

**Q U É B E C**

## **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**NO : R-4011-2017**

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT  
DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE  
2018-2019**

---

**HYDRO-QUÉBEC**  
(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES  
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS  
D'ÉLECTRICITÉ**  
(ci-après « AQCIE »)

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE  
DU QUÉBEC**  
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

---

---

### **MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ**

---

**LES INTERVENANTS, L'AQCIE ET LE CIFQ, TRAITERONT ICI DES SUJETS SUIVANTS :**

1. L'historique des revenus requis du Distributeur (page 2)
2. Les investissements inférieurs à 10 M\$ (page 7)
3. La disposition des soldes des comptes de nivellement climatique et de pass-on (page 20)
4. Les mesures contribuant à la compétitivité des tarifs industriels (page 27)

**ILS TRAITERONT ÉGALEMENT DES SUJETS SUIVANTS, RECONNUS PAR LA RÉGIE COMME FAISANT  
PARTIE DE TOUS LES DOSSIERS TARIFAIRES :**

5. Les hausses tarifaires uniformes proposées (page 29)
6. Les méthodes de répartition des coûts (page 36)

## **1. L'HISTORIQUE DES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR**

La détermination du tarif du Distributeur par la Régie se faisant actuellement selon la méthode du coût de service, la fixation d'un tarif équitable autant pour les clients que pour le Distributeur dépend de la précision des prévisions de celui-ci pour l'estimation de ses coûts pour l'année à venir.

L'AQCIE et le CIFQ sont préoccupés par le fait qu'à chaque année depuis 2008, sauf pour l'année 2016, le rendement réalisé par le Distributeur est supérieur au rendement autorisé par la Régie. Compte tenu de cette constatation, dans le dossier R-3933-2015 les intervenants ont réalisé une analyse en vue de comparer les valeurs réelles et les valeurs autorisées de certains intrants des revenus requis du Distributeur sur un historique de cinq ans, soit de 2009 à 2014.

Dans le dossier actuel, les intervenants examinent l'écart en % entre les valeurs réelles et les valeurs autorisées sur la période 2009-2016 en vue de constater s'il y a eu une amélioration dans les prévisions du Distributeur.

Les intrants retenus constituent l'essentiel des revenus requis de l'année historique 2016 en excluant les achats d'électricité et de service de transport; soit

- le rendement autorisé sur la base de tarification;
- les charges d'exploitation ;
- les autres charges, notamment l'amortissement.

En plus de l'analyse de ces intrants, les intervenants considèrent l'effet de l'écart de prévision de ceux-ci sur le rendement sur les capitaux propres du Distributeur.

Les données qui sont utilisées pour notre analyse proviennent des informations fournies par le Distributeur dans le cadre des dossiers tarifaires et de ses rapports annuels depuis 2009.

### **1.1. Rendement sur la base de tarification**

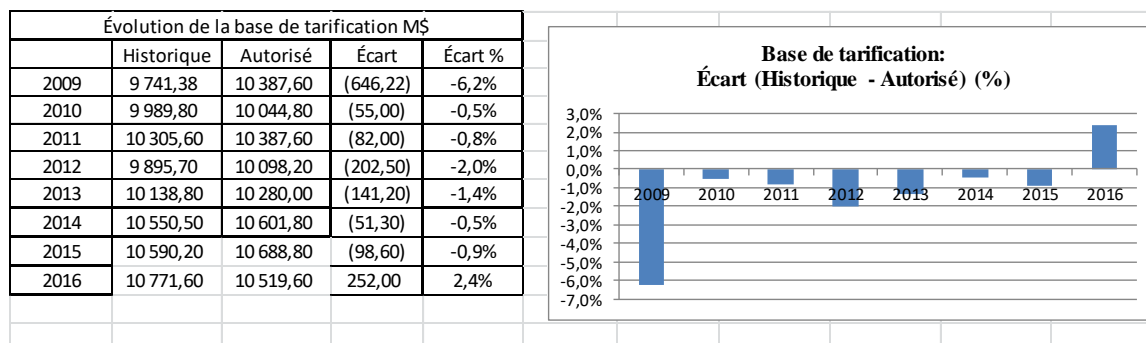
Le rendement sur la base de tarification est fonction de la base de tarification et du taux de rendement autorisé par la Régie. Ce taux est une moyenne pondérée du coût de la dette et du taux de rendement sur les capitaux propres du Distributeur.

#### **1.1.1. Base de tarification**

L'évolution annuelle de la base de tarification est essentiellement fonction de la prévision de la valeur des équipements mis en service et de la valeur de l'amortissement des équipements en service.

## Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année 2018-2019

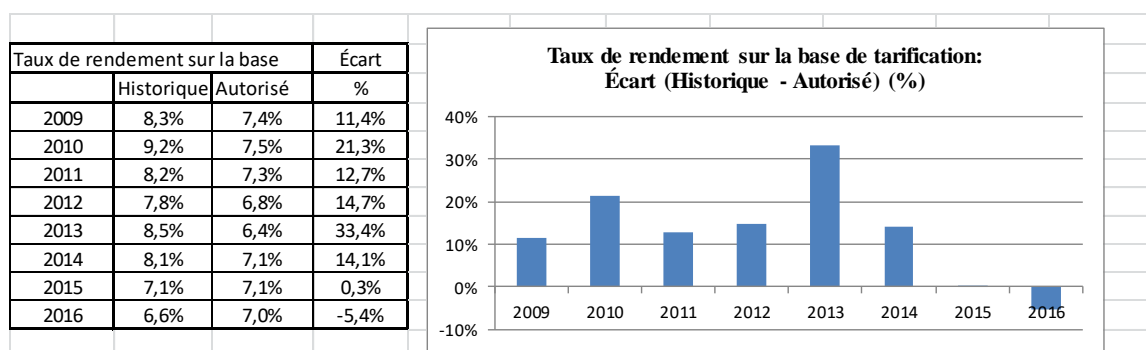
Le tableau et la figure ci-dessous montrent l'évolution de l'écart (en pourcentage) entre la valeur de la base de tarification réelle et la valeur de la base de tarification autorisée sur la période 2009-2016.



On peut constater que l'écart est négatif sur toute la période, sauf en 2016, ce qui signifie que la valeur réelle de la base de tarification a été généralement inférieure à la valeur autorisée, ce qui est favorable au Distributeur puisque le rendement autorisé a été calculé sur une base de tarification plus élevée que la base de tarification réelle.

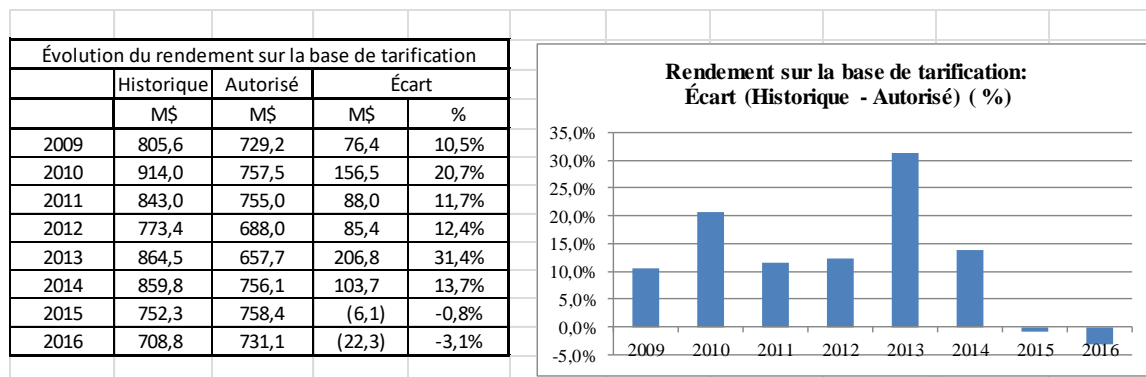
### 1.1.2. Taux de rendement sur la base de tarification

Le tableau et la figure ci-dessous montrent l'évolution de l'écart (en pourcentage) entre le taux de rendement sur la base de tarification réelle et le taux de rendement réel sur la base de tarification autorisée sur la période 2009-2016.



On peut constater que l'écart en % est nettement positif jusqu'en 2014, qu'il est très faible en 2015 et légèrement négatif en 2016, ce qui signifie que le taux de rendement réel a été généralement favorable au Distributeur.

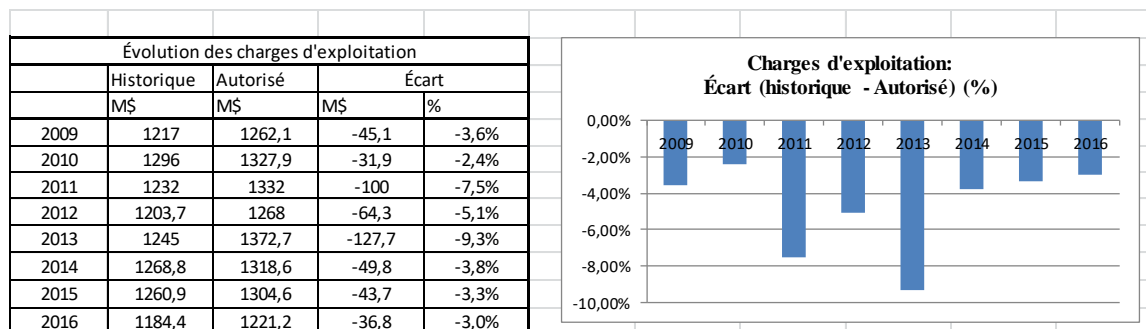
Étant donné qu'il n'y a pas eu d'écart appréciable concernant la base de tarification, on peut s'attendre à ce que l'écart de rendement ait la même évolution que l'écart du taux de rendement, ce qui est confirmé au tableau et à la figure ci-dessous.



## 1.2. Charges d'exploitation

Les principaux éléments qui constituent les charges d'exploitation font l'objet d'une prévision du Distributeur. Ces éléments sont les Charges brutes directes, dont la masse salariale, les Charges de services partagés et les Coûts capitalisés.<sup>1</sup>

Le tableau et la figure ci-dessous montrent l'évolution de l'écart entre les Charges d'exploitation réelles et celles autorisées sur la période 2009-2016.



On peut constater que l'écart en % est négatif sur toute la période. Un écart négatif signifie que les Charges d'exploitation réelles ont été inférieures à celles autorisées, ce qui est favorable au Distributeur puisque ses dépenses réelles ont été inférieures à celles autorisées.

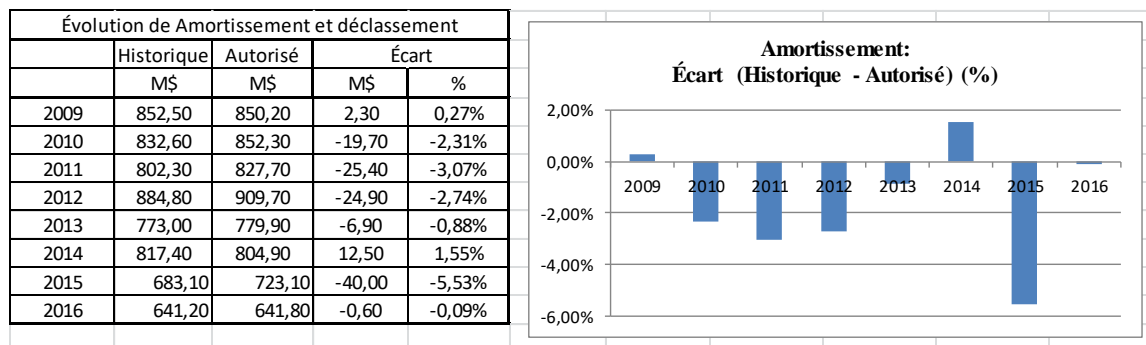
## 1.3. Amortissement

Le tableau et la figure ci-dessous montrent l'évolution des valeurs autorisées et réelles de l'item Amortissement.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> B-0025, page 5

<sup>2</sup> Rapports annuels du Distributeur, HQD-2, document 3, tableau : Composantes détaillées des revenus requis

## Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année 2018-2019



On peut constater que l'écart en pourcentage entre la valeur réelle de l'amortissement et sa valeur autorisée a été généralement négatif. Il y a eu une amélioration sur la période 2011-2016, sauf pour l'année 2015.

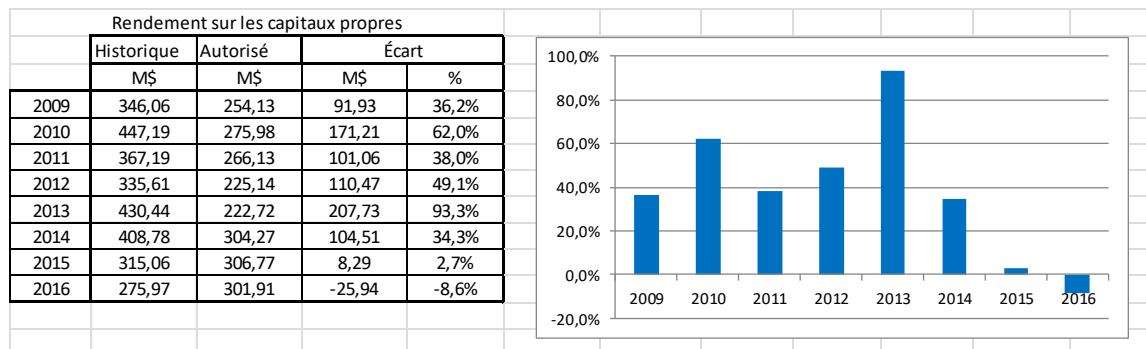
Un écart négatif signifie que la valeur réelle de l'amortissement a été plus faible que la valeur autorisée, ce qui est favorable au Distributeur.

Étant donné que la valeur de l'Amortissement est basée principalement sur des équipements existants, on devrait s'attendre à ce que la précision de l'estimation soit bonne et qu'il y ait une constance dans la prévision.

#### 1.4. Rendement sur les capitaux propres du Distributeur.

Sur la période 2009-2014, l'écart entre les valeurs réelles et les valeurs autorisées a été généralement favorable au Distributeur pour chacun des éléments du revenu requis analysé. Il faut donc s'attendre à ce que l'écart entre la valeur réelle du rendement du Distributeur sur ses capitaux propres lui soit nettement favorable sur cette période.

Le tableau et la figure ci-dessous illustrent cette conclusion.



On peut constater que l'écart entre le rendement réel et le rendement autorisé sur les capitaux propres du Distributeur a été positif sur toute la période 2009-2015, et lui a été nettement favorable.

On peut constater que, depuis l'année 2013 où l'écart a été particulièrement élevé, il y a eu une diminution de l'écart et même un écart négatif en 2016.

## 1.5. Conclusion générale

Le tableau ci-dessous résume l'analyse :

Composante	Impact
Base de tarification	Favorable au Distributeur, sauf en 2016
Taux de rendement sur la base de tarification	Favorable au Distributeur, sauf en 2016
Rendement sur la base de tarification	Favorable au Distributeur, sauf en 2015 et 2016
Charges nettes d'exploitation	Favorable au Distributeur
Amortissement	Favorable au Distributeur, sauf en 2014
Rendement sur les capitaux propres	Favorable au Distributeur, sauf en 2016

Tel que montré au tableau, l'écart de prévision est favorable au Distributeur dans tous les cas.

Les intervenants recommandent à la Régie de réitérer que le Distributeur doit améliorer la précision de ses prévisions. En effet, considérant que, selon le MTÉR retenu par la Régie, un écart de rendement négatif est assumé en totalité par le Distributeur et qu'un écart positif est partagé entre les clients et le Distributeur, celui-ci n'a aucun intérêt à améliorer la précision de ses prévisions au risque d'obtenir un rendement négatif.

Les intervenants craignent de devoir observer de manière récurrente un dépassement du taux de rendement autorisé. Ils recommandent donc à la Régie d'être attentive aux écarts de rendement et au biais systématique du Distributeur dans l'estimation de ses revenus requis

Il serait également pertinent de faire une évaluation de la performance du MTÉR dans quelques années, notamment dans le contexte de la mise en place du MRI.

**Pour le présent dossier tarifaire, les intervenants suggèrent que la Régie devrait corriger systématiquement toutes les prévisions du Distributeur pour les intrants identifiés ci-dessus pour contrer ces écarts toujours favorables au Distributeur. L'ampleur de ces corrections devrait se fonder sur l'historique constaté depuis 2009 pour chacun de ces intrants.**

## 2. LES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

### 2.1. Le contexte de la demande

Dans le cadre du dossier tarifaire R-3933-2015, la Régie a exprimé le souhait d'obtenir une mesure pour évaluer l'ampleur des investissements demandés par le Distributeur. Elle mentionne à cet effet :

*« [652] Par ailleurs, compte tenu de contraintes liées à la comparabilité des indicateurs d'une entreprise à l'autre et de l'importance des investissements de moins de 10 M\$, la Régie juge que la mise en place et le suivi d'indicateurs à l'interne s'avèrent essentiels, en vue de mesurer le caractère raisonnable et utile des investissements annuels*

(...)

*[655] La Régie rappelle qu'elle souhaite obtenir une mesure pour évaluer l'ampleur des investissements, tout en considérant les impératifs liés à la fiabilité du réseau. L'extrait ci-dessus de sa lettre du 18 juin 2015 réfère à des exemples d'inducteurs de coûts qui pourraient être adaptés. En particulier, ces inducteurs de coûts pourraient tenir compte des catégories d'investissements et des caractéristiques des équipements (à titre d'exemple, distinction entre les lignes aériennes et souterraines). La Régie est d'avis que ces inducteurs pourraient nécessiter des ajustements ou des pondérations et intégrer d'autres variables jugées pertinentes, le cas échéant.*

*[656] La Régie considère que, malgré leurs limites, ces inducteurs de coûts présentent l'avantage de quantifier les investissements sur la base d'unités physiques.*

*[657] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de présenter, en plus des résultats des travaux sur le balisage, des indicateurs permettant d'évaluer, année après année, sa performance en matière d'investissements, en tenant compte des préoccupations émises ci-dessus. La Régie lui demande également de présenter l'évolution historique de ces indicateurs sur cinq ans, en précisant les données de base. »<sup>3</sup>*

---

<sup>3</sup> R-3933-2015, D-2016-033, pages 172 et 173

Dans sa décision D-2017-022 du dossier tarifaire R-3980-2016, la Régie revient sur cette préoccupation<sup>4</sup> :

*« [505] La Régie reconnaît l'effort fourni par le Distributeur pour permettre une meilleure appréciation du budget d'investissements proposé pour l'année 2017. Elle lui demande de maintenir ce niveau de détail à chaque année dans ses futurs dossiers tarifaires.*

*[506] La Régie demande au Distributeur de lui faire part, lors du prochain dossier tarifaire, des résultats de son travail sur un indicateur qui pourrait l'aider à évaluer la justesse des montants d'investissements demandés. Par ailleurs, jusqu'à ce que la Régie se prononce sur un nouvel indicateur et malgré les réserves exprimées par le Distributeur, elle lui demande de continuer de présenter l'indicateur externe développé dans le cadre du balisage sur la performance des investissements lors des prochains dossiers tarifaires.*

*[507] Finalement, en l'absence d'une proposition d'indicateur interne relatif aux investissements, tel que mentionné par le Distributeur, l'approche actuelle de fournir davantage d'explications sur le processus de planification des investissements demeure un exercice utile et pertinent aux fins recherchées par la Régie. »*

Dans le dossier actuel, le Distributeur présente une mise à jour de l'Indicateur externe relatif aux investissements<sup>5</sup> et constate que l'indicateur de la moyenne de l'industrie affiche une stabilité depuis 2013 (année où deux compagnies en particulier expliquent la croissance de 4,8 % à 5,9 %). Pour sa part, l'indicateur du Distributeur décroît en 2015, après deux années d'augmentation de ses investissements en raison notamment du projet LAD. De façon générale, l'exercice de balisage permet de constater que le niveau d'investissement du Distributeur est comparable à celui de la moyenne de l'industrie.

---

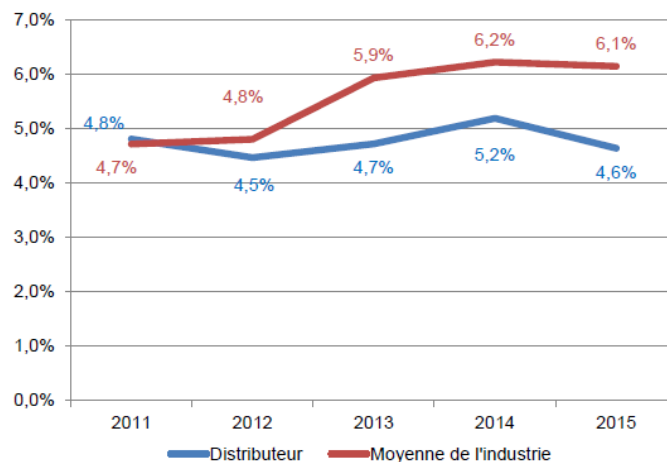
<sup>4</sup> D-2017-022, page 138

<sup>5</sup> B-0037, pages 23 et 24



Il présente la figure A-1 :

**FIGURE A-1 :**  
**INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES**  
**COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L'INDUSTRIE**



Il rappelle cependant certaines réserves concernant cet indicateur<sup>6</sup>.

*« Le Distributeur rappelle que l'indicateur est basé sur l'ensemble des investissements, sans égard au type d'autorisation, considérant que le processus d'autorisation pour les projets d'investissement inférieurs ou supérieurs à 10 M\$ est propre au Distributeur. De plus, aucune donnée relative aux investissements en lien avec les services à la clientèle n'étant recueillie dans l'exercice de balisage de FQC, l'analyse porte uniquement sur les investissements visant le réseau de distribution. Enfin, les investissements liés aux centrales de production, bâtiments, matériel roulant et autres actifs de soutien ne sont pas considérés, puisqu'ils ne sont pas directement liés aux activités du réseau. Toutefois, les investissements liés aux logiciels, tel SOGEM, sont conservés. »*

Quant à la définition d'un Indicateur interne relatif aux investissements, le Distributeur mentionne que ses travaux se poursuivent, et conclut<sup>7</sup>:

*« À cette fin, le distributeur travaille à l'élaboration d'un indicateur reflétant l'état de santé de son réseau. Cet indicateur se décline en trois axes, présentement à l'étude, soit la continuité de service, la croissance du réseau et l'état des actifs. Il servira à illustrer les besoins d'investissements requis, notamment pour le programme d'équipements et en renouvellement des actifs.*

<sup>6</sup> IBID

<sup>7</sup> B-0037, page 25

*Lorsque les corrélations auront été clairement établies, le Distributeur pourra statuer s'il est possible de déterminer un indicateur ou une combinaison d'indicateurs susceptibles de définir des plages à l'intérieur desquelles les investissements futurs dans le programme d'équipements et en renouvellement des actifs devraient se situer. Le Distributeur continuera de faire le suivi de ses travaux à ce sujet dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires. »*

Donc, en l'absence d'indicateurs externes fiables et d'un ou de plusieurs indicateurs internes permettant de justifier l'ampleur de ses demandes, le Distributeur présente une allocation des investissements demandés entre diverses activités et c'est dans ce contexte que les intervenants examinent la demande du Distributeur.

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser pour l'année 2018 un budget d'investissements total de 607,0 M\$ pour l'ensemble de ses projets dont le coût est inférieur à 10 M\$ selon les catégories indiquées au tableau ci-dessous.<sup>8</sup>

**TABLEAU 5 :**  
**SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$**  
**PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)**

CATÉGORIES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Maintien des actifs	246,4	251,5	270,4	279,1
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2	29,1
Croissance de la demande	250,2	254,6	252,7	262,7
Respect des exigences	42,3	35,3	29,7	36,1
<b>TOTAL</b>	<b>551,9</b>	<b>556,8</b>	<b>576,0</b>	<b>607,0</b>

Le budget demandé est supérieur au budget autorisé pour l'année 2017 pour chacune des catégories dans les proportions suivantes :

- Maintien des actifs : hausse de 11%
- Amélioration de la qualité : hausse de 89%
- Croissance de la demande : hausse de 3,2%
- Respect des exigences : hausse de 2,3%

L'analyse de l'AQCIE et du CIFQ porte sur la justification du budget demandé.

## **2.2. Analyse du budget demandé**

Pour justifier la valeur demandée, le Distributeur présente, pour chaque catégorie d'investissements, une allocation de coûts selon diverses composantes<sup>9</sup>. L'analyse de l'AQCIE et du CIFQ porte sur la hausse de certaines de ces composantes.

<sup>8</sup> B-0037, page 9

<sup>9</sup> B-0037, pages 10 à 17

### 2.2.1. Maintien des actifs

Le tableau ci-dessous présente les composantes de la catégorie Maintien des actifs<sup>10</sup>.

Par rapport au budget autorisé pour l'année 2017, on peut constater une augmentation importante de la composante Investissement à impact main-d'œuvre Réseau de distribution, et de la composante Mesurage et relève.

**TABLEAU 6 :**  
**PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN MAINTIEN DES ACTIFS (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Investissements à impact main-d'œuvre	135,0	112,9	122,4	138,0
<i>Réseau de distribution</i>	135,0	112,9	122,4	138,0
Autres investissements	111,4	138,6	148,0	141,2
<i>Réseau de distribution</i>	0,2			
<i>Centrales de production</i>	23,4	23,3	22,5	21,0
<i>Réseau de transport</i>	3,6	7,1	3,7	4,1
<i>Mesurage et relève</i>	9,7	21,6	39,7	34,0
<i>Bâtiments</i>	19,9	30,0	28,2	30,8
<i>Matériel roulant</i>	29,7	36,2	34,2	36,6
<i>Autres actifs de soutien</i>	24,8	20,4	19,7	14,6
<b>TOTAL</b>	<b>246,4</b>	<b>251,5</b>	<b>270,4</b>	<b>279,1</b>

Concernant la composante Réseau de distribution, le budget demandé est de 138 M\$, soit une augmentation de 25,1 M\$ ou 22,2% par rapport au budget autorisé pour l'année 2017. Le Distributeur répartit le budget selon deux activités, comme il le faisait dans le dossier tarifaire antérieur. Les intervenants présentent le tableau ci-dessous qui reproduit les explications fournies par le Distributeur dans le dossier actuel et le dossier antérieur.

<sup>10</sup> B-0037, page 10

---



---

### Réseau de distribution

Dossier actuel	Dossier R-3980-2016
<p>• 90,4 M\$ pour les travaux de renouvellement des équipements sur le réseau ;</p> <p>Ces investissements visent le remplacement d'équipements pour lesquels les inspections effectuées par le Distributeur sur le réseau ont permis d'identifier des anomalies. Ils comprennent, entre autres, le remplacement de transformateurs, d'interrupteurs, de sectionneurs, de poteaux et de câbles souterrains non conformes aux critères de performance normale du réseau ;</p> <p>(B-0037, page 10)</p>	<p>68,8 M\$ pour les travaux de renouvellement des équipements sur le réseau ;</p> <p>Ces investissements visent le remplacement d'équipements vétustes, inexploitable ou non sécuritaires. Ils comprennent, entre autres, le remplacement de transformateurs, d'interrupteurs, de sectionneurs, de poteaux et de câbles souterrains non conformes aux critères de performance normale du réseau.</p> <p>(R-3980-2016, B-0039, page 10)</p>

Dossier actuel	Dossier R-3980-2016
<p>• 47,6 M\$ pour les travaux relatifs au rétablissement du service à la suite de pannes. Ces travaux sont traités en priorité par le Distributeur</p>	<p>44,1 M\$ pour les travaux relatifs au rétablissement du service à la suite de pannes.</p>

On peut constater que les explications du Distributeur sont pratiquement les mêmes dans les deux dossiers, même si la valeur du budget demandé dans le dossier actuel est très différente de celle du dossier antérieure.

Selon les intervenants, les explications du Distributeur précisent l'utilisation du budget, mais ne constituent pas une justification de la valeur demandée. Cependant, considérant les investissements qu'il est prévu de réaliser en 2017, et que des *inspections ont permis d'identifier des anomalies*, les intervenants recommandent à la Régie d'autoriser un budget de 122,4 M\$, ce qui correspond à la valeur des investissements de l'année de base 2017. Il s'agit d'une réduction de 15,6 M\$ par rapport au budget demandé.

### Mesurage et relève

Concernant la composante Mesurage et relève, le budget demandé est de 34,0 M\$, soit une augmentation de 12,4 M\$ ou 57% par rapport au budget autorisé pour l'année 2017. Les intervenants présentent le tableau ci-dessous qui reproduit les explications fournies par le Distributeur dans le dossier actuel et le dossier antérieur.

Dossier actuel	Dossier R-3980-2016
<p><i>Les investissements prévus pour 2018 s'élèvent à 34,0 M\$, en hausse de 12,4 M\$ par rapport à ceux reconnus pour 2017. La hausse s'explique notamment par une augmentation du volume prévu de compteurs installés dans des lieux difficiles d'accès ainsi qu'une proportion plus élevée que prévue de compteurs visant la clientèle d'affaires par rapport à celui pour la clientèle résidentielle ;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>• une proportion plus élevée que prévue de compteurs neufs installés par rapport aux 23 compteurs récupérés.</i></li> </ul> <p>(B-0037, page 11)</p>	<p><i>Les investissements prévus pour 2017 s'élèvent à 21,6 M\$, en hausse de 12,1 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2016. La hausse s'explique principalement par l'effort supplémentaire requis de la part du Distributeur afin de procéder à l'installation de compteurs dans des endroits difficiles d'accès ou pour lesquels l'installation est complexe.</i></p> <p>(R-3980, B-39, page 11)</p>

On peut constater qu'au dossier antérieur la hausse de 12,1 M\$ était expliquée par l'effort supplémentaire dû à l'installation de compteurs dans des endroits difficiles d'accès.

Dans le dossier actuel une hausse supplémentaire est demandée à cause d'« *une augmentation du volume prévu de compteurs installés dans des lieux difficiles d'accès ainsi qu'une proportion plus élevée que prévue de compteurs visant la clientèle d'affaires par rapport à celui pour la clientèle résidentielle et d'une proportion plus élevée de compteurs neufs installés par rapport aux compteurs récupérés, en raison de l'indisponibilité de ces derniers* ».

Les tableaux ci-dessous présentent l'information concernant les compteurs difficiles d'accès.

**TABLEAU 7 :  
NOMBRE DE COMPTEURS DIFFICILES D'ACCÈS (MILLIERS)**

	Année historique 2016	D-2017-022	Année de base 2017	Année témoin 2018	2019	Total
Résidentiel	2	42	31	44	20	97
CII	-	4	19	3	-	22
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>46</b>	<b>50</b>	<b>47</b>	<b>20</b>	<b>119</b>

**TABLEAU 8 :  
COÛTS TOTAUX PRÉVUS DES COMPTEURS INSTALLÉS DANS LES LIEUX DIFFICILES D'ACCÈS (M\$)**

	Année historique 2016	D-2017-022	Année de base 2017	Année témoin 2018	2019	Total
Compteurs - achat et installation	0,4	12,1	23,3	15,9	5,2	44,8

On peut constater que le nombre de compteurs considérés à la décision D-2017-022 est très semblable à celui de l'année témoin 2018. Cependant la différence de coût de 31,4% (12,1 M\$ vs 15,9 M\$) entre les deux situations n'est pas expliquée.

Les intervenants considèrent que le budget pour les compteurs difficiles d'accès prévu pour l'année 2018 devrait être le même que celui déterminé dans la décision D-2017-022, soit 12,1 M\$.

L'écart de 12,4 M\$ entre le budget demandé de 34 M\$ et le budget de 21,6 M\$ autorisé pour 2017 s'expliquerait, selon le Distributeur, par « *une proportion plus élevée de compteurs neufs installés par rapport aux compteurs récupérés, en raison de l'indisponibilité de ces derniers.* »

Or, il n'y a aucune information quant à cette « *proportion plus élevée* ».

En référence au tableau 6 présenté plus haut, les intervenants constatent qu'il y a déjà eu une augmentation de 11,9 M\$ entre le budget historique de 2016 et le budget autorisé de 2017.

Selon les intervenants, le Distributeur ne justifie pas que la hausse demandée de 12,4 M\$ pour l'année 2018 doit s'ajouter à la hausse antérieure autorisée pour l'année 2017.

**Ainsi, le budget demandé, qui cumule deux hausses consécutives, n'est pas justifié par le Distributeur et les intervenants recommandent à la Régie d'autoriser le même budget que celui autorisé pour l'année 2017, soit 21,6 M\$. Il s'agit d'une diminution de 12,4 M\$ par rapport au budget demandé.**

## 2.2.2. Amélioration de la qualité

Le tableau ci-dessous présente les composantes de la catégorie Amélioration de la qualité.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> B-0037, page 13

Le budget demandé est de 29,1 M\$ soit une augmentation de 13,7 M\$ ou 89% par rapport au budget autorisé de 15,4 M\$ pour l'année 2017. Par rapport au budget prévu pour l'année de base, l'augmentation est de 5,9M\$ ou 25%.

**TABLEAU 9 :**  
**PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-
Autres investissements	12,9	15,4	23,2	29,1
<i>Logiciels d'application bureautique et développement Web</i>	4,6	8,5	4,9	15,2
<i>Logiciels d'application opérationnelle</i>	1,3	0,5	9,9	10,3
<i>Équipements de soutien et autres</i>	7,0	6,4	8,5	3,6
<b>TOTAL</b>	<b>12,9</b>	<b>15,4</b>	<b>23,2</b>	<b>29,1</b>

Concernant le budget pour les Logiciels d'application bureautique et développement WEB, on constate qu'il n'est pas prévu de réaliser les investissements autorisée en 2017, mais qu'il y a une forte augmentation du budget demandé pour 2018.

Concernant le budget pour les Logiciels d'application opérationnelle, on peut constater pour l'année 2017 un faible budget autorisé, mais des investissements réalisés de 9,9 M\$. Un budget supplémentaire de 10,3 M\$ est demandé pour l'année 2018.

Les intervenants présentent le tableau ci-dessous qui reproduit les explications fournies par le Distributeur dans le dossier actuel et le dossier antérieur.

Dossier actuel	Dossier R-3980-2016
<p>15,2 M\$ pour les logiciels d'application bureautique et de développement Web ;</p> <p><i>Le Distributeur poursuit le virage relatif aux services à la clientèle. Les projets prévus concernent principalement les plates-formes web et mobiles, le développement du service de clavardage, ainsi que les projets analytiques visant à mieux connaître les clients et leurs habitudes de consommation afin de leur offrir des produits ciblés répondant à leurs besoins.</i></p> <p>10,3 M\$ pour les logiciels d'application opérationnelle ;</p> <p><i>Le Distributeur prévoit la réalisation de projets touchant l'ordonnancement des travaux, l'implantation de plates-formes mobiles pour les équipes terrain, l'optimisation des plates-formes pour maximiser l'utilisation des données de consommation, l'amélioration de la facture ainsi que l'optimisation de la maintenance et de la gestion des actifs. Pour le Distributeur, ces projets s'inscrivent dans sa recherche constante d'optimisation de l'efficacité opérationnelle.</i></p> <p>3,6 M\$ pour les équipements de soutien et autres.</p> <p><i>Les équipements de soutien et autres incluent principalement des investissements de 2,2 M\$ pour la réalisation des activités de développement visant l'amélioration de la performance du réseau, en collaboration avec l'IREQ.</i></p> <p>(B-0037, page 14)</p>	<p>8,5 M\$ pour les logiciels d'application bureautique et de développement Web</p> <p><i>Le Distributeur continue d'investir dans ses services à la clientèle. Les projets prévus concernent principalement la simplification de la facture, le recouvrement (gestion des créances, ententes de paiement), l'optimisation de l'application mobile ainsi que l'élargissement de l'offre Web pour les clientèles commerciale et affaires.</i></p> <p>6,4 M\$ pour les équipements de soutien et autres</p> <p><i>Les équipements de soutien et autres incluent principalement des investissements de 5,6 M\$ pour la réalisation des activités de développement visant l'amélioration de la performance du réseau, en collaboration avec l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ).</i></p> <p>(R-3980-2016, B-0039, page 13)</p>

D'une part, les intervenants constatent que les investissements prévus en 2017 et le budget d'investissements demandé pour l'année 2018 pour *les logiciels d'application bureautique et de développement Web* et pour *les logiciels d'application opérationnelle* totalisent respectivement 20,1M\$ et 20,2 M\$, ce qui dépasse la valeur de 10 M\$ qui est la limite maximum des projets devant être autorisés dans le dossier actuel.



Selon les intervenants, le Distributeur devrait fournir une justification à cet égard.

D'autre part, tout comme dans le cas précédent, le Distributeur indique comment il prévoit utiliser le budget demandé, mais ne présente pas de justification quant à l'augmentation du budget par rapport à celui autorisé pour l'année 2017.

**En conséquence, les intervenants recommandent à la Régie d'autoriser le même budget que celui autorisé pour l'année 2017, soit 15,4 M\$. Cela constitue une réduction de 13,7 M\$ par rapport au budget demandé.**

### 2.2.3. Respect des exigences

Le tableau ci-dessous présente les composantes de la catégorie Respect des exigences.<sup>12</sup>

Le budget demandé de 36,1 M\$ est très semblable au budget autorisé pour l'année 2017.

**TABLEAU 12 :  
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN RESPECT DES EXIGENCES (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Investissements à impact main-d'œuvre	37,9	32,9	29,7	33,5
<i>Demandes de tiers</i>	27,1	21,6	22,4	23,0
<i>Poteaux en commun</i>	5,6	3,0	3,0	4,4
<i>Ententes contractuelles avec la CSEM</i>	5,2	8,3	4,3	6,1
Autres investissements	4,4	2,4	-	2,6
<i>Droits d'émission de GES</i>	4,4	2,4	-	2,6
<i>Autres</i>	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>42,3</b>	<b>35,3</b>	<b>29,7</b>	<b>36,1</b>

La justification du budget repose soit sur des demandes concrètes, soit sur des ententes contractuelles ou est basée sur une moyenne normalisée des deux dernières années.<sup>13</sup>

Les intervenants recommandent l'autorisation de ce budget.

### 2.2.4. Croissance de la demande

Le tableau ci-dessous présente les composantes de la catégorie Croissance de la demande.<sup>14</sup>

Le budget demandé de 262,7 M\$ est 3,2% plus élevé que le budget autorisé pour l'année 2017.

<sup>12</sup> B-0037, page 17

<sup>13</sup> IBID

<sup>14</sup> B-0037, page 16

## Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année 2018-2019

**TABLEAU 10 :**  
**PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN CROISSANCE DE LA DEMANDE (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Investissements à impact main-d'œuvre	231,6	237,4	223,0	237,7
Réseau de distribution	61,2	70,2	53,1	64,8
Alimentation des abonnés	170,3	167,2	169,9	172,9
Autres investissements	18,6	17,2	29,7	25,0
Réseau de distribution	0,4	-	9,6	10,5
Réseaux autonomes	7,3	6,0	6,1	0,7
Équipements de mesurage	10,9	11,2	14,0	13,8
<b>TOTAL</b>	<b>250,2</b>	<b>254,6</b>	<b>252,7</b>	<b>262,7</b>

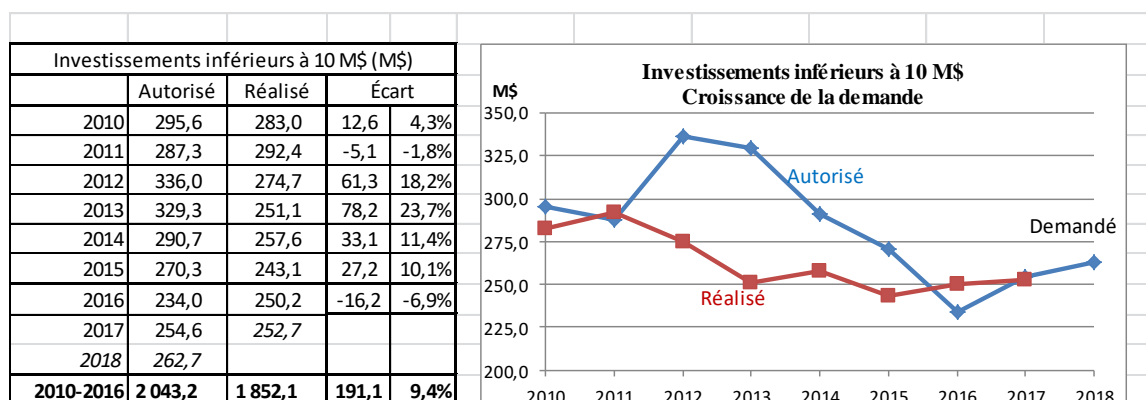
Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, le budget demandé est basé sur une prévision des nouveaux besoins du Distributeur, notamment pour l'alimentation des abonnés. Le tableau ci-dessous présente un historique de l'évolution des nouveaux abonnements.

**TABLEAU 11 :**  
**ÉVOLUTION DES NOUVEAUX ABONNEMENTS ET DES INVESTISSEMENTS POUR L'ALIMENTATION DES ABONNÉS**

	Année historique	Année historique	Année historique	Année historique	Année historique	Autorisé D-2017-022	Année de base	Année témoin
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017	2018
Investissements (M\$)	183,9	173,6	177,2	165,3	170,3	167,2	169,9	172,9
Nouveaux abonnements	45 773	43 816	36 770	33 174	34 036	34 100	36 500	36 300
Coûts par nouvel abonnement	4 018	3 962	4 819	4 983	5 004	4 903	4 655	4 763

On peut remarquer que le nombre de nouveaux abonnements prévus pour l'année 2018 (36 300) est sensiblement le même que celui de l'année de base 2017 (36 500) et que le budget d'investissements total prévu pour l'année de base 2017 est au même niveau que le budget autorisé pour cette même année.

Par ailleurs, concernant la fiabilité de la prévision du Distributeur quant au budget de la catégorie Croissance de la demande, les intervenants présentent ci-dessous un historique des investissements autorisés et des investissements réalisés sur la période 2011-2016, en incluant également la prévision des investissements réalisés pour l'année 2017 et le budget demandé pour l'année 2018.



On peut remarquer que sur la période d'analyse, les investissements autorisés ont été supérieurs aux investissements réalisés pour une valeur de 191,1 M\$ soit 9,4%. Cependant, l'écart a diminué graduellement depuis l'année 2014, de sorte que, selon la prévision du Distributeur, les investissements réalisés en 2017 devraient être légèrement inférieurs aux investissements autorisés.

Dans les circonstances, étant donné que le nombre de nouveaux abonnements prévus pour l'année 2018 est sensiblement le même que celui de l'année de base 2017, les intervenants recommandent à la Régie d'autoriser le même budget global d'investissements que pour l'année 2017, soit 254,6 M\$.

### 2.3. Conclusion

Le tableau ci-dessous présente un résumé des recommandations de l'AQCIE et du CIFQ ainsi que le budget autorisé pour l'année 2017, pour fin de comparaison.

	Budget demandé 2018	Réduction recommandée	Budget recommandé 2018	Budget autorisé 2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Maintien des actifs	279,1	28	251,1	251,5
Amélioration de la qualité	29,1	13,7	15,4	15,4
Respect des exigences	36,1		36,1	35,3
Croissance de la demande	262,7	8,1	254,6	254,6
<b>TOTAL</b>	<b>607</b>	<b>49,8</b>	<b>557,2</b>	<b>556,8</b>

**L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de ne pas autoriser le montant de 607 M\$ demandé par le Distributeur pour les investissements inférieurs à 10 M\$, mais d'autoriser plutôt un montant global de 557,2 M\$ pour l'ensemble de ces investissements. Ce montant correspond au niveau d'investissement autorisé pour l'année 2017 et à une augmentation de 5,2% par rapport au budget autorisé pour l'année 2016.**

### **3. LA DISPOSITION DES SOLDES DES COMPTES DE NIVELLEMENT CLIMATIQUE ET DE PASS-ON**

#### **3.1. Contexte de la demande**

Le Distributeur expose et explique sa proposition comme suit <sup>15</sup>:

*« Le Distributeur rappelle qu'au fil des années, la Régie a reconnu à plusieurs reprises la pertinence d'ajuster les modalités de disposition des comptes d'écart en fonction du contexte tarifaire, en privilégiant une approche au cas par cas.*

*Ainsi, dans sa récente décision D-2017-022, la Régie est d'avis qu'il est préférable de disposer rapidement des soldes 2010 à 2016 du compte de nivellement pour aléas climatiques, afin de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle, tout en maintenant la hausse tarifaire pour l'année témoin 2017 sous l'inflation. De plus, exceptionnellement, elle permet la mise à jour du solde du compte de pass-on 2016, établi selon la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés, ainsi que du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 octobre 2016.*

*En fonction des modalités de disposition actuellement en vigueur des comptes de pass-on et de nivellement pour aléas climatiques, un montant de 26,2 M\$ à remettre à la clientèle devrait être versé aux revenus requis 2018.*

(...)

*Profitant des impacts climatiques favorables, le Distributeur propose à nouveau cette année de récupérer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2018, la totalité des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques, soit un montant de 46,7 M\$ au 31 décembre 2017. Cette proposition permettra de réduire la pression tarifaire pour les prochaines années. Cette demande s'inscrit dans une perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire consistant à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan stratégique 2016-2020. »*

Le Distributeur présente le tableau suivant qui illustre les versements aux revenus requis de 2018 selon les modalités actuelles et ceux associés à sa proposition.<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> B-0012, page 5

<sup>16</sup> B-0012, page 6

**TABLEAU 1 :  
VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2018 (M\$)**

	2017	Année témoin 2018	
	D-2017-022	Modalités de disposition en vigueur	Proposition du Distributeur
Compte de pass-on			
2015	9,0		
2016	-8,2	-21,0	-21,0
2017		-8,9	-8,9
	0,8	-29,9	-29,9
Nivellement pour aléas climatiques			
2010	30,6		
2011	26,1		
2012	77,5		
2013	-26,4		
2014	7,2		
2015	49,6		
2016	-5,1	3,4	16,9
2017		0,0	29,8
Intérêts	0,0	0,3	0,0
	159,5	3,7	46,7
Impact net	160,3	-26,2	16,8
Écart par rapport à 2017		-186,5	-143,5
Impact tarifaire		-1,7%	-1,3%

Pour justifier sa proposition, le Distributeur mentionne :

*« La proposition du Distributeur permet d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques. Elle respecte le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus tout en réduisant les coûts de financement. En outre, ce changement de modalités a un impact à la baisse sur l'ajustement tarifaire de l'année 2018 de 1,3 % considérant les montants plus importants versés en 2017 à la suite de la décision D-2017-022.*

*Dans ses décisions D-2007-12 et D-2008-024, la Régie a d'ailleurs reconnu le bien-fondé de reconnaître des modalités particulières en réponse au contexte des dossiers tarifaires respectifs.*

*La proposition s'appuie notamment sur la décision D-2008-024 dans laquelle la Régie énonce qu'elle retient une approche au cas par cas lui permettant de disposer de la flexibilité nécessaire pour faire face aux situations qui pourraient survenir. Elle privilégie ainsi une approche factuelle, après avoir considéré le solde du compte de pass-on et du compte de nivellement pour aléas climatiques, le respect des principes d'équité intergénérationnelle et de stabilité tarifaire. Le Distributeur rappelle que cette approche a été retenue par la Régie dans sa décision D-2017-022.*

*En résumé, considérant que la Régie s'est déjà prononcée 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 de la totalité des soldes relatifs aux impacts climatiques, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs. »*

### **3.2. Analyse**

Il convient tout d'abord de signaler que la proposition du Distributeur s'appuie notamment sur une récupération du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques de l'année 2017 de 29,8 M\$. Selon la compréhension des intervenants, ce montant est une estimation basée sur 4 mois réels et 8 mois projetés. Le Distributeur demande donc aux clients de rembourser un compte dont le montant ne sera défini qu'en 2018.

L'analyse des intervenants porte sur les versements aux revenus requis, la prévision de hausse des tarifs selon les scénarios présentés ainsi que sur la fiabilité de cette prévision.

#### **3.2.1. Versements aux revenus requis**

Comme cela a été mentionné par les intervenants dans leur mémoire dans le cadre du dossier R-3980-2016, il convient tout d'abord de rappeler que dans la décision initiale autorisant la création du compte de nivellement pour aléas climatiques (D-2006-034), il n'était pas prévu d'amortir ce compte car on prévoyait alors que celui-ci s'effacerait dans le temps, les sommes à payer au Distributeur à l'égard de certaines années devant être compensées par celles à remettre à la clientèle à l'égard d'autres années<sup>17</sup>. Cependant, on a constaté que cette compensation ne se produisait pas. Plusieurs modifications ont donc été apportées à cette modalité. Celles-ci sont résumées au document produit par le Distributeur comme pièce B-0010. La règle générale adoptée par la Régie a été d'amortir le solde du compte de nivellement sur une période de 5 ans. Cette période a toutefois été portée à 6 et même 7 ans dans certains cas exceptionnels. Dans quelques autres cas jugés exceptionnels, la Régie a accepté des versements aux revenus requis établis d'une manière totalement différente en raison de situations tout-à-fait particulières.

Par exemple cela s'est produit au dossier tarifaire R-3933-2015, alors que les comptes de pass-on totalisaient 375,5 M\$ et que le compte de nivellement pour aléas climatiques de l'année 2015 était de -186,6 M\$<sup>18</sup>, et au dossier R-3980-2016, où les comptes pour aléas climatique totalisaient 166,2 M\$<sup>19</sup>.

La situation actuelle est tout à fait différente comme on peut le constater au tableau 1 présenté plus haut, les valeurs étant beaucoup moins élevées.

---

<sup>17</sup> B-0010, page 15

<sup>18</sup> R-3933-2015, B-0016, ou HQD-3, document 3, page 7

<sup>19</sup> R-3980+2016, B-0016, ou HQD-3, document 3, page 6

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente le tableau R-7.1<sup>20</sup> qui montre l'impact tarifaire des modalités de disposition du compte de *pass-on* et du compte de nivellement selon les deux scénarios suivants :

- Modalités de disposition actuelles
- Modalités de dispositions proposées par le Distributeur

Le tableau ci-dessous, préparé par l'AQCIE et le CIFQ, présente les versements annuels aux revenus requis, ainsi que la valeur nominale (calculée par le Distributeur) et la valeur actualisée (calculée par l'AQCIE-CIFQ) du total des versements pour chacun des scénarios sur la période 2018-2023.

	Versements aux revenus requis	
	Modalités actuelles	Modalités proposées
	M\$	M\$
2018	-26,2	16,8
2019	10,7	
2020	10,4	
2021	10,1	
2022	9,6	
2023	6,0	
<b>Total</b>	<b>20,6</b>	<b>16,8</b>
<b>Écart</b>	<b>3,8</b>	

<b>Total actualisé</b>	<b>10,0</b>	<b>16,8</b>
<b>Écart</b>	<b>-6,8</b>	
Taux d'actualisation: 10,0%		

Sur la période 2018-2023, le montant nominal total versé aux revenus requis est de :

- 20,6 M\$ pour le scénario selon les modalités de disposition actuelles
- 16,8 M\$ pour le scénario selon les modalités de disposition proposées par le Distributeur

Sur la base de la valeur nominale, le scénario proposé par le Distributeur est le plus intéressant pour la clientèle. La raison en est que ce scénario élimine le versement d'intérêts sur les soldes. Inversement, sur la base de la valeur actualisée des versements, c'est le scénario établi sur la base des règles de disposition actuelles qui est le plus intéressant pour la clientèle.

<sup>20</sup> B-0080, page 13

Pour le Distributeur, les scénarios sont neutres au plan financier puisqu'il reçoit, lorsque pertinent, une juste rémunération du capital établie par la Régie. Pour la clientèle, cependant, les scénarios ne sont pas neutres, celui établi selon les conditions actuellement en vigueur présentant un avantage estimé à 6,8 M\$ sur la base d'un taux d'actualisation de 10%. Ce taux fort raisonnable, qui correspond au coût de l'argent pour la clientèle, se compare par ailleurs assez bien aux taux de rendement sur les capitaux propres accordés par la Régie à Hydro-Québec (8,2%), à gaz Métro (8,9%) et à Gazifère (9,1%).<sup>21</sup> En réalité, pour que les deux scénarios soient équivalents, du point de vue des consommateurs, il faudrait que le taux d'actualisation pertinent soit aussi bas que 3%, ce qui paraît totalement irréaliste.

### 3.2.2. Prévision de hausses des tarifs et fiabilité de la prévision

À la demande de la Régie, le Distributeur fournit également l'information suivante concernant les hausses tarifaires prévues résultant de chacun des scénarios pour les années 2018 à 2023.<sup>22</sup>

*« Selon les modalités de disposition proposées par le Distributeur quant aux soldes 2016 et 2017 du compte de pass-on et du compte de nivellement, la hausse tarifaire demandée pour 2018 est de 1,1 %, celle des années subséquentes seraient de 2,5 % en 2019 et de 1,9 % en 2020, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2021 à 2023.*

*Par contre, selon les modalités de disposition actuelles du compte de pass-on et du compte de nivellement, les hausses tarifaires seraient de 0,7 % en 2018, de 2,8 % en 2019 et de 2,2 % en 2020, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2021 à 2023. Ainsi, les modalités proposées sont à même d'assurer une meilleure stabilité tarifaire. »*

L'AQCIE et le CIFQ présentent le tableau suivant qui reprend les valeurs indiquées par le Distributeur pour la période 2018-2023, en y ajoutant une indication de la hausse tarifaire cumulative sur les périodes 2018-2020 et 2018-2023.

	Hausse tarifaires prévues						Hausse	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018-2020	2018-2023
Modalités actuelles	0,7%	2,8%	2,2%	1,0%	1,0%	1,0%	5,8%	9,0%
Modalités proposées	1,1%	2,5%	1,9%	1,0%	1,0%	1,0%	5,6%	8,8%

<sup>21</sup> B-0017, page 8

<sup>22</sup> B-0080, pages 13 et 14



Selon la prévision de hausses tarifaires fournie par le Distributeur, la hausse totale résultant des modalités proposées serait la plus faible avec un écart de 0,2% comparativement à l'application des modalités actuelles. Cet écart résulte, tel que susdit, de l'ajout d'intérêts. Cependant, cet écart doit être réduit en prenant en considération l'augmentation de 2024. En effet, toutes choses étant égales par ailleurs, dans le scénario des modalités actuelles il y aura une diminution des revenus requis en 2024 par rapport à 2023, ce qui aura pour effet de réduire la hausse tarifaire de l'année 2024. Tel ne serait pas le cas dans le scénario proposé par le Distributeur.

Par ailleurs, le Distributeur ajoute :

*« Le Distributeur tient à rappeler que les ordres de grandeur des hausses tarifaires pour les années suivant l'année témoin au dossier tarifaire correspondent à sa meilleure évaluation en fonction des informations disponibles au moment de la préparation du dossier tarifaire.*

(...)

*Enfin, le Distributeur tient à rappeler que ses prévisions de hausses tarifaires sont sujettes aux modifications de ces paramètres ou hypothèses découlant de l'évolution de son contexte au cours des prochaines années et que, comme pour toute autre prévision, l'incertitude quant aux hausses tarifaires croît avec l'horizon considéré. »*

Ainsi, les prévisions de hausse doivent être considérées avec prudence.

À cet égard, les intervenants présentent le tableau suivant qui a été déposé lors des audiences du 12 décembre 2016 dans le cadre du dossier R-3980-2016.<sup>23</sup>

	Hausse tarifaires prévues					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
R-3980-2016, B-72, page 17	0,5%	2,9%	3,1%	1,0%	1,0%	1,0%
R-3933-2015, B-68, page 22	1,70%	2,30%	2,00%	1,00%	1,00%	

On peut constater que la hausse prévue pour l'année 2017 au dossier R-3933-2015 est très différente de celle prévue au dossier R-3980-2016 pour la même année.

Le même type de tableau présente la situation prévue au dossier R-3980-2016 et la situation maintenant prévue selon les modalités actuelles. On peut également constater une différence importante quant aux hausses des années 2018 et 2020.

<sup>23</sup> R-3980-2016, C-AQCIE-CIFQ-0009

	Hausse tarifaires prévues					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Modalités actuelles R-4011-2017	0,7%	2,8%	2,2%	1,0%	1,0%	1,0%
Modalités proposées R-3980-2016	1,7%	2,5%	1,0%	1,0%	1,0%	

Selon les intervenants, il n'y a pas de différence significative au total entre les deux scénarios concernant les pourcentages de hausses tarifaires et la prévision de hausse des tarifs selon les deux scénarios ne peut servir de justification au scénario proposé par le Distributeur, dont l'effet immédiat et certain serait de faire payer par les consommateurs, pour l'année 2018-2019, des sommes plus élevées que celles qui devraient être versées selon les modalités déjà décidées par la Régie.

### 3.3. Conclusion

Selon l'AQCIE et le CIFQ, les motifs invoqués par le Distributeur pour justifier la mesure ponctuelle qu'il demande ne font pas la démonstration que la situation actuelle constitue un cas exceptionnel. Il propose cette mesure non pas en raison de la situation propre au compte de nivellement ou de celle qui est propre à l'ensemble compte de nivellement-compte de pass-on, mais simplement en vue de s'assurer d'une augmentation tarifaire assez élevée pour se rapprocher du taux prévu d'inflation de l'année témoin, tout en se ménageant une marge pour présenter à l'avenir des tarifs qui n'auront pas à tenir compte des sommes qui devraient normalement être versées au revenu requis au titre du compte de nivellement.

Au terme de leur analyse, l'AQCIE et le CIFQ concluent que le Distributeur n'a pas démontré que la situation actuelle exige un versement exceptionnel du compte de nivellement aux revenus requis et que la proposition du Distributeur, financièrement neutre quant à lui, est défavorable à sa clientèle. De plus, il apparaît que l'évaluation faite par le Distributeur de l'impact des deux scénarios de modalités de disposition du solde des comptes de nivellement sur les hausses tarifaires prévues est pour le moins sujette à caution.

**L'AQCIE et le CIFQ recommandent en conséquence à la Régie de conserver les modalités actuelles quant à la disposition du solde du compte de nivellement.**

#### **4. LES MESURES CONTRIBUANT À LA COMPÉTITIVITÉ DES TARIFS INDUSTRIELS**

##### **4.1. Tarif de développement économique (TDÉ)**

Les intervenants ont appuyé la mise en place du TDÉ et sont favorables à la proposition de modifications présentée par le Distributeur soit d'abaisser le seuil relatif à la puissance à ajouter de 1000 kW à 500 kW et de modifier conséquemment le critère de la puissance minimale à ajouter à au moins 10%.

##### **4.2. Introduction d'un tarif de relance industrielle**

Les intervenants avaient déjà signalé au Distributeur à quelques reprises que, bien que le TDÉ soit intéressant pour la construction de nouvelles lignes de production, peu d'entreprises déjà en opération seraient en mesure de s'en prévaloir et qu'il fallait plutôt développer une approche qui permettrait de maintenir ou encore d'accroître la capacité de production sans investissement majeur, la situation des marchés dans le secteur des ressources naturelles notamment n'étant pas favorable. Le contexte de rationalisation et la compétition entre les États pour attirer de nouveaux investissements poussaient les usines à réduire leur production et parfois même à la délocaliser.

Dans certains secteurs, dont celui du papier, les changements structurels des marchés poursuivent leurs avancés et forcent les producteurs à constamment améliorer leur compétitivité s'ils veulent maintenir leurs parts de marché. La proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de relance industrielle est donc bien accueillie et encouragée par les industriels.

D'ailleurs, dans son budget de 2016, le gouvernement du Québec reconnaissait l'importance de la compétitivité des tarifs d'électricité pour les entreprises exportatrices et lançait un important programme d'encouragement à l'investissement pour les grands clients industriels (Tarif L) en proposant un rabais tarifaire de 20% pour une durée de quatre ou cinq années selon les modalités de participation.

Déjà de nombreux projets ont été approuvés par le Ministère des Finances (MDF) et plusieurs centaines de millions de dollars d'investissements ont été annoncés. D'autres projets sont toujours à l'étude mais, à terme, plusieurs usines bénéficieront de ce rabais puisque toutes les usines d'une même entreprise dont le projet est autorisé pourront bénéficier du rabais tarifaire.

Ce programme ne doit pas avoir d'effet sur les tarifs d'électricité selon le MDF. Toutefois, considérant l'importance que prendront ces différents programmes, l'AQCIE et le CIFQ proposent à la Régie que soit mis en place un mécanisme de suivi pour chacun d'entre eux de manière à assurer la transparence de leur traitement réglementaire.

### **4.3. Extension de l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture**

Dans un contexte où la compétitivité des tarifs industriels d'électricité demeure une préoccupation importante des industriels du Québec, pour qui l'électricité est une composante majeure des coûts d'exploitation, les intervenants accueillent favorablement la proposition du Distributeur d'étendre l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture pour les cas d'exception que sont les conflits de travail et certains bris d'équipement.

Les interventions des consommateurs industriels d'électricité ont beaucoup porté sur l'importance d'avoir des taux pour l'électricité consommée à des fins industrielles qui se comparent avantageusement à ceux offerts dans d'autres juridictions qui tentent de maintenir et de développer leur infrastructure industrielle, source de prospérité sociale et économique pour nombre de régions.

Sans diminuer d'aucune façon l'importance première de taux d'électricité compétitifs, plusieurs consommateurs industriels ont également identifié d'autres éléments et irritants qui nuisent au fonctionnement optimal des industries d'ici.

Parmi ces éléments, celui du besoin de plus de flexibilité dans l'application du mécanisme de puissance souscrite a été particulièrement mentionné.

Or, il ressort que ce manque de flexibilité constaté par les consommateurs industriels découle souvent de la non utilisation des mesures déjà existantes et ce, afin de se prémunir contre des événements survenant rarement mais néanmoins toujours possibles. Les conflits de travail et les bris d'équipement dans les postes électriques des clients sont les exemples les plus fréquemment indiqués.

Plusieurs clients industriels ont d'ailleurs souligné que les contrats d'approvisionnement auxquels ils sont parties (au contraire de ceux avec le Distributeur) assimilent ces événements peu courants que sont, par exemple, les conflits ouvriers à des événements de force majeure. Une telle qualification de situations d'exception octroie ainsi une flexibilité dans la relation avec le fournisseur que les clients industriels ne retrouvent pas quant à leur approvisionnement d'électricité auprès d'Hydro-Québec.

Au même effet, plusieurs consommateurs industriels d'électricité ont également des ententes d'approvisionnement ici même au Québec avec le distributeur de gaz naturel Gaz Métro, réglementé aussi par la Régie. Or, les conditions générales du contrat standard de ce distributeur assimilent expressément la grève et le lock-out à un événement de force majeure. L'absence d'un traitement équivalent dans la relation avec le fournisseur d'énergie électrique ajoute à cette absence de flexibilité perçue par les autorités dirigeantes de nombre de consommateurs industriels d'électricité du Québec.

Les intervenants appuient donc la demande du Distributeur pour cet ajout de flexibilité dans l'application du crédit pour interruption ou diminution de la fourniture.

## **5. LES HAUSSES TARIFAIRES UNIFORMES PROPOSÉES**

Encore que la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur constitue toujours un enjeu des dossiers tarifaires, son habituelle proposition d'une augmentation tarifaire uniforme par grandes catégories de consommateurs n'avait pas été retenue comme sujet d'analyse par les intervenants. Cependant, considérant que certains intervenants entendent aborder ce sujet et que la décision procédurale de la Régie ne l'exclut pas, l'AQCIE et le CIFQ ont jugé opportun d'en traiter dans leur mémoire, conformément au paragraphe 54 de la décision D-2017-105.

### **5.1. Les hausses tarifaires appliquées et les variations des coûts par catégories de consommateurs.**

Les intervenants rappellent la décision D-2007-012 qui mentionne notamment :

*« Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie.*

*À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.*

*Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique. »*

Ainsi, à partir de cette décision, le Distributeur doit présenter la variation des coûts par catégorie de consommateurs et peut proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie. Toutefois, il appartient à la Régie de juger du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées.

À cet effet, les tableaux qui suivent présentent l'application de cette décision depuis l'année 2008 en montrant le détail des données et du calcul ayant permis de déterminer l'écart monétaire entre les hausses de coûts et les hausses tarifaires pour chacune des années 2008 à 2017 à l'égard des tarifs Domestique et Grande puissance.

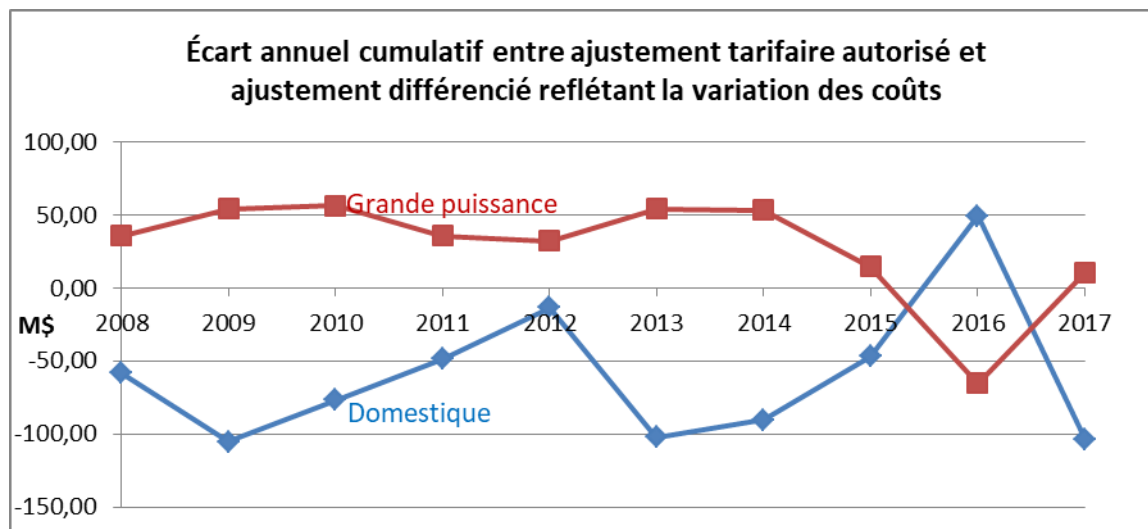
Écart annuel et écart annuel cumulatif entre une hausse de tarif  
selon les coûts et la hausse autorisée par la Régie

Clients domestiques						
	Hausse des	Hausse	Écart	Revenus	Impact annuel	Impact annuel
	tarifs selon	autorisée		hausse ou		cumulatif
	les coûts			baisse		
				M\$	M\$	M\$
2008	4,31%	2,91%	-1,40%	4165	-58,31	-58,31
2009	2,31%	1,22%	-1,09%	4317	-47,06	-105,37
2010	-0,28%	0,36%	0,64%	4432	28,36	-77,00
2011	-1,02%	-0,41%	0,61%	4623	28,20	-48,80
2012	-1,21%	-0,45%	0,76%	4640	35,26	-13,54
2013	4,32%	2,41%	-1,91%	4646	-88,74	-102,27
2014	4,02%	4,27%	0,25%	4816	12,04	-90,23
2015	2,01%	2,86%	0,85%	5091	43,27	-46,96
2016	-1,16%	0,66%	1,83%	5264,	96,20	49,24
2017	3,70%	0,74%	-2,96%	5181	-153,40	-104,16

Clients grande puissance						
	Hausse des	Hausse	Écart	Revenus	Impact annuel	Impact annuel
	tarifs selon	autorisée		hausse ou		cumulatif
	les coûts			baisse		
				M\$	M\$	M\$
2008	1,06%	2,90%	1,84%	1929	35,49	35,49
2009	0,20%	1,22%	1,02%	1820	18,56	54,06
2010	0,23%	0,36%	0,13%	1771	2,30	56,36
2011	0,80%	-0,38%	-1,18%	1759	-20,76	35,60
2012	-0,26%	-0,46%	-0,20%	1748	-3,50	32,11
2013	1,14%	2,41%	1,27%	1749	22,21	54,32
2014	3,53%	3,45%	-0,08%	1368	-1,09	53,23
2015	5,28%	2,49%	-2,79%	1393	-38,86	14,36
2016	5,78%	-0,02%	-5,80%	1373,1	-79,60	-65,24
2017	-5,61%	0,20%	5,81%	1302,5	75,70	10,46

Cette information montre qu'à chaque année les valeurs sont positives ou négatives pour chaque catégorie de clients, vu que les hausses autorisées n'ont pas été fixées uniquement sur la base des coûts.

Cependant, il est également pertinent de considérer l'effet cumulatif de ces montants annuels. La figure ci-dessous présente l'évolution de l'écart annuel cumulatif pour les deux catégories de clients.



On peut constater que le solde de la catégorie Grande puissance a été positif sur toute la période 2008-2017, sauf en 2016, alors que le solde de la catégorie Domestique a toujours été négatif sauf en 2016. Un solde positif signifie que la clientèle a été facturée pour un montant supérieur à l'augmentation de son coût de service total alloué selon la répartition du coût de service. À l'inverse, un solde négatif signifie que la clientèle a été facturée pour un montant inférieur à l'augmentation de son coût de service total alloué selon la répartition du coût de service.

Nous croyons que c'est sur cette toile de fond que doit être considérée la question de savoir si d'éventuels ajustements tarifaires devraient, cette année, être uniformes ou varier selon les catégories de consommateurs.

## 5.2. Utilisation de l'électricité patrimoniale

Un examen des coûts de service<sup>24</sup> pour les clients du tarif L montre une augmentation importante du coût unitaire de fourniture à partir de l'année 2013, la première où l'électricité patrimoniale n'a pas été entièrement utilisée. Le coût unitaire de fourniture passe de 2,76 cent/kWh en 2012 à 2,92 cents/kWh en 2013 et à 3,19 cents/kWh en 2018 selon la répartition actuelle des coûts de fourniture.

Utilisation de l'électricité patrimoniale (TWh)										
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
166,37	166,37	165,17	166,17	165,59	161,98	158,97	159,69	157,32	154,47	153,85

<sup>24</sup> Tableau Achat d'électricité de la section Répartition du coût de service des dossiers tarifaires.



Étant donné que le coût de fourniture constitue une portion importante du coût total de service des clients du tarif L (73,2% selon la Régie au dossier R-3933-2015, pièce B-0076, page 11), l'impact est plus important sur les clients du tarif L que, par exemple, sur les clients du tarif Domestique où la portion est de 49,9% (même référence).

Le mécanisme de répartition des coûts a été établi dans un contexte différent du contexte actuel. Pour illustrer le changement de contexte, le tableau suivant présente la part relative des catégories de consommateurs par rapport à la consommation totale en énergie sur la période 2003-2018.

Proportion de la consommation par catégorie

	Domestique	Tarif L	Contrats spéciaux	Petite et moyenne puissance
2003	34,4%	29,4%	12,3%	23,9%
2004	35,2%	28,8%	11,2%	24,8%
2005	34,0%	31,0%	11,0%	24,0%
2006	33,8%	27,1%	15,3%	23,8%
2007	33,9%	26,3%	15,7%	24,1%
2008	34,5%	25,3%	15,7%	24,5%
2009	35,2%	23,5%	16,7%	24,6%
2010	36,7%	23,1%	15,4%	24,8%
2011	37,0%	22,2%	16,5%	24,4%
2012	37,4%	22,1%	16,1%	24,5%
2013	37,6%	21,9%	16,6%	23,9%
2014	38,5%	17,4%	14,4%	29,7%
2015	38,3%	17,4%	14,7%	29,6%
2016	39,0%	16,6%	14,5%	30,0%
2017	38,4%	15,8%	15,5%	30,3%
2018	38,5%	15,1%	15,9%	30,5%

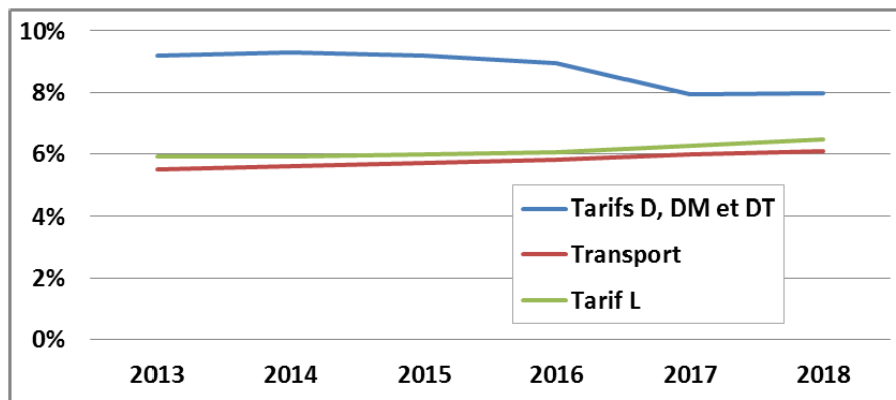
On peut constater une diminution importante de la portion de la catégorie Grande puissance (presque 50%) et une augmentation conséquente de la portion des autres catégories et on peut se demander si la répartition des coûts entre les diverses catégories de clients sur la base actuelle est acceptable.

### 5.3. Taux de pertes

Le taux de pertes d'électricité est un paramètre qui est pris en considération notamment dans la méthode de répartition du coût d'achat de l'électricité et, dans ce contexte, les intervenants ont constaté une diminution alléguée du taux de pertes pour les clients domestiques et une augmentation de ce taux pour les clients au tarif L.

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur confirme cette constatation, et présente l'explication suivante<sup>25</sup> :

FIGURE R-1.1 :  
TAUX DE PERTES PRÉVISIONNELS



« À la lumière de la figure R-1.1, il appert que le taux de pertes des clients au tarif L est cohérent avec celui de transport, lorsqu'analysés sur des bases comparables, contrairement à ce que pouvait laisser croire le préambule.

L'évolution des taux de pertes prévus par catégories de consommateur entre 2013 et 2018 découle essentiellement de la baisse du taux de pertes global prévu, de la hausse du taux de pertes de transport prévu et, par résultante, de la baisse des pertes de distribution. Comme l'énergie des ventes aux clients domestiques transite et engendre des pertes sur les réseaux basse, moyenne et haute tensions, les pertes qui leur sont attribuées suivent essentiellement l'évolution du taux de pertes global. Au contraire, l'énergie des ventes aux clients au tarif L transite et engendre des

<sup>25</sup> B-0085, page 5

*pertes principalement sur le réseau haute tension. En conséquence, cette clientèle se voit assigner des pertes qui suivent l'évolution des pertes de transport. »*

Par ailleurs en réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ d'expliquer la baisse significative du taux de pertes de distribution en 2014, 2015 et 2016, le Distributeur mentionne <sup>26</sup>:

*« Les travaux conjoints entre le Distributeur, le Transporteur et le Producteur visaient à comprendre les variations historiques des pertes globales de transport et de distribution. À ce jour, les analyses effectuées n'ont pas permis d'expliquer les variations observées des pertes sur la période 2004 à 2016. Devant ce constat, l'IREQ a été mandaté pour effectuer des travaux additionnels. »*

Étant donné que les clients au tarif L sont alimentés directement par le réseau de transport et que les installations de plusieurs clients réalisent elles-mêmes la transformation de tension qui leur convient, il est, pour dire le moins, contre-intuitif que le taux de pertes des clients au tarif L soit plus élevé que le taux de pertes de transport global.

Il est nécessaire que le bon taux soit appliqué car celui-ci est utilisé pour la répartition du coût d'achat de l'électricité.

#### **5.4. Recommandation sur les modifications tarifaires uniformes proposées**

Pour les considérations énoncées ci-dessus et l'ensemble de celles exposées par le Distributeur, l'AQCIE et le CIFQ appuient la proposition de celui-ci concernant une modification tarifaire uniforme pour chaque grande catégorie, sauf à l'égard du tarif L pour tenir compte du gel du prix de l'électricité patrimoniale pour cette clientèle.

---

<sup>26</sup> B-0084, page 10

## 6. LES MÉTHODES DE RÉPARTITION DES COÛTS

L'analyse de l'AQCIE et du CIFQ porte sur le coût d'achat de l'électricité et sur celui du service de transport, lesquels représentent, pour l'année 2017, respectivement 54% et 27% des revenus requis du Distributeur.<sup>27</sup>

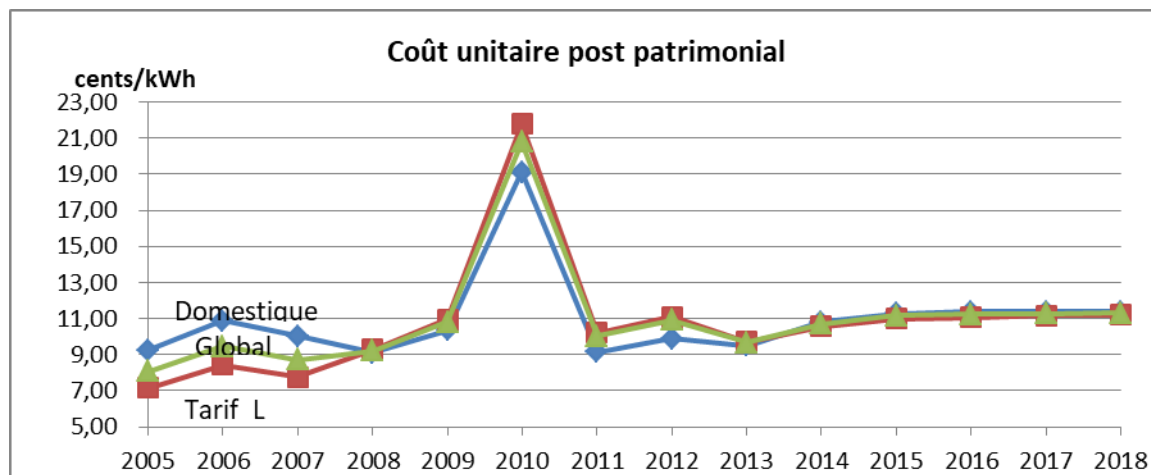
Pour les clients au tarif L, ces composantes sont plus importantes puisqu'elles représentent 95,1% de leur coût total, soit 72,5% pour les achats d'électricité et 22,6% pour le service de transport. À titre de comparaison, pour les clients au tarif D ces coûts représentent 44,2% de leur coût total pour l'achat d'électricité et 24,2% pour le service de transport.<sup>28</sup>

### 6.1. Évolution du coût d'achat de l'électricité

Le coût d'achat de l'électricité comprend une composante pour l'électricité patrimoniale et une composante pour l'électricité post patrimoniale.

Pour l'électricité patrimoniale, le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est décrété annuellement par le gouvernement du Québec<sup>29</sup>, mais cela est différent pour l'électricité post patrimoniale, laquelle est allouée à chaque catégorie de consommateurs selon des modalités approuvées par la Régie.

À partir des données présentées à chaque dossier tarifaire les intervenants présentent le coût unitaire d'achat de l'électricité post patrimoniale sur la période 2005-2018.<sup>30</sup>



<sup>27</sup> Les données proviennent de B-0020, page 5, colonne D-2017-022

<sup>28</sup> Les données qui ont permis de calculer les pourcentages proviennent de R-3980-2016, HQD-20, document-4, page 12, Tableau 8A.

<sup>29</sup> Voir notamment, pour l'année 2017, R-3980-2016, B-0194

<sup>30</sup> Les données proviennent du tableau relatif aux achats d'électricité de la section Répartition du coût de service des dossiers tarifaires du Distributeur

On peut constater un changement important à partir de l'année 2008. Ce changement est la conséquence de la décision D-2007-012 qui modifie la méthode d'allocation du coût d'achat d'électricité en retenant la méthode horaire.<sup>31</sup>

Avant l'année 2008, le coût unitaire de l'électricité post patrimoniale pour chaque catégorie de clients était défini selon le modèle de l'électricité patrimoniale, mais la décision D-2007-012 a modifié la méthode de répartition du coût d'achat d'électricité pour l'électricité post patrimoniale, de sorte que le coût unitaire est pratiquement identique pour chaque catégorie de clients.

Pour évaluer l'impact annuel de la modification de la méthode de répartition du coût d'achat de l'électricité post patrimoniale, l'hypothèse des intervenants est que le coût unitaire actuel de chaque catégorie de clients est dans les mêmes proportions que celles indiquées au tableau ci-dessous de la décision D-2007-012<sup>32</sup>. Ainsi, le coût unitaire des clients Grande puissance selon la Méthode du FU correspond à 91% du coût d'achat unitaire selon la Méthode horaire (7,70 / 8,48).

**TABLEAU 17**  
**COÛTS UNITAIRES DE L'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE –**  
**DIFFÉRENTS SCÉNARIOS**

<i>Tarifs (en c/kWh)</i>	<i>Méthode du FU</i>	<i>Méthode horaire</i>	<i>Scénario 80 \$/kW</i>	<i>Scénario 110 \$/kW</i>	<i>Scénario 10 \$/kW</i>	<i>Scénario 20 \$/kW</i>
Domestique	10,03	8,96	9,85	10,18	8,93	9,01
Petite puissance	9,04	9,01	9,00	9,05	8,86	8,87
Moyenne puissance	8,40	8,66	8,47	8,37	8,77	8,74
Grande puissance	7,70	8,48	7,83	7,59	8,49	8,43

*Sources : Pièce B-1-HQD-11, document 1, page 15; pièce B-8-HQD-16, document 1, page 115*

Le tableau ci-dessous présente l'impact du changement de méthode sur la période 2008-2018. Les valeurs correspondent à 9% du coût alloué aux clients du tarif L pour l'achat de l'électricité post patrimoniale.<sup>33</sup>

Impact de la modification de la méthode de répartition du coût d'achat de l'électricité post patrimoniale (\$M\$)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
13,82	11,51	9,11	13,38	15,35	21,18	15,57	18,59	19,40	19,88	21,41

<sup>31</sup> D-2007-012, page 73

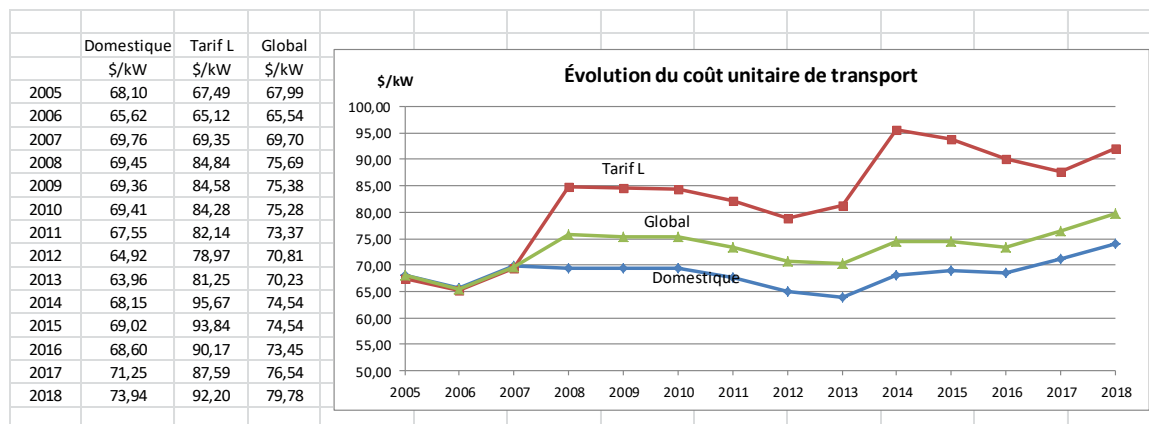
<sup>32</sup> D-2007-012, page 70

<sup>33</sup> Source : le tableau Achats d'électricité, de la section Répartition du coût de service, de chaque dossier tarifaire

On peut constater que depuis l'année 2008, la modification de la méthode de répartition du coût d'achat de l'électricité post patrimoniale a eu un impact réel sur les clients du tarif L et que cet impact augmente graduellement.

## 6.2. Évolution du coût du service de transport

À partir des données de chaque dossier tarifaire les intervenants présentent ci-dessous le coût unitaire du service de transport sur la période 2005-2018 pour les clients domestiques et les clients au tarif L, ainsi que le coût unitaire global.<sup>34</sup>



On peut constater un changement majeur à partir de l'année 2008. Ce changement est la conséquence de la décision D-2008-024 qui a modifié la méthode de répartition du coût de service de transport entre les catégories de clients, comme le mentionne le Distributeur en réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ :

*« Dans sa décision D-2008-024 (page 75), la Régie a approuvé la méthode de répartition des coûts de transport du Distributeur selon la méthode par fonction du Transporteur.*

*Contrairement à la méthode de répartition selon la pointe coïncidente (1-PC), la méthode de répartition par fonction tient compte de certaines rubriques de coûts réparties en fonction de l'énergie. Cette méthode de répartition impute plus de coûts à la clientèle de grande puissance compte tenu de son utilisation de l'énergie comparativement aux autres catégories de consommateurs. Cette hausse de coûts explique celle du coût unitaire de transport de cette catégorie de consommateurs à partir de 2008. »*

À la même figure, on peut également remarquer une augmentation importante à l'année 2014 pour les clients au tarif L. En réponse à une demande de renseignements des intervenants, le

<sup>34</sup> Les données ayant servi au calcul proviennent des dossiers tarifaires du Distributeur, document Répartition du coût de service, Tableau 8 ou 8A, selon le cas, et Tableau 11

Distributeur explique cette augmentation par le transfert au tarif LG de la clientèle grande puissance à vocation autre qu'industrielle. Il mentionne en effet :

*« L'augmentation du coût unitaire de transport des clients au tarif L à l'année 2014 découle du transfert de la clientèle grande puissance à vocation autre qu'industrielle au tarif LG.*

*En effet, ce transfert a entraîné une hausse du coût de transport attribué au tarif L. Comme le facteur d'utilisation du tarif L est supérieur à celui du tarif LG, cela implique que plus de coûts d'énergie sont attribués à la clientèle du tarif L, en lien avec la méthode de répartition par fonction du Transporteur. »*

On peut donc constater que la décision de retirer les clients au tarif LG a eu un impact sur le coût unitaire des clients au tarif L et a donc affecté la répartition du coût de service.

Les intervenants présentent ci-dessous une évaluation de l'impact annuel de la modification de la méthodologie de répartition du coût du service de transport.

Les valeurs correspondent à la différence entre le coût de transport alloué aux clients du tarif L et le coût de transport qui leur serait alloué selon la proportion de leur participation à la demande de pointe.<sup>35</sup>

Impact de la modification de la méthode de répartition du coût de transport M\$)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
51,08	48,18	45,26	43,95	41,47	52,39	63,89	60,55	51,80	32,72	40,98

On peut constater que l'impact n'est pas négligeable.

### **6.3. Recommandation sur les méthodes de répartition des coûts**

Les intervenants sont préoccupés par les résultats produits par les méthodes de répartition des coûts, lesquels ne semblent pas tenir compte des profils de consommation. Ils réitèrent leur invitation à la Régie de se pencher rapidement sur cette question dans un contexte où elle a retenu leur préoccupation légitime de voir les tarifs industriels d'électricité demeurer compétitifs au Québec.

Le 13 novembre 2017

<sup>35</sup> Idem