoin ainsi que ceux de l'année de base (quatre mois réels et huit mois projetés).** » [notre précision]*

---

<sup>44</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 13.1, page 16.

<sup>45</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 13.5, page 16.

Le débat en cours dans le dossier tarifaire du Transporteur ne se pose pas dans le dossier du Distributeur. Dans son dossier tarifaire, le Transporteur a fait la proposition suivante :

*« [...] le Transporteur propose que la comptabilisation au compte de frais reportés soit effectuée sur la base des coûts réels associés aux mises en service par opposition aux coûts projetés retranchés des revenus requis. »<sup>46</sup>*

Dans le cas où les projets, autres que le projet SOGEM, actuellement inclus à la base de tarification ne seraient pas autorisés à temps, le revenu requis diminuerait, selon les hypothèses au dossier,<sup>47</sup> de 28,5 M\$.<sup>48</sup>

## **5.2. NIVEAU DES MISES EN SERVICE POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2014**

Au cours de la période 2012 à 2014, cumulativement, le Distributeur aura mis en service des actifs d'une valeur moindre de 268,7 M\$ par rapport aux montants d'investissement autorisés ou demandés.<sup>49</sup>

Dans le cadre d'une année témoin projetée, l'expérience passée peut orienter la réflexion sans se substituer à un examen des conditions actuelles et futures qui peuvent faire en sorte que les mises en service projetées ne se réalisent pas ou que les projections soient indûment optimistes.

Le contexte qui prévaut dans l'industrie de la construction, l'évolution des conditions économiques peuvent causer des reports de mises en service.

Dans le présent dossier, la demande de modification du taux de rendement est susceptible d'influer les choix stratégiques. Sans présumer les conclusions de la décision à être rendue dans le dossier R-3842-2013, les mises en service de

---

<sup>46</sup> C-0025, HQT-4, document 2, page 9, dossier R-3823-2012.

<sup>47</sup> B-0037, HQD-8, document 6, pages 8 et 9.

<sup>48</sup> *Ibid*, page 10, tableau 5.

<sup>49</sup> B-0032, HQD-8, document 2, pages 13 et 14.

l'année 2014 seront rémunérées, le cas échéant, à un taux de rendement quelque peu supérieur au taux de rendement actuel.

Les recommandations dans le dossier du Distributeur sont celles faites dans le dossier du Transporteur.<sup>50</sup>

- ✓ ***L'ACEFO recommande de créer, pour l'année témoin 2014, un compte pour capter tout écart entre les mises en service projetées et les mises en service réalisées.***

## 6. COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES : MODIFICATION DES MODALITÉS D'AMORTISSEMENT DU SOLDE DES COMPTES D'ÉCARTS 2008 À 2012

Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir le solde des comptes d'écart 2008 à 2012 sur une période de 10 ans tout en maintenant l'amortissement des années 2013 et suivantes sur une période de 5 ans.<sup>51</sup>

Le solde des comptes de nivellement des années 2008 à 2012, avant l'amortissement de 2014, est de 270,9 M\$.<sup>52</sup>

Au soutien de sa proposition, le Distributeur fait valoir que :

*« Le Distributeur maintient la période d'amortissement de cinq ans pour tout solde accumulé à compter de 2013. Cependant, le Distributeur considère que pour la période 2008 à 2012 l'ampleur du solde à amortir justifie le lissage de l'impact tarifaire sur une période plus longue. Il s'agit d'une mesure temporaire et transitoire, compte tenu, d'une part, de l'ampleur des aléas climatiques de 2008 à 2012, et, d'autre part, de l'introduction d'une actualisation de sa normale climatique depuis 2013 [...] »<sup>53</sup>*

<sup>50</sup> C-ACEFO-0011, page 38, dossier R-3823-2012.

<sup>51</sup> B-0039, HQD-8, document 7, page 8.

<sup>52</sup> *Ibid*, pages 9 et 10, tableau 4.

<sup>53</sup> B-0088, HQD-15, document 1, réponse 36.1, page 82.

La proposition du Distributeur d'amortir le solde des comptes d'écart 2008 à 2012 sur une période de 10 ans en lieu et place de la période de 5 ans approuvée par la Régie dans la décision D-2009-016, page 14<sup>54</sup>, soulève les enjeux suivants :

- l'équité intergénérationnelle;
- les coûts à être supportés par la clientèle;
- la rémunération du compte d'écart.

Ces enjeux servent de contexte aux recommandations de l'ACEFO.

### **L'équité intergénérationnelle**

La Régie a demandé au Distributeur dans quelle mesure sa proposition et les impacts tarifaires qui en découlent tiennent compte de l'équité intergénérationnelle.<sup>55</sup>

Le Distributeur renvoie à sa réponse 36.1. Cette réponse est reproduite ci haut et porte la référence de note de bas de page 53.

Le Distributeur ne répond pas à la question de façon claire et nette. Le maintien de la période d'amortissement de cinq ans pour tout solde accumulé à compter de 2013 empêche, pour l'avenir, l'aggravation de l'iniquité intergénérationnelle mais ne tient pas compte de celle créée par sa proposition. La même réflexion vaut pour le fait qu'il s'agit d'une mesure temporaire et transitoire. L'équité intergénérationnelle n'est pas rencontrée par la proposition du Distributeur.

### **Les coûts à être supportés par la clientèle**

L'ACEFO, qui représente les consommateurs résidentiels incluant les ménages à faible ou moyen revenu, considère l'allongement de la période d'amortissement pour le solde des comptes d'écart 2008 à 2012 sous l'angle des coûts à être supportés par la clientèle; en d'autres termes celui du *lissage de l'impact tarifaire* tel que présenté par le Distributeur :

---

<sup>54</sup> Dossier R-3677-2008.

<sup>55</sup> B-0088, HQD-15, document 1, réponse 36.1, page 89.

*« Le tableau R-36.3 présente l'impact différentiel sur les revenus requis de l'amortissement sur dix ans du solde des comptes de nivellement 2008 à 2012 plutôt que sur cinq ans.*

*En complément d'analyse, l'impact du changement proposé de -37,3 M\$ sur les revenus requis 2014 se traduit par un impact tarifaire de l'ordre de -0,4 %. Cependant, le Distributeur tient à souligner qu'il n'est pas en mesure d'estimer l'impact tarifaire pour les années suivantes. »<sup>56</sup>*

L'examen du tableau R-36.3 démontre que l'impact différentiel sur les revenus requis du solde des comptes de nivellement 2008 à 2012 : proposition 10 ans vs statu quo - 5 ans (M\$), qui était «favorable» à la clientèle, devient défavorable à compter de 2018. À la fin de la période de 10 ans, les consommateurs auront supporté un montant additionnel de 50,7 M\$.<sup>57</sup> Cet impact de 50,7 M\$ est entièrement attribuable au rendement de la base de tarification. Ce résultat est attendu étant donné que le fait d'allonger la période d'amortissement fait en sorte que le solde du compte reste plus longtemps dans la base de tarification rémunérée au taux moyen pondéré du capital.

### **La rémunération du compte d'écart**

Comme on peut lire dans la décision G-110-12 de la *British Columbia Utilities Commission* :

*« The Commission Panel also notes that deferral of expenses only serves to increase their ultimate cost by the amount of the financing charge and is of the view that amortization periods should be as*

---

<sup>56</sup> *Ibid*, réponse 36.3, réponse 36.3 page 85. Voir aussi : B-0089, HQD-15, document 2, réponse 16.2, page 19.

<sup>57</sup> *Ibid*, page 86.



*short as possible, while continuing to serve the rate smoothing function. »*<sup>58</sup>

*« Current period charges are not “investment” which attract a capital return, they are deferred operating costs/current period expenses which, as noted above, in the Panel’s view, should not attract rate base rate of return. **The Panel finds that a more appropriate financing cost is an interest return.** For expenditures which are amortized beyond one year, the Panel finds that the appropriate return is FortisBC’s WACD. The Panel further finds that for true-up deferral accounts which are by their very nature, a short term deferral, the appropriate interest return is FortisBC’s short term interest cost. »*<sup>59</sup>

Cette approche est mesurée et appropriée dans les circonstances du présent dossier.

Étant donné l’ampleur de la hausse tarifaire demandée par le Distributeur et la composition de la clientèle qu’elle représente, **l’ACEFO ne s’oppose pas à la demande du Distributeur d’amortir le solde des comptes d’écarts 2008 à 2012 sur une période de 10 ans tout en maintenant l’amortissement des années 2013 et suivantes sur une période de 5 ans.**

L’ACEFO propose l’aménagement suivant, eu égard aux amortissements. **L’ACEFO propose d’amortir complètement dans l’année témoin 2014 les soldes des comptes de nivellement 2008 et 2009, respectivement de 2,6 et de 4,1 M\$.**<sup>60</sup>

Les périodes d’amortissement restantes pour les soldes des comptes de nivellement 2008 et 2009, avant la proposition du Distributeur, sont respectivement de 1 et 2 ans. Les montants en cause étant relativement faibles,

---

<sup>58</sup>[http://www.bcuc.com/Documents/Decisions/2012/DOC\\_31457\\_G-110-12\\_FBC-2012-13RRA\\_Decision-WEB.pdf](http://www.bcuc.com/Documents/Decisions/2012/DOC_31457_G-110-12_FBC-2012-13RRA_Decision-WEB.pdf). Voir page 106 de la décision.

<sup>59</sup> *Ibid*, page 105.

<sup>60</sup> B-0039, HQD-8, document 7, tableau 4, page 10.

faire passer les périodes d'amortissement à respectivement 6 et 7 ans, non seulement augmente les frais de financement, mais aussi complique le suivi de montants de plus en plus petits.

La proposition de l'ACEFO fait passer l'amortissement inclus dans le coût de service de l'année témoin 2014 de 29,9 à 35,6 M\$.<sup>61</sup> Les réaménagements à la baisse du revenu requis proposés par l'ACEFO dans l'ensemble du mémoire auront pour effet d'éliminer cette augmentation.

- ✓ **L'ACEFO recommande que le coût moyen de la dette du Distributeur serve à rémunérer les soldes 2010 à 2012 à la base de tarification.**
- ✓ **L'ACEFO recommande que les ajouts à compter de l'année tarifaire 2013 soient rémunérés au coût moyen de la dette du Distributeur.**
- ✓ **L'ACEFO recommande de fixer, pour tout solde accumulé à compter de 2013, un montant plafond dont l'atteinte devrait susciter une proposition ou une réflexion sur l'évolution de ce compte.**

La dernière recommandation évite l'introduction d'une demande similaire à celle-ci, au gré du Distributeur, afin de diminuer à court terme une augmentation tarifaire indue. L'ACEFO suggère que ce montant soit de l'ordre de 250 M\$.

## 7. STRATÉGIE TARIFAIRE

La stratégie tarifaire est exposée à la pièce B-0049, HQD-13, document 2. Seule la stratégie tarifaire applicable au tarif D sera examinée. Pour les tarifs domestiques, le Distributeur poursuit la stratégie d'amélioration du signal de prix amorcée en 2005 et reconduite depuis avec l'approbation de la Régie.<sup>62</sup> Les ajustements proposés au 1<sup>er</sup> avril 2014 sont les suivants :

- gel de la redevance;

---

<sup>61</sup> Ibid.

<sup>62</sup> B-0064, HQD-13, document 2, page 12.

- pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que sur le prix de la première tranche.<sup>63</sup>

Avant la prise en compte du taux de rendement de 9,2 % demandé dans le dossier R-3842-2013 et de l'actualisation de la facture du service de transport, la hausse tarifaire est de 3,4 %.

Après la prise en compte du taux de rendement et de l'actualisation de la facture du service de transport, la hausse tarifaire est de 5,8 %.

Comme nous l'avons souligné, une telle hausse a des impacts importants sur la clientèle résidentielle, surtout pour les ménages à faible ou moyen revenu. Nous avons examiné la possibilité de contenir la hausse attribuable à la mise à jour du taux de rendement ainsi qu'à celle de la facture de transport, soit 2,4 % à la deuxième tranche d'énergie. Le Distributeur est d'avis que :

*« Une hausse plus prononcée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie engendrerait des impacts tarifaires plus importants pour les clients consommant dans cette tranche. Puisqu'une hausse plus importante d'une composante doit nécessairement être compensée par une baisse ou une hausse plus faible d'une autre composante du tarif, ce scénario engendrerait également une dispersion plus importante des impacts tarifaires sur l'ensemble de la clientèle. »<sup>64</sup>*

La dispersion des impacts tarifaires est présentée, en réponse à une demande de renseignement de UC, à la pièce B-0099, HQD-15, document 12.1, aux pages 26 à 29. La position du Distributeur est à l'effet que :

*« [...] Comme par les années passées, il en ressort qu'en moyenne, la stratégie de hausser deux fois plus la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que la première permet d'atténuer l'impact de la hausse tarifaire pour les ménages dont le revenu se trouve sous le seuil de faible revenu. Compte tenu de la dispersion des impacts tarifaires,*

---

<sup>63</sup> Ibid, page 12.

<sup>64</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 23.1, page 26.

*certains ménages à faible revenu sont néanmoins susceptibles d'avoir un impact tarifaire semblable au reste de la clientèle. »<sup>65</sup>*

L'ACEFO prend acte de la poursuite de la stratégie tarifaire du Distributeur.

L'ACEFO est d'avis que le budget consacré à la stratégie pour la clientèle à faible revenu ne devrait faire l'objet d'aucune compression du Distributeur.

## 8. RÉVISION DE CERTAINES MODALITÉS RELATIVES À L'ALIMENTATION

Le Distributeur propose l'insertion d'un paragraphe à l'article 18.1 des Conditions de service d'électricité (CDSÉ) entre les premier et deuxième paragraphes existants :

*« 18.1 [...]*

*Hydro-Québec doit également pouvoir installer les mêmes équipements après la mise sous tension initiale de l'installation électrique, à des endroits faciles d'accès, sécuritaires et convenus avec le client ou le propriétaire de l'installation électrique, selon le cas. Toutefois, aucune entente n'est requise pour l'ajout ou le remplacement d'équipements sur le réseau existant qui sont nécessaires pour l'exploitation ou la sécurité du réseau d'Hydro-Québec de même que pour le mesurage de l'électricité ou pour l'alimentation d'une installation électrique si l'impact de l'ajout ou du remplacement est raisonnable dans les circonstances.*

*[...] »<sup>66</sup> (nos soulignés)*

Le Distributeur a présenté des exemples d'interventions qui seraient pertinentes pour la bonne gestion du réseau de distribution.<sup>67</sup>

---

<sup>65</sup> B-0099, HQD-15, document 12.1, réponse 16.3, page 29.

<sup>66</sup> B-0046, HQD-12, document 2 page 24.

<sup>67</sup> B-0088, HQD-15, document 1, réponse 48.3, page 110.

Quant au mesurage de l'électricité, voici, selon le Distributeur, comment le mesurage de l'électricité peut compromettre la sécurité, la pérennité et la bonne gestion du réseau de distribution :

*« Dans le cadre du projet LAD, dont la phase 1 a été autorisée par la Régie dans sa décision D-2012-127, le Distributeur doit installer certains équipements de mesurage sur son réseau de distribution lui permettant de collecter et relayer les données de consommation transmises par les compteurs, notamment pour la détection des pannes. »<sup>68</sup>*

D'entrée de jeu, notons que la sécurité et la pérennité du réseau ne semblent aucunement menacées si la mention de mesurage de l'électricité disparaît du paragraphe inséré à l'article 18.1.

L'application de ce paragraphe en ce qui a trait au mesurage de l'électricité peut poser des problèmes.

Certains clients choisissent, en assumant les conséquences financières, de ne pas adhérer à l'offre de base du Distributeur, soit l'installation d'un CNG. La proposition du Distributeur d'associer le mesurage de l'électricité à la sécurité et à la bonne gestion du réseau pourrait implicitement rendre caduc le choix de ces clients si le Distributeur y avait recours afin d'installer l'IMA sur un poteau qui se trouve sur le terrain du client.

Les cas semblables au cas envisagé ci-haut, bien qu'ils puissent être rares, demeurent possibles et de telles situations sont à prévenir. Le déploiement des CNG et de l'IMA est trop récent pour que l'on ait une idée de l'ampleur des problèmes qui risquent de survenir. Il serait approprié d'attendre afin d'en prendre la mesure et d'examiner les moyens d'y remédier.

**L'ACEFO n'est pas convaincue de l'utilité de faire référence au mesurage de l'électricité au paragraphe inséré à l'article 18.1 CDS. Il y a lieu d'éviter**

---

<sup>68</sup> B-0089, HQD-15, document 2, réponse 21.2, page 24.

**que le Distributeur ait la possibilité d'apporter des modifications à l'équipement de mesurage sans le consentement d'un client qui aurait exercé l'option de retrait, notamment.**

## 9. CONCLUSION

L'ACEFO demande respectueusement à la Régie de prendre en considération et de mettre en application les recommandations explicitées dans le présent mémoire.