

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2  
DE LA RÉGIE**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À  
HYDRO-QUÉBEC (LE DISTRIBUTEUR) SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES  
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2017-2018**

---

**EFFICIENCE ET PERFORMANCE**

1. **Référence :** Pièce [B-0009](#), p. 7.

**Préambule :**

*« Par ailleurs, le Distributeur compte sur l'amélioration des façons de faire afin de réduire le nombre d'appels, notamment la simplification de la facture, le respect des ententes convenues avec les clients relatives aux interventions sur le réseau, de même que la disponibilité d'informations et d'outils à l'intention des clients pour leur permettre de mieux comprendre et gérer leur consommation et leur facture ». [nous soulignons]*

**Demande :**

1.1 Veuillez expliciter les mesures mises à l'avant par le Distributeur en vue d'attendre son objectif de réduction du nombre d'appels.

**Réponse :**

1 Les mesures déployées afin de réduire le nombre d'appels sont  
2 principalement liées à la bonification de l'offre actuelle de libres-services sur  
3 le Web et à sa promotion de même qu'à la simplification des processus. De  
4 plus, l'adaptation de la structure de support qui intègre maintenant un soutien  
5 de premier niveau aux représentants des centres d'appels permet  
6 d'augmenter le taux de règlement au premier contact, ce qui évite des appels  
7 subséquents.

8 Plus spécifiquement, l'ajout de libres-services Web pour la prise d'ententes et  
9 la confirmation de paiement, la promotion du changement d'adresse sans  
10 frais sur le Web et la possibilité de consulter, en ligne ou sur un terminal  
11 mobile, le statut des pannes sont autant de moyens qui permettent de réduire  
12 le nombre d'appels en 2016.

13 De plus, le libre-service existant pour signifier un changement d'adresse a été  
14 optimisé afin d'augmenter le nombre de transactions complétées avec succès  
15 sur le Web, ce qui a permis de réduire les appels durant la pointe  
16 d'emménagement de juin et juillet.

17 Enfin, l'introduction des comptes Twitter clients et de la page Facebook ont  
18 également permis de réduire le nombre de demandes des clients dans les  
19 centres de relation clientèle.

**2. Référence :** Pièce [B-0013](#), p. 7.

**Préambule :**

« Afin d'augmenter l'achalandage sur ses canaux numériques, le Distributeur a lancé un projet pilote consistant à effectuer son changement d'adresse sans frais sur le Web, ce qui permet aux clients qui transigent par le Web d'économiser les frais de gestion lors d'un emménagement ».

**Demande :**

2.1 Veuillez présenter les résultats du projet pilote dont fait mention le Distributeur dans la référence citée ci-dessus.

**Réponse :**

1 **D'avril à septembre 2016, plus de 154 000 transactions de changement**  
2 **d'adresse ont été complétées sur le Web comparativement à 86 000 pour la**  
3 **même période en 2015. Les clients ont effectué leur transaction de manière**  
4 **autonome et sans frais. L'augmentation des transactions sur le Web a permis**  
5 **de réduire le volume d'appels en réponse vocale interactive et dans les**  
6 **centres de relation clientèle ainsi que le nombre de demandes envoyées par la**  
7 **poste.**

8 **Malgré un ralentissement des activités de promotion, après la pointe de**  
9 **déménagements en juillet, le taux de transactions sur le Web par rapport au**  
10 **total s'est maintenu à plus de 30 % pour le mois d'août. Cela indique que la**  
11 **notoriété du service en ligne est à la hausse et que l'économie offerte**  
12 **encourage les transactions en ligne.**

**3. Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p.10, Tableau 2;  
(ii) Pièce [B-0013](#), p.23, Tableau A-1;  
(iii) Pièce [B-0013](#), p.27, Tableau B-1.

**Préambule :**

Le Distributeur se fixe comme objectif de notamment contenir sous l'inflation la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts, sur une période mobile de 5 ans. Toutefois, les tableaux 2, A-1 et B-1 qui présentent les indicateurs d'efficacité utilisés par le Distributeur ainsi que les composantes de ceux-ci ne couvrent que trois années, soit : 2013 (année historique), 2016 (décision) et 2017 (année témoin).

**Demande :**

3.1 Veuillez compléter les tableaux des références (i), (ii) et (iii) en y ajoutant les données pour les années historiques 2014 et 2015, de même que celles de l'année de base 2016.

**Réponse :**

- 1 L'objectif de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs de  
2 coûts sous l'inflation est évalué sur une période mobile de cinq ans et non sur  
3 la base des résultats de chacune des cinq dernières années. Avec égards, le  
4 Distributeur précise que les années 2014 à 2016 ne sont pas nécessaires lors  
5 du calcul d'une croissance annuelle moyenne sur une période mobile de cinq  
6 ans.
- 7 L'utilisation d'une période mobile de cinq années permet d'évaluer sur une  
8 période raisonnable l'évolution des indicateurs tout en évitant l'influence  
9 d'événements ou projets qui pourraient avoir un impact important sur une  
10 année donnée.

4. **Référence :** Pièce [B-0013](#), p. 11 et 12.

**Préambule :**

Le Distributeur réitère sa proposition d'inclure le « Nombre de courriels libres » à l'indicateur Nombre de contacts web par client. Dans sa décision [D-2016-033](#), la Régie a jugé que « le nombre de courriels libres devrait en être exclus, puisque leur nombre, d'environ 46 000, serait noyé dans environ 2 500 000 données (transactions Web + informations Web) ».

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez fournir sous forme de tableau l'évolution du « Nombre de courriels libres » des 5 dernières années.

**Réponse :**

- 11 Le tableau R-4.1-A présente le Nombre de courriels libres pour les années  
12 2011 à 2015 alors que le tableau R-4.1-B donne le cumulatif des six premiers  
13 mois de 2016.

**TABLEAU R-4.1-A :**  
**NOMBRE DE COURRIELS LIBRES (AU 31 DÉCEMBRE)**

2011	2012	2013	2014	2015
96 630	83 650	121 477	132 658	137 907

**TABLEAU R-4.1-B :  
NOMBRE DE COURRIELS LIBRES (DONNÉES CUMULATIVES 2016)**

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
8 749	16 558	24 239	32 555	42 310	53 905

4.2 Veuillez indiquer si le Distributeur mesure le taux de résolution au premier courriel et, le cas échéant, présenter les résultats.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur ne mesure pas actuellement le taux de résolution au premier**  
2 **courriel.**

5. **Références :** (i) Décision [D-2016-033](#), p. 37-38, par. 106 et 112;  
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 12.

**Préambule :**

(i) « [106] *Le Distributeur propose de remplacer l'indicateur « Délai moyen de raccordement - Distributeur » par l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien », qui consiste à mesurer le nombre de jours entre la date de réception de la demande et la mise en service pour les demandes de raccordements simples en réseau aérien, excluant les délais attribuables aux clients.*

[...]

[112] *Cependant, comme le souligne l'UMQ, la Régie note que ce nouvel indicateur ne se rapporte qu'à 50 % des demandes de raccordement que reçoit le Distributeur. Le portrait d'ensemble de la performance du Distributeur en ce qui a trait aux raccordements n'est alors pas complet* ». [note de bas de page omise]

(ii) « *En réponse à cette demande, le Distributeur propose de faire le suivi d'un indicateur déjà utilisé à l'interne, soit le Taux de respect de la date de livraison pour les demandes à intervenants multiples.*

*Cet indicateur mesure la performance de onze types de raccordement et travaux pouvant être qualifiés de complexes puisqu'ils nécessitent généralement de l'ingénierie et mettent à contribution plusieurs intervenants, dont un maître électricien. Ces types de raccordement et travaux, qui représentent environ 20 % de l'ensemble des demandes de raccordement, font déjà l'objet d'un suivi serré par le Distributeur compte tenu de leur volume, des ressources à déployer pour les réaliser et de leur impact potentiel sur la satisfaction de la clientèle* ».

**Demande :**

5.1 Veuillez indiquer de quelle manière le Distributeur entend mesurer sa performance relativement au 30 % des demandes de raccordements non couvert par un indicateur.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur tient à mentionner qu'en date du 30 septembre 2016, ce sont**  
2           **près de 80 % des demandes de raccordement et de travaux qui sont suivis par**  
3           **les divers indicateurs déposés à la Régie.**

4           **Le traitement des onze types de raccordements et travaux actuellement suivis**  
5           **par l'indicateur Taux de respect de la date de livraison pour les demandes à**  
6           **intervenants multiples a été intégré dans le Centre de gestion des services**  
7           **techniques aux clients (CGSTAC), depuis sa mise en place en 2016. D'autres**  
8           **types de demandes seront intégrés graduellement dans l'indicateur, au fur et**  
9           **à mesure où leur traitement passera au CGSTAC.**

10           **L'indicateur, tel qu'il est proposé par le Distributeur, vise à permettre la**  
11           **mesure de la performance à l'égard d'un grand nombre de natures de travaux**  
12           **à travers un seul indicateur. Cet indicateur a l'avantage d'être évolutif, en ce**  
13           **sens qu'il permettra d'ajouter des types de raccordements et travaux, lorsque**  
14           **le volume, les ressources à déployer et leur impact potentiel sur la**  
15           **satisfaction de clientèle le justifient, et ce, au fur et à mesure que le**  
16           **Distributeur en intégrera le traitement dans son CGSTAC. Le Distributeur fera**  
17           **une description des types de raccordement et travaux dans ses dossiers**  
18           **tarifaires, au fur et à mesure de leur intégration dans l'indicateur.**

**PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES****PCGR des États-Unis**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 9;
  - (ii) Dossier R-3768-2011, pièce [B-0033](#), p. 5;
  - (iii) Dossier R-3940-2015, pièce [B-0012](#), p. 10;
  - (iv) Dossier R-3924-2015, phase 4, pièce [B-0463](#), p. 14 et 15.

**Préambule :**

(i) Conformément au paragraphe 210 de la décision D-2016-033, le Distributeur dépose une preuve sur la conformité des modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques aux PCGR des États-Unis.

Le Distributeur indique que :

« Une entité ayant des activités à tarifs réglementés doit appliquer en premier les normes applicables aux entités en général. Par contre, si les exigences d'une norme diffèrent de la pratique comptable réglementaire autorisée par l'organisme de réglementation, l'entité doit appliquer l'ASC 980, Regulated Operations, à cette pratique comptable réglementaire.

Comme mentionné à la note 3, Réglementation, des états financiers consolidés 2015 d'Hydro-Québec dressés selon les PCGR des États-Unis, le cadre juridique et réglementaire dans lequel Hydro-Québec exerce ses activités lui confère le droit de recevoir de la clientèle ou l'obligation de remettre à celle-ci, selon le cas, des sommes correspondant à tout écart entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires. Ces éléments, qui comprennent les écarts de revenus liés aux aléas climatiques, donnent donc lieu à des actifs ou passifs financiers comptabilisés conformément aux normes applicables aux sociétés en général. Puisque la pratique réglementaire autorisée par la Régie pour le compte de nivellement pour aléas climatiques ne diffère pas de la norme applicable aux sociétés en général, l'ASC 980 ne s'applique pas.

Par ailleurs, ce traitement comptable avait également été expliqué en réponse à la question 1.5 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0033) du dossier R-3768-2011, dans le cadre des travaux relatifs à la transition aux IFRS et était appliqué dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec dressés selon les PCGR du Canada ».

[nous soulignons]

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur justifie en quoi le compte de nivellement de la température répond à la définition d'un actif ou passif financier. Il explique :

« R1.5 Le Distributeur utilise la normale climatique dans ses prévisions de ventes d'électricité des dossiers tarifaires et cette hypothèse crée un écart avec les résultats réels. De manière légale et contractuelle, le Distributeur et la clientèle ne peuvent retirer des avantages liés aux aléas climatiques et le compte d'écarts liés aux aléas climatiques répond à cet objectif de neutralité.

Le Distributeur a un droit (obligation) légal et contractuel de récupérer (rembourser) les écarts entre les revenus réels du Distributeur et les revenus prévus dans les dossiers tarifaires selon la normale climatique. Ce droit ou obligation est lié à un service rendu (livraison d'électricité) et non à une vente future ».

(iii) Dans le cadre du dossier R-3940-2015, Gaz Métro indique que :

« En vertu des PCGR des États-Unis, une portion des sommes capitalisées dans les CFR liés à la normalisation de la température et du vent entre dans le champ d'application des « Alternative revenue Programs » de l'ASC 980 – Regulated operation. Selon cette norme, les sommes peuvent être capitalisées dans un CFR seulement si elles sont récupérées dans les 24 mois (ou 2 ans) suivant la fin de l'année de leur constatation.

Ainsi, dans la situation où le traitement réglementaire actuel était maintenu, Gaz Métro devrait décomptabiliser une portion des CFR aux fins de la préparation de ses états financiers statutaires en vertu des PCGR des États-Unis. Le maintien du traitement

réglementaire actuel engendrerait donc une dissension sur le bénéfice comptable de Gaz Métro.

En résumé, cette exigence comptable pourrait entraîner un écart important entre les états financiers réglementaires et statutaires (tant au niveau du bénéfice net qu'au bilan) et nécessiter la production de deux jeux d'états financiers ». [nous soulignons]

(iv) Dans le cadre de son dossier tarifaire 2016, Gazifère dépose la preuve d'Enbridge sur l'adoption des PCGR des États-Unis, qui indique que :

*« 54. Under USGAAP ASC 980-605, Gazifère's approved weather stabilization deferral account qualifies as an Alternative Revenue Program. Under ASC 980-605 the standard amounts can only be recorded into the deferral account if they are recovered within the 24 months after the end of the annual period in which they are recognized.*

*55. Therefore, given the current methodology of clearing these amounts over a 5 year period, it would mean that Gazifère would have to derecognize a portion of the weather stabilization deferral account when preparing its financial statements under USGAAP, which would have an impact on Gazifère's profit reported in its annual financial statements ».* [nous soulignons]

#### **Demandes :**

La Régie cherche à comprendre la différence entre l'interprétation des normes des PCGR des États-Unis applicables au compte de stabilisation de la température d'Hydro-Québec et celle des distributeurs gaziers, Gaz Métro et Gazifère.

6.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie : Selon le Distributeur, le compte de stabilisation de la température est un actif ou un passif financier et son traitement réglementaire en vigueur, soit un amortissement de 5 ans, est conforme aux PCGR des États-Unis applicables aux sociétés en général. Sinon, veuillez expliquer.

#### **Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme.**

6.2 Veuillez déposer l'extrait de la norme des PCGR des États-Unis qui justifie le traitement expliqué à la question 6.1.

#### **Réponse :**

2 **Les extraits pertinents des normes sont les suivants :**

3 **ASC 980-10-15-5**

4 ***Guidance in other Codification Topics that applies to entities in general also***  
5 ***applies to regulated entities. However, entities subject to this Topic shall***  
6 ***apply it instead of any conflicting provisions of other parts of the Codification.***

7 **ASC 825-10-20, Glossary**

8 ***Financial instrument***

1 **Cash, evidence of an ownership interest in an entity, or a contract that**  
2 **both:**

3 **a. Imposes on one entity a contractual obligation either:**

- 4 **1. To deliver cash or another financial instrument to a second entity**  
5 **2. To exchange other financial instruments on potentially unfavorable**  
6 **terms with the second entity.**

7 **b. Conveys to that second entity a contractual right either:**

- 8 **1. To receive cash or another financial instrument from the first entity**  
9 **2. To exchange other financial instruments on potentially favorable**  
10 **terms with the first entity.**

11 **Financial asset**

12 **Cash, evidence of an ownership interest in an entity, or a contract that**  
13 **conveys to one entity a right to do either of the following:**

- 14 **a. Receive cash or another financial instrument from a second entity**  
15 **b. Exchange other financial instruments on potentially favorable terms**  
16 **with the second entity.**

17 **Financial liability**

18 **A contract that imposes on one entity an obligation to do either of the**  
19 **following:**

- 20 **a. Deliver cash or another financial instrument to a second entity**  
21 **b. Exchange other financial instruments on potentially unfavorable**  
22 **terms with the second entity.**

6.3 Selon les références (ii) et (iii), les comptes de stabilisation de la température de Gaz Métro et de Gazifère représentent un actif ou un passif réglementaire qui entrent dans le champ de la norme ASC 980, dont l'amortissement permis pour les états financiers statutaires est au plus de 24 mois (2 ans). Veuillez expliquer.

Réponse :

23 **Il n'est pas du ressort du Distributeur, qui ne dispose pas de toute**  
24 **l'information, d'expliquer les conclusions de Gaz Métro et de Gazifère sur le**  
25 **traitement comptable des comptes de stabilisation de la température à titre**  
26 **d'actif ou passif réglementaire entrant dans le champ de la norme ASC 980,**  
27 **Regulated Operations.**

6.4 Veuillez déposer l'extrait de la norme des PCGR des États-Unis qui justifie le traitement expliqué à la question 6.3.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 6.3.**

6.5 Est-ce que le cadre juridique et réglementaire dans lequel Hydro-Québec « *exerce ses activités qui lui confère le droit de recevoir de la clientèle ou l'obligation de remettre à celle-ci, selon le cas, des sommes correspondant à tout écart entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires [...] donnent donc lieu à des actifs ou passifs financiers comptabilisés conformément aux normes applicables aux sociétés en général* », est différent de celui des distributeurs gaziers, dont Gaz Métro et Gazifère? Veuillez justifier.

**Réponse :**

2 **Il n'est pas du ressort du Distributeur de comparer le cadre juridique et**  
3 **réglementaire dans lequel les distributeurs gaziers, dont Gaz Métro et**  
4 **Gazifère, exercent leurs activités et celui d'Hydro-Québec afin de justifier les**  
5 **conclusions sur les traitements comptables du Distributeur et ceux de Gaz**  
6 **Métro et Gazifère. Le cadre juridique et réglementaire du Distributeur**  
7 **comprend notamment la *Loi sur Hydro-Québec* et la *Loi sur la Régie de***  
8 ***l'énergie*.**

6.6 Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec présente son compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale alors que les distributeurs gaziers présentent leur compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs réglementaires en vertu de la norme ASC 980. Veuillez expliquer les éléments qui justifient une interprétation différente des PCGR des États-Unis, pour des comptes de même nature.

**Réponse :**

9 **Comme expliqué à la pièce HQTD-2, document 1.2 (B-0033), page 5, du dossier**  
10 **R-3768-2011, les écarts entre les revenus réels et les revenus prévus selon la**  
11 **normale climatique qui sont comptabilisés dans le compte de nivellement de**  
12 **la température autorisés par la Régie de l'énergie représentent, pour le**  
13 **Distributeur, un droit (obligation) légal et contractuel de recevoir de la**  
14 **clientèle (ou l'obligation de remettre à celle-ci) de la trésorerie à une date**  
15 **future. Conséquemment, ces écarts sont présentés comme des actifs ou**  
16 **passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale.**

17 **Malgré que ces comptes d'écarts de revenus liés aux aléas climatiques sont**  
18 **considérés de même nature par la Régie, il n'est pas du ressort du**  
19 **Distributeur, qui ne dispose pas de toute l'information, d'expliquer les**  
20 **conclusions de Gaz Métro et de Gazifère sur le traitement comptable des**

1            **comptes de stabilisation de la température à titre d'actif ou passif**  
2            **réglementaire entrant dans le champ de la norme ASC 980, *Regulated***  
3            ***Operations*.**

6.7        Veuillez déposer l'opinion des auditeurs indépendants d'Hydro-Québec aux questions  
6.1 à 6.6.

**Réponse :**

4            **L'opinion des auditeurs indépendants d'Hydro-Québec demandée se retrouve**  
5            **à l'annexe A.**

### **Test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations**

7.        **Références :** (i)    Pièce [B-0015](#), p. 10;  
                              (ii)    Pièce [B-0015](#), p. 11.

**Préambule :**

- (i)        « Dans sa décision D-2015-189, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le présent dossier tarifaire, une proposition de mécanisme réglementaire qui serait applicable advenant le cas où le test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations (incluant ou excluant les actifs incorporels) excèderait 50 ans. Malgré cette demande de la Régie, le Distributeur juge prématuré dès le présent dossier tarifaire d'établir un tel mécanisme réglementaire.

*En effet, une simulation des mises en service prévues sur un horizon de 10 ans démontre que la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations du Distributeur demeure relativement stable autour de 39 ans et donc, n'excèdera pas 50 ans. Conséquemment, le Distributeur demande à la Régie de reporter le dépôt d'une proposition de mécanisme réglementaire lorsque la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations atteindra un seuil se rapprochant de 50 ans ».*

- (ii)        Le Distributeur présente au tableau 2 les résultats du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2015-189.

**TABLEAU 2 :**  
**MOYENNE PONDÉRÉE DE LA DURÉE DE VIE UTILE (DVU) DES IMMOBILISATIONS**

Catégorie d'immobilisations	Réal 2015		Année de base 2016		Année témoin 2017	
	DVU moyennes pondérées	Facteur de pondération	DVU moyennes pondérées	Facteur de pondération	DVU moyennes pondérées	Facteur de pondération
Immobilisation corporelles	<b>40</b>		<b>40</b>		<b>40</b>	
Équipements de mesurage	17	2,4%	16	2,5%	16	2,5%
Postes de distribution	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%
Lignes aériennes de distribution	47	66,1%	47	66,1%	47	66,0%
Lignes souterraines de distribution	35	19,6%	35	19,6%	35	19,5%
Réseaux autonomes	39	5,5%	39	5,5%	38	5,6%
Autres actifs de réseaux	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%
Actifs de soutien	26	5,2%	26	5,2%	25	5,3%
Actifs incorporels	<b>8</b>		<b>8</b>		<b>8</b>	
Logiciels et licences	8	1,0%	8	0,9%	8	0,9%
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>100%</b>	<b>39</b>	<b>100%</b>	<b>39</b>	<b>100%</b>

**Demandes :**

7.1 Veuillez déposer la simulation des mises en service prévues sur un horizon de 10 ans qui démontre que la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations du Distributeur demeure relativement stable autour de 39 ans. Veuillez fournir le même niveau de détail que le tableau 2 de la référence (ii).

**Réponse :**

1 **Le tableau R-7.1 présente la durée vie utile moyenne pondérée, projetée sur**  
2 **un horizon de 10 ans, des actifs corporels et incorporels du Distributeur.**

**TABLEAU R-7.1 :**  
**DURÉE DE VIE UTILE MOYENNE PONDÉRÉE DES IMMOBILISATIONS (ANS)**

Catégories d'immobilisations	Réal 2015		Année de base 2016		Année témoin 2017		2018		2019		2020	
	DVU moyennes pondérées	Facteur de pondération										
Immobilisation corporelles	<b>40</b>											
Équipements de mesurage	17	2,4%	16	2,5%	16	2,5%	16	2,5%	16	2,5%	16	2,4%
Postes de distribution	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%
Lignes aériennes de distribution	47	66,1%	47	66,1%	47	66,0%	47	65,9%	47	66,0%	47	65,9%
Lignes souterraines de distribution	35	19,6%	35	19,6%	35	19,5%	35	19,7%	35	19,6%	35	19,7%
Réseaux autonomes	39	5,5%	39	5,5%	38	5,6%	38	5,5%	38	5,5%	38	5,5%
Autres actifs de réseaux	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%
Actifs de soutien	26	5,2%	26	5,2%	25	5,3%	25	5,3%	25	5,3%	25	5,4%
Actifs incorporels	<b>8</b>											
Logiciels et licences	8	1,0%	8	0,9%	8	0,9%	8	0,9%	8	0,9%	8	0,9%
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>100%</b>	<b>39</b>	<b>100%</b>	<b>39</b>	<b>100%</b>	<b>38</b>	<b>100%</b>	<b>38</b>	<b>100%</b>	<b>38</b>	<b>100%</b>

Catégories d'immobilisations	2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	DVU moyennes pondérées	Facteur de pondération										
Immobilisation corporelles	<b>40</b>		<b>40</b>		<b>40</b>		<b>40</b>		<b>39</b>		<b>39</b>	
Équipements de mesurage	16	2,4%	16	2,4%	16	2,4%	16	2,4%	16	2,4%	16	2,3%
Postes de distribution	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%	24	0,1%
Lignes aériennes de distribution	46	65,6%	46	65,6%	46	65,6%	46	65,6%	46	65,6%	46	65,6%
Lignes souterraines de distribution	35	19,6%	35	19,7%	35	19,8%	35	19,9%	35	19,9%	35	20,0%
Réseaux autonomes	38	6,0%	38	5,9%	38	5,8%	38	5,7%	38	5,6%	38	5,5%
Autres actifs de réseaux	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%	33	0,1%
Actifs de soutien	24	5,4%	24	5,4%	24	5,4%	24	5,4%	24	5,5%	24	5,6%
Actifs incorporels	<b>8</b>		<b>8</b>		<b>7</b>		<b>7</b>		<b>7</b>		<b>7</b>	
Logiciels et licences	8	0,8%	8	0,8%	7	0,8%	7	0,8%	7	0,8%	7	0,8%
<b>Total</b>	<b>38</b>	<b>100%</b>										

7.2 Veuillez indiquer et expliquer les principales hypothèses prises en compte dans la simulation.

**Réponse :**

1 **La durée de vie utile moyenne pondérée est calculée à partir du coût et de la**  
 2 **durée de vie utile de chaque immobilisation corporelle et actif incorporel**  
 3 **existant au 31 décembre 2015.**

4 **Pour 2016 à 2026, au calcul précédent a été intégrée annuellement la durée de**  
 5 **vie utile moyenne pondérée des principales catégories d'immobilisations liée**  
 6 **à la prévision des mises en service découlant des besoins d'investissement à**  
 7 **long terme.**

### Récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques

8. **Référence :** Pièce [B-0016](#), p. 6.

**Préambule :**

Le Distributeur indique que :

*« Profitant des impacts climatiques plus favorables, le Distributeur propose de récupérer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2017, la totalité des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques, de manière à 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 illustre au tableau 1 sa proposition. La Régie ajoute un scénario sous étude, soit de ramener l'amortissement sur un horizon de 5 ans pour tous les comptes de nivellement, sans exception.

**Tableau 1**  
**Versement aux revenus requis 2017 (M\$)**

	<b>Modalités de dispositions en vigueur</b>	<b>Proposition du Distributeur</b>	<b>Scénario sous étude</b>
Comptes de <i>pass-on</i>			
2015	9,0	9,0	9,0
2016	-6,6	-6,6	-6,6
	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>
Nivellement pour aléas climatiques			
2010	15,2	30,6	30,6
2011	8,7	26,1	26,1
2012	19,4	77,5	19,4
2013	-8,8	-26,4	-8,8
2014	1,8	7,2	1,8
2015	9,9	49,6	9,9
2016	0,0	1,6	0,0
Rendement sur le solde hors base	3,3	0,0	3,3
	<b>49,5</b>	<b>166,2</b>	<b>82,3</b>
<b>Impact net</b>	<b>51,9</b>	<b>168,6</b>	<b>84,7</b>

**Demandes :**

8.1 Veuillez présenter sous forme de tableau les impacts tarifaires pour chacune des années 2017 à 2022, en comparant les modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2015 et 2016 et des comptes de nivellement 2010 à 2016 et celles proposées par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- La charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et des comptes de nivellement;
- Le rendement sur le solde hors base (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et des comptes de nivellement.

Veuillez fournir le fichier Excel.

**Réponse :**

1           **Le tableau R-8.1 présente l'impact tarifaire des modalités actuelles de**  
2           **disposition des soldes 2015 et 2016 du compte de *pass-on* et des soldes 2010**  
3           **à 2016 du compte de nivellement par rapport à celui de la proposition du**  
4           **Distributeur.**

**TABLEAU R-8.1 :**  
**IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE PASS-ON**  
**ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT -**  
**ACTUELLES ET PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2016	Solde prévu au 31/12/2017	Versé aux revenus requis						Total	
			2017	2018	2019	2020	2021	2022		
<b>Modalités actuelles</b>										
<i>Pass-on</i> 2015	Amortissement	9,0		9,0						9,0
<i>Pass-on</i> 2016	Amortissement	(6,6)		(6,6)						(6,6)
Nivellement 2010	Amortissement	30,6		15,2	15,4					30,6
Nivellement 2011	Amortissement	26,1		8,7	8,7	8,7				26,1
Nivellement 2012	Amortissement	77,5		19,4	19,4	19,4	19,3			77,5
Nivellement 2013	Amortissement	(26,4)		(8,8)	(8,8)	(8,8)				(26,4)
Nivellement 2014	Amortissement	7,2		1,8	1,8	1,8	1,8			7,2
Nivellement 2015	Amortissement	49,6		9,9	9,9	9,9	9,9	10,0		49,6
Nivellement 2016	Amortissement	1,6	1,6	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	1,6
Rendement sur le solde hors base (nivellement)				2,3	2,1	1,4	0,4	0,0	-	6,2
				50,9	48,8	32,7	31,7	10,3	0,4	174,8
<b>Modalités proposées - Distributeur</b>										
<i>Pass-on</i> 2015	Amortissement	9,0		9,0						9,0
<i>Pass-on</i> 2016	Amortissement	(6,6)		(6,6)						(6,6)
Nivellement 2010	Amortissement	30,6		30,6						30,6
Nivellement 2011	Amortissement	26,1		26,1						26,1
Nivellement 2012	Amortissement	77,5		77,5						77,5
Nivellement 2013	Amortissement	(26,4)		(26,4)						(26,4)
Nivellement 2014	Amortissement	7,2		7,2						7,2
Nivellement 2015	Amortissement	49,6		49,6						49,6
Nivellement 2016	Amortissement	1,6		1,6						1,6
Rendement sur le solde hors base (nivellement)				-						-
				168,6	-	-	-	-	-	168,6
<b>Impacts tarifaires</b>				<b>117,7</b>	<b>(48,8)</b>	<b>(32,7)</b>	<b>(31,7)</b>	<b>(10,3)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>(6,2)</b>

8.2 Veuillez présenter sous forme de tableau les impacts tarifaires pour chacune des années 2017 à 2022, en comparant les modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2015 et 2016 et des comptes de nivellement 2010 à 2016 et celles du scénario sous étude par la Régie. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- La charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et des comptes de nivellement;
- Le rendement sur le solde hors base (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et des comptes de nivellement.

Veuillez fournir le fichier Excel.

**Réponse :**

- 1 **Le tableau R-8.2 présente l'impact tarifaire des modalités actuelles de**
- 2 **disposition des soldes 2015 et 2016 du compte de *pass-on* et des soldes 2010**
- 3 **à 2016 du compte de nivellement par rapport à celui du scénario sous étude**
- 4 **par la Régie.**

**TABLEAU R-8.2 :**  
**IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE PASS-ON**  
**ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT -**  
**ACTUELLES ET SCÉNARIO SOUS ÉTUDE PAR LA RÉGIE (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2016	Solde prévu au 31/12/2017	Versé aux revenus requis						Total	
			2017	2018	2019	2020	2021	2022		
<b>Modalités actuelles</b>										
<i>Pass-on</i> 2015	Amortissement	9,0		9,0						9,0
<i>Pass-on</i> 2016	Amortissement	(6,6)		(6,6)						(6,6)
Nivellement 2010	Amortissement	30,6		15,2	15,4					30,6
Nivellement 2011	Amortissement	26,1		8,7	8,7					26,1
Nivellement 2012	Amortissement	77,5		19,4	19,4	19,4	19,3			77,5
Nivellement 2013	Amortissement	(26,4)		(8,8)	(8,8)	(8,8)				(26,4)
Nivellement 2014	Amortissement	7,2		1,8	1,8	1,8	1,8			7,2
Nivellement 2015	Amortissement	49,6		9,9	9,9	9,9	9,9	10,0		49,6
Nivellement 2016	Amortissement	1,6	1,6	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	1,6
Rendement sur le solde hors base (nivellement)				2,3	2,1	1,4	0,4	0,0	-	6,2
				50,9	48,8	32,7	31,7	10,3	0,4	174,8
<b>Scénario sous étude par la Régie</b>										
<i>Pass-on</i> 2015	Amortissement	9,0		9,0						9,0
<i>Pass-on</i> 2016	Amortissement	(6,6)		(6,6)						(6,6)
Nivellement 2010	Amortissement	30,6		30,6						30,6
Nivellement 2011	Amortissement	26,1		26,1						26,1
Nivellement 2012	Amortissement	77,5		19,4	19,4	19,4	19,3			77,5
Nivellement 2013	Amortissement	(26,4)		(8,8)	(8,8)	(8,8)				(26,4)
Nivellement 2014	Amortissement	7,2		1,8	1,8	1,8	1,8			7,2
Nivellement 2015	Amortissement	49,6		9,9	9,9	9,9	9,9	10,0		49,6
Nivellement 2016	Amortissement	1,6	1,6	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	1,6
Rendement sur le solde hors base (nivellement)				1,7	1,8	1,4	0,4	0,0	-	5,3
				83,1	24,4	24,0	31,7	10,3	0,4	173,9
<b>Impacts tarifaires</b>				32,2	(24,3)	(8,7)	-	-	-	(0,9)

8.3 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2017 à 2022 en considérant les différentes modalités présentées au tableau 1, soit :

- Les modalités de disposition en vigueur;
- La proposition du Distributeur;
- Le scénario sous étude par la Régie.

Réponse :

1 À titre indicatif et sujet aux modifications de certains paramètres ou  
 2 hypothèses qui pourraient survenir au cours des prochaines années, les  
 3 hausses tarifaires prévues, selon les modalités de disposition proposées par  
 4 le Distributeur quant aux soldes 2015 et 2016 du compte de *pass-on* et des  
 5 soldes 2010 à 2016 du compte de nivellement, seraient de 1,6 % en 2017, de  
 6 1,7 % en 2018 et de 2,5 % en 2019, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2020  
 7 à 2022.

1 Selon les modalités de disposition actuelles du compte de *pass-on* et du  
2 compte de nivellement, les hausses tarifaires prévues seraient de 0,5 % en  
3 2017, de 2,9 % en 2018 et de 3,1 % en 2019, puis de l'ordre de 1 % pour les  
4 années 2020 à 2022.

5 Enfin, selon le scénario sous étude par la Régie de disposition des soldes  
6 2015 et 2016 du compte de *pass-on* et des soldes 2010 à 2016 du compte de  
7 nivellement, les hausses tarifaires prévues seraient de 0,8 % en 2017, de 2,4 %  
8 en 2018 et de 3,0 % en 2019, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2020 à  
9 2022.

### Mise à jour des revenus des ventes nets des achats d'électricité

9. Référence : Pièce [B-0016](#), p. 7 et 8.

#### Préambule :

*« Poussé par certaines circonstances ou changements majeurs affectant ses revenus requis, le Distributeur présente en ouverture des audiences, depuis quelques années, une mise à jour de certains paramètres et leurs impacts sur l'année témoin, notamment la mise à jour des ventes prévues.*

*En continuité avec ces mises à jour, et pour refléter principalement des changements de comportements de la clientèle résidentielle exerçant des impacts sur la prévision de la demande et des revenus, le Distributeur propose, sur une base d'exception, de mettre à jour les revenus nets des achats de l'année 2017 en s'appuyant sur des données plus récentes et des éléments nouveaux connus après le dépôt du dossier tarifaire et de dégager les impacts à la hausse comme à la baisse sur les revenus additionnels requis.*

*Cette proposition vise à se doter d'une meilleure acuité de la prévision de la demande et des revenus en intégrant, de façon ponctuelle et ciblée, les changements importants la touchant. Ainsi, une prévision plus contemporaine des ventes devrait permettre de réduire les écarts relatifs aux revenus nets des achats constatés à la fin de l'année témoin ».*

#### Demande :

9.1 Advenant le cas où le Distributeur compte mettre à jour les revenus nets des achats d'électricité pour l'année témoin 2017, veuillez commenter sur la possibilité de présenter la mise à jour des pièces pertinentes, quelques jours avant l'ouverture des audiences.

#### Réponse :

10 Les données nécessaires à la mise à jour des revenus nets des achats pour  
11 l'année témoin 2017 sont généralement disponibles vers la fin du mois de  
12 novembre. Par conséquent, le Distributeur n'anticipe pas de problème à

1            **déposer une mise à jour des pièces pertinentes quelques jours avant**  
2            **l'ouverture des audiences dans la mesure où les données seront rendues**  
3            **disponibles en temps opportun et que le temps de traitement de celles-ci le**  
4            **permet.**

**10. Référence :** Pièce [B-0016](#), p. 8.

**Préambule :**

*« Tel qu'il est expliqué en réponse à la question 3.1 de la Régie dans le rapport annuel 2015, la prévision de la demande et des revenus des ventes est particulièrement affectée par plusieurs changements.*

*En 2015, des changements de comportement de la clientèle aux tarifs D et DM ont entraîné une baisse de la consommation unitaire normalisée d'environ 2 % par rapport à celle de l'année 2014. Une baisse, d'une telle ampleur et aussi soudaine, n'avait pas été anticipée dans les modèles de prévision d'autant plus que la consommation unitaire normalisée de cette clientèle était plutôt stable pour les années antérieures à 2015. Les changements de comportement de la clientèle résidentielle en cause sont, de façon plus précise, un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne sur les thermostats et une consommation unitaire plus faible qu'anticipée pour les nouveaux abonnements.*

*Aux changements de comportements de la clientèle résidentielle, s'ajoutent certains changements de nature conjoncturelle, [...].*

*Ainsi, il existe toujours un décalage entre le moment où le Distributeur observe ces changements majeurs et où il peut les refléter dans les prévisions au dossier tarifaire. Pour les changements les plus déterminants, un décalage pouvant aller jusqu'à deux ans, principalement attribuable au processus réglementaire est anticipé, ce qui expose le Distributeur de façon plus importante aux variations à la hausse comme à la baisse des ventes, notamment à la clientèle résidentielle ».*

**Demande :**

10.1 Veuillez indiquer si les changements de comportements constatés en 2015, tels qu'un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne sur les thermostats et une consommation unitaire plus faible qu'anticipée pour les nouveaux abonnements sont pris en compte dans le modèle de prévision pour l'établissement des revenus de l'année de base 2016 et de l'année témoin 2017 ainsi que pour les prochaines années. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

5            **Le modèle de long terme utilisé aux fins de la prévision de la demande,**  
6            **présenté de façon détaillée dans le cadre des dossiers R-3864-2013 et**  
7            **R-3905-2014, permet de prendre en compte les changements de**

1 comportement non anticipés et constatés en 2015. Ce modèle incorpore des  
2 données technico-économiques (données sur les équipements) qui  
3 permettent de refléter les changements de comportement dans la prévision  
4 des ventes du présent dossier tarifaire, ainsi que dans celles des dossiers à  
5 venir.

6 Par le biais des données du chauffage électrique, principalement la  
7 consommation unitaire, le Distributeur peut intégrer l'impact de l'abaissement  
8 de température de consigne qui a été mesuré par sondage (voir à ce sujet la  
9 réponse à la question 13.1).

10 Quant à l'éclairage, l'efficacité de l'usage est modulée et ajustée selon les  
11 informations mentionnées à la réponse de la question 13.1. Le déploiement  
12 accéléré des lumières DEL devance le gain d'efficacité qui était prévu à plus  
13 long terme.

14 Enfin, la consommation unitaire plus faible des nouveaux abonnements  
15 touche l'ensemble des usages. Par exemple, les nouvelles normes du  
16 bâtiment et la prépondérance des logements dans le parc des nouveaux  
17 abonnements influencent à la baisse la consommation unitaire moyenne de  
18 l'ensemble des clients résidentiels du Distributeur.

19 Bien que l'utilisation de ces données permette d'obtenir un modèle et une  
20 prévision qui reflètent l'évolution récente des comportement de la clientèle, il  
21 demeure que les ventes prévues et, par le fait même, les revenus prévus, sont  
22 sujets à un risque provenant d'abord de changements de comportement de la  
23 clientèle résidentielle et ensuite, de l'évolution des variables technico-  
24 économiques.

25 Par ailleurs, puisque les usages concernés sont présents à la pointe d'hiver  
26 du Distributeur, les impacts sur la prévision en énergie ont également une  
27 incidence sur la prévision des besoins en puissance.

### Création d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité

11. Référence : Pièce [B-0016](#), p. 10.

#### Préambule :

Le Distributeur indique que : « Les écarts de revenus nets des achats résultant de ces changements sont significatifs, tels que l'illustrent les exemples des années 2015 et 2016. »

La Régie présente au tableau suivant les écarts de revenus nets des achats d'électricité des années 2004 à 2016.

**Écarts des revenus nets des achats d'électricité (en M\$)**

4/8 2016	-76,0
2015	-78,5
2014	51,3
2013	71,0
2012	33,1
2011	37,6
2010	78,3
2009	-4,0
2008	-18,8
2007	8,1
2006	-60,8
2005	-13,3
2004	1,2
<b>TOTAL</b>	<b>29,2</b>

Sources : Pièce B-0023, p. 10, tableau 5 et  
Rapports annuels du Distributeur 2004 à 2015.

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez confirmer les données du tableau préparé par la Régie au préambule. Veuillez fournir les mises à jour, le cas échéant, sous le même détail que le tableau 5 de la pièce [B -0023](#).

**Réponse :**

- 1 **Les tableaux R-11.1-A à R-11.1-M présentent les écarts des revenus nets des**  
2 **achats d'électricité calculés par le Distributeur. Le Distributeur fait remarquer**  
3 **qu'afin d'obtenir l'écart net total, il faut inclure les écarts relatifs aux revenus**  
4 **de facturation de l'électricité aux entités affiliées. En effet, le compte de**  
5 **pass-on, dans le calcul de l'écart de revenu, inclut toute variation du volume**  
6 **de vente.**
- 7 **Par ailleurs, depuis l'année 2015, les rabais sur ventes pour la clientèle à**  
8 **faible revenu (rabais sur ventes – MFR), doivent faire partie de l'équation**  
9 **puisque depuis 2015, ils sont présentés à l'encontre des ventes<sup>1</sup>.**

<sup>1</sup> Dossier tarifaire R-3933-2015, HQD-8, document 1, page 16.

**TABLEAU R-11.1-A :**  
**ÉCARTS DES REVENUS NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ (M\$)**

Année	Régie DDR#2 - Q11	Calculs du Distributeur	Écart	Éléments de conciliation
2016 (4/8)	(76,0)	(76,0)	-	
2015	(78,5)	(82,7)	(4,2)	Facturation aux entités affiliées : (1,9), rabais sur ventes - MFR : (2,3)
2014	51,3	53,3	2,0	Facturation aux entités affiliées : 2,0
2013	71,0	76,3	5,3	Facturation aux entités affiliées : 5,3
2012	33,1	31,8	(1,3)	Facturation aux entités affiliées : (1,3)
2011	37,6	36,7	(0,9)	Facturation aux entités affiliées : (0,9)
2010	78,3	79,4	1,1	Facturation aux entités affiliées : 1,2
2009	(4,0)	5,6	9,6	Facturation aux entités affiliées : 9,6
2008	(18,8)	(15,1)	3,7	Facturation aux entités affiliées : 3,7
2007	8,1	9,4	1,3	Facturation aux entités affiliées : 1,3
2006	(60,8)	(61,3)	(0,5)	Facturation aux entités affiliées : (0,5)
2005	(13,3)	(10,8)	2,5	Facturation aux entités affiliées : 2,5
2004	1,2	10,8	9,6	Facturation aux entités affiliées : 9,6
<b>Total</b>	<b>29,2</b>	<b>57,4</b>	<b>28,2</b>	

1 Les tableaux R-11.1-B à R-11.1-M présentent les mises à jour sous le format  
2 demandé pour les années 2004 à 2015.

**TABLEAU R-11.1-B :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2015 (M\$)**

	Référence	2015		Écart
		D-2015-018	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	Rapport annuel 2015, HQD-2, document 3, tableau 4	11 561,2	11 651,4	90,3
Renversement de la provision réglementaire 2014	R-3905-2014, HQD-19, document 1, page 5	(135,4)	(135,4)	-
Provision réglementaire 2015 récupérée en 2016	R-3905-2014, HQD-19, document 1, page 5	94,0	94,0	-
Rabais sur ventes - MFR	Rapport annuel 2015, HQD-2, document 3, tableau 1	(8,5)	(10,7)	(2,3)
Compte de nivellement 2015	Rapport annuel 2015, HQD-4, document 3.1, tableau 5		(115,2)	(115,2)
	<b>Rapport annuel 2015, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>11 511,3</b>	<b>11 484,1</b>	<b>(27,2)</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	R-3933-2015, HQD-11, document 1, tableau 1 (autorisé) R-3980-2016, HQD-11, document 1, tableau 1 (réel)	36,7	34,8	(1,9)
<b>Revenus des ventes</b>		<b>11 548,0</b>	<b>11 518,9</b>	<b>(29,1)</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2015, HQD-2, document 3, tableau 1	(5 907,8)	(5 961,4)	(53,6)
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 640,2</b>	<b>5 557,5</b>	<b>(82,7)</b>

**TABLEAU R-11.1-C :  
REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2014 (M\$)**

	Référence	2014		Écart
		D-2014-037	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	Rapport annuel 2014, HQD-2, document 3, tableau 4	11 063,9	11 398,2	334,3
Renversement de la provision réglementaire 2013	R-3854-2013, HQD-19, document 1, page 5	(75,3)	(75,3)	-
Provision réglementaire 2014 récupérée en 2015	R-3854-2013, HQD-19, document 1, page 5	135,4	135,4	-
Compte de nivellement 2014	Rapport annuel 2014, HQD-4, document 3.1, tableau 5		(120,0)	(120,0)
	<b>Rapport annuel 2014, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>11 124,0</b>	<b>11 338,3</b>	<b>214,3</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	R-3905-2014, HQD-11, document 1, tableau 1 (autorisé)	31,3	33,3	2,0
	R-3933-2015, HQD-11, document 1, tableau 1 (réel)			
<b>Revenus des ventes</b>		<b>11 155,3</b>	<b>11 371,6</b>	<b>216,3</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2014, HQD-2, document 3, tableau 1	(5 454,0)	(5 617,0)	(163,0)
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 701,3</b>	<b>5 754,6</b>	<b>53,3</b>

**TABLEAU R-11.1-D :  
REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2013 (M\$)**

	Référence	2013		Écart
		D-2013-037	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	Rapport annuel 2013, HQD-2, document 3, tableau 4	10 735,4	10 826,9	91,5
Renversement de la provision réglementaire 2012	R-3814-2012, HQD-17, document 1, page 5	14,2	14,2	-
Provision réglementaire 2013 récupérée en 2014	R-3814-2012, HQD-17, document 1, page 5	75,3	75,3	-
Compte de nivellement 2013	Rapport annuel 2013, HQD-4, document 3.1, tableau 5		(42,0)	(42,0)
	<b>Rapport annuel 2013, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>10 824,9</b>	<b>10 874,4</b>	<b>49,5</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	R-3854-2013, HQD-10, document 1, tableau 1 (autorisé)	29,7	35,0	5,3
	R-3905-2014, HQD-11, document 1, tableau 1 (réel)			
<b>Revenus des ventes</b>		<b>10 854,6</b>	<b>10 909,4</b>	<b>54,8</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2013, HQD-2, document 3, tableau 1	(5 352,4)	(5 330,9)	21,5
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 502,2</b>	<b>5 578,5</b>	<b>76,3</b>

**TABLEAU R-11.1-E :  
REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2012 (M\$)**

	Référence	2012		Écart
		D-2012-024	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	Rapport annuel 2012, HQD-2, document 3, tableau 4	10 548,6	10 245,6	(303,0)
Renversement de la provision réglementaire 2011	R-3776-2011, HQD-18, document 1, page 5	12,6	12,6	-
Provision réglementaire 2012 récupérée en 2013	R-3776-2011, HQD-18, document 1, page 5	(14,2)	(14,2)	-
Compte de nivellement 2012	Rapport annuel 2012, HQD-4, document 3.1, tableau 5		122,3	122,3
Compte d'écarts - Tarif maintien de la charge	Rapport annuel 2012, HQD-4, document 3.2, tableau 2		0,5	0,5
	<b>Rapport annuel 2012, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>10 547,0</b>	<b>10 366,8</b>	<b>(180,2)</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	R-3814-2012, HQD-9, document 1, tableau 1 (autorisé)	30,7	29,4	(1,3)
	R-3854-2013, HQD-10, document 1, tableau 1 (réel)			
<b>Revenus des ventes</b>		<b>10 577,7</b>	<b>10 396,2</b>	<b>(181,5)</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2012, HQD-2, document 3, tableau 1	(5 109,2)	(4 895,9)	213,3
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 468,5</b>	<b>5 500,3</b>	<b>31,8</b>

**TABLEAU R-11.1-F :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2011 (M\$)**

	Référence	2011		Écart
		D-2011-028	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	Rapport annuel 2011, HQD-2, document 3, tableau 2-B	10 501,6	10 462,0	(39,6)
Renversement de la provision réglementaire 2010	R-3740-2010, HQD-16, document 1, page 5	(10,5)	(10,5)	-
Provision réglementaire 2011 récupérée en 2012	R-3740-2010, HQD-16, document 1, page 5	(12,6)	(12,6)	-
Compte de nivellement 2011	Rapport annuel 2011, HQD-4, document 3.1, tableau 5		60,7	60,7
Compte d'écarts - Tarif maintien de la charge	Rapport annuel 2011, HQD-4, document 3.2, tableau 2		2,0	2,0
	<b>Rapport annuel 2011, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>10 478,5</b>	<b>10 501,6</b>	<b>23,1</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	R-3776-2011, HQD-9, document 1, tableau 1 (autorisé) R-3814-2012, HQD-9, document 1, tableau 1 (réel)	31,4	30,5	(0,9)
<b>Revenus des ventes</b>		<b>10 509,9</b>	<b>10 532,1</b>	<b>22,2</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2011, HQD-2, document 3, tableau 1	(4 981,5)	(4 967,0)	14,5
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 528,4</b>	<b>5 565,1</b>	<b>36,7</b>

**TABLEAU R-11.1-G :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2010 (M\$)**

	Référence	2010		Écart
		D-2010-022	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	R-3708-2009, HQD-15, document 1, page 13 (autorisé) Rapport annuel 2010, HQD-10, document 2, tableau 2 (réel)	10 156,4	10 201,9	45,5
Renversement de la provision réglementaire 2009	R-3708-2009, HQD-15, document 1, page 5	(36,4)	(36,4)	-
Provision réglementaire 2010 récupérée en 2011	R-3708-2009, HQD-15, document 1, page 5	10,5	10,5	-
Compte de nivellement 2010	Rapport annuel 2010, HQD-4, document 3.1, tableau 5		143,7	143,7
Compte d'écarts - Tarif maintien de la charge	Rapport annuel 2010, HQD-4, document 3.2, tableau 1		3,5	3,5
	<b>Rapport annuel 2010, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>10 130,5</b>	<b>10 323,2</b>	<b>192,7</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	R-3740-2010, HQD-9, document 2, tableau 1 (autorisé) R-3776-2011, HQD-9, document 1, tableau 1 (réel)	29,2	30,4	1,2
<b>Revenus des ventes</b>		<b>10 159,7</b>	<b>10 353,6</b>	<b>193,9</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2010, HQD-2, document 3, tableau 1	(4 614,1)	(4 728,6)	(114,5)
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 545,6</b>	<b>5 625,0</b>	<b>79,4</b>

**TABLEAU R-11.1-H :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2009 (M\$)**

	Référence	2009		Écart
		D-2009-016	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	R-3776-2011, HQD-14, document 4 compléments, page 10	10 537,1	10 150,6	(386,5)
Renversement de la provision réglementaire 2008	R-3677-2008, HQD-19, document 1, page 4	(84,2)	(84,2)	-
Provision réglementaire 2009 récupérée en 2010	R-3677-2008, HQD-19, document 1, page 4	36,4	36,4	-
Compte de nivellement 2009	Rapport annuel 2009, HQD-4, document 3, tableau 5		10,5	10,5
	<b>Rapport annuel 2009, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>10 489,3</b>	<b>10 113,3</b>	<b>(376,0)</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	Rapport annuel 2009, HQD-2, document 3, tableau 1	23,0	32,6	9,6
<b>Revenus des ventes</b>		<b>10 512,3</b>	<b>10 145,9</b>	<b>(366,4)</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2009, HQD-2, document 3, tableau 1	(4 988,0)	(4 616,0)	372,0
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 524,3</b>	<b>5 529,9</b>	<b>5,6</b>

**TABLEAU R-11.1-I :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2008 (M\$)**

	Référence	2008		Écart
		D-2008-024	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	R-3776-2011, HQD-14, document 4 compléments, page 8	10 354,6	10 321,2	(33,4)
Renversement de la provision réglementaire 2007	R-3644-2007, HQD-19, document 1, page 4	(54,0)	(54,0)	-
Provision réglementaire 2008 récupérée en 2009	R-3644-2007, HQD-19, document 1, page 4	84,2	84,2	-
Compte de nivellement 2008	Rapport annuel 2008, HQD-4, document 3, tableau 5		10,6	10,6
	<b>Rapport annuel 2008, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>10 384,8</b>	<b>10 362,0</b>	<b>(22,8)</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	Rapport annuel 2008, HQD-2, document 3, tableau 1	18,7	22,4	3,7
<b>Revenus des ventes</b>		<b>10 403,5</b>	<b>10 384,4</b>	<b>(19,1)</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2008, HQD-2, document 3, tableau 1	<u>(4 979,6)</u>	<u>(4 975,6)</u>	4,0
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 423,9</b>	<b>5 408,8</b>	<b>(15,1)</b>

**TABLEAU R-11.1-J :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2007 (M\$)**

	Référence	2007		Écart
		D-2007-12	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	R-3776-2011, HQD-14, document 4 compléments, page 6	10 069,0	10 171,6	102,6
Renversement de la provision réglementaire 2006	R-3610-2006, HQD-20, document 1, page 5	(141,4)	(141,4)	-
Provision réglementaire 2007 récupérée en 2008	R-3610-2006, HQD-20, document 1, page 5	54,0	54,0	-
Compte de nivellement 2007	Rapport annuel 2007, HQD-4, document 3, tableau 6		(2,6)	(2,6)
	<b>Rapport annuel 2007, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>9 981,6</b>	<b>10 081,6</b>	<b>100,0</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	Rapport annuel 2007, HQD-2, document 3, tableau 1	17,9	19,2	1,3
<b>Revenus des ventes</b>		<b>9 999,5</b>	<b>10 100,8</b>	<b>101,3</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2007, HQD-2, document 3, tableau 1	<u>(4 893,8)</u>	<u>(4 985,7)</u>	<u>(91,9)</u>
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>5 105,7</b>	<b>5 115,1</b>	<b>9,4</b>

**TABLEAU R-11.1-K :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2006 (M\$)**

	Référence	2006		Écart
		D-2006-34	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	R-3579-2005, HQD-16, document 1, page 12 (autorisé) Rapport annuel 2006, HQD-8, document 2, tableau 2 (réel)	9 795,5	9 463,8	(331,7)
Renversement de la provision réglementaire 2005	R-3579-2005, HQD-16, document 1, page 7	(31,0)	(31,0)	-
Provision réglementaire 2006 récupérée en 2007	R-3579-2005, HQD-16, document 1, page 7	141,4	141,4	-
Compte de nivellement 2006	Rapport annuel 2006, HQD-4, document 1, tableau 9		117,8	117,8
	<b>Rapport annuel 2006, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>9 905,9</b>	<b>9 692,0</b>	<b>(213,9)</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	Rapport annuel 2006, HQD-2, document 3, tableau 1	19,6	19,1	(0,5)
<b>Revenus des ventes</b>		<b>9 925,5</b>	<b>9 711,1</b>	<b>(214,4)</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2006, HQD-2, document 3, tableau 1	<u>(5 193,7)</u>	<u>(5 040,6)</u>	153,1
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>4 731,8</b>	<b>4 670,5</b>	<b>(61,3)</b>

**TABLEAU R-11.1-L :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2005 (M\$)**

	Référence	2005		Écart
		D-2005-34	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	R-3541-2004, HQD-16, document 1, page 15 (autorisé) Rapport annuel 2006, HQD-8, document 2, tableau 2 (réel) <sup>1</sup>	9 195,3	9 197,1	1,8
Renversement de la provision réglementaire 2004	Non reconnue (36,2, M\$)			
Provision réglementaire 2005 récupérée en 2006	R-3541-2004, HQD-16, document 1, page 6	31,0	31,0	-
	<b>Rapport annuel 2005, HQD-2, document 3, tableau 1</b>	<b>9 226,3</b>	<b>9 228,1</b>	<b>1,8</b>
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	Rapport annuel 2005, HQD-2, document 3, tableau 1	17,3	19,8	2,5
<b>Revenus des ventes</b>		<b>9 243,6</b>	<b>9 247,9</b>	<b>4,3</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2005, HQD-2, document 3, tableau 1	(4 690,4)	(4 705,5)	(15,1)
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>4 553,2</b>	<b>4 542,4</b>	<b>(10,8)</b>

**TABLEAU R-11.1-M :**  
**REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – 2004 (M\$)**

	Référence	2004		Écart
		D-2004-47	Réel	
<b>Ventes d'électricité :</b>				
Ventes publiées	Rapport annuel 2004, HQD-2, document 2, tableau 1	8 923,2	8 981,0	57,8
Provision réglementaire 2004 récupérée en 2005	Non reconnue (36,2, M\$)			
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	Rapport annuel 2004, HQD-2, document 2, tableau 1	8,4	18,0	9,6
	<b>Rapport annuel 2004, HQD-2, document 2, tableau 1</b>	<b>8 931,6</b>	<b>8 999,0</b>	<b>67,4</b>
<b>Revenus des ventes</b>		<b>(4 510,4)</b>	<b>(4 567,0)</b>	<b>(56,6)</b>
Achats d'électricité	Rapport annuel 2004, HQD-2, document 2, tableau 1			
<b>Revenus des ventes nets des achats d'électricité</b>		<b>4 421,2</b>	<b>4 432,0</b>	<b>10,8</b>

11.2 Veuillez justifier la nécessité de créer un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité aujourd'hui, alors que le Distributeur n'a pas fait une telle demande à la suite des années 2013 ou 2010 (référence (ii) dont l'ordre de grandeur des écarts était similaire à ceux de 2015 et 2016.

**Réponse :**

1 **La baisse de la demande de la clientèle résidentielle, liée à des changements**  
 2 **de comportement significatifs chez un nombre important de clients, et**  
 3 **l'incertitude au niveau de la croissance de la demande de la clientèle**  
 4 **industrielle sont les principaux motifs justifiant la demande de création du**  
 5 **compte d'écart sur les revenus nets des achats.**

6 **De plus, les risques supportés par le Distributeur en cas de baisse de la**  
 7 **demande sont supérieurs à ceux occasionnés en cas de hausse de la**  
 8 **demande.**

9 **En cas de baisse imprévue de la demande, le Distributeur doit supporter le**  
 10 **coût des infrastructures de transport et de distribution pour répondre à une**  
 11 **demande prévue qui ne se réalise pas et qui ne génère pas les revenus**  
 12 **attendus.**

1 En revanche, une demande plus forte qu'anticipée se traduit par des revenus  
2 de vente additionnels, les infrastructures de transport et de distribution en  
3 place étant pleinement utilisées

4 Par ailleurs, le Distributeur craint que les profondes mutations qui ont  
5 récemment affecté le marché du gaz naturel ne se propagent au domaine de  
6 l'électricité et empêchent le Distributeur de récupérer la totalité de ses  
7 revenus requis, ce que le CER proposé permettrait d'éviter.

8 Dans le marché du gaz naturel, ces mutations ont entraîné une migration des  
9 sources d'approvisionnement et une baisse des volumes de gaz transportés  
10 sur le réseau principal de TransCanada pipelines Limited (TCPL). Tel que la  
11 Régie l'énonce dans le sommaire de l'Avis sur les approvisionnements en  
12 fourniture de transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins  
13 en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes, « *Les  
14 coûts du réseau principal étant majoritairement fixes, cette migration des  
15 volumes crée une pression à la hausse sur les tarifs de transport pour les  
16 utilisateurs, dont les consommateurs québécois.<sup>2</sup>* ».

12. **Références :** (i) Pièce [B-0016](#), p. 9 et 10;  
(ii) Pièce [B-0012](#), p. 5, tableau 1.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur indique que :

« *Plusieurs facteurs incitent le Distributeur à proposer à la Régie la création d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats d'électricité. Ces facteurs sont :*

- *Dans le contexte actuel, la prévision de la demande et des revenus des ventes est particulièrement affectée par plusieurs changements qui sont hors du contrôle du Distributeur et qui ne peuvent être reflétés à temps dans les revenus prévus au dossier tarifaire.*
- *La mise à jour proposée à la section 3 ne peut couvrir que partiellement le risque associé aux variations importantes des revenus nets des achats projetés. Certes, la mise à jour permet de réduire l'écart prévisionnel en ajustant les revenus nets des achats sur la base de données plus contemporaine et plus proche de l'année témoin, mais n'efface pas l'écart entre les données réelles et les données reconnues. [...].*
- *Les écarts de revenus nets des achats résultant de ces changements sont significatifs, tels que l'illustrent les exemples des années 2015 et 2016.*

---

<sup>2</sup> Dossier R-3900-2014, page 13.

- Dans le contexte des changements majeurs affectant la prévision de la demande, les risques que doit supporter le Distributeur face aux revenus nets des achats ne sont plus de même nature ».

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1, les composantes des revenus totaux et des revenus requis pour l'année témoin 2017. Voici un extrait :

TABLEAU 1 :  
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRES DEMANDÉE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017 (M\$)

Revenus des ventes 2017 (sans hausse de tarif)	11 490,6
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	-14,0
Revenus autres que ventes d'électricité	165,9
Ajustement - Provision réglementaire 2016	-20,9 <sup>1</sup>
<b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>11 621,6</b>
<b>Revenus requis</b>	
Achats	
Achats d'électricité	5 807,6
Service de transport	2 916,6
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 167,3
Autres charges	1 116,0
Frais corporatifs	31,8
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	748,1
<b>Revenus requis</b>	<b>11 787,4</b>
<b>Revenus additionnels requis 2017</b>	<b>-165,8</b>

**Demandes :**

12.1 Veuillez commenter sur la nécessité de créer un nouveau compte d'écarts dans un contexte où le dossier R-3897-2014 sur l'établissement d'un mécanisme de réglementation incitative (MRI) est présentement en cours d'examen.

**Réponse :**

1           Le découplage (*decoupling*) est un mécanisme réglementaire captant les  
2           écarts de revenus causés par les variations entre la prévision des ventes et  
3           les ventes réelles. Ce mécanisme, un outil utilisé dans de nombreux MRI, est  
4           associé à la création d'un compte d'écarts et de reports (CER).

5           **Dr. MARK NEWTON LOWRY<sup>3</sup>:**  
6           ***Now, what I do mean by revenue decoupling?***  
7           ***Well, I think most of you know that it uses***  
8           ***variance accounts and rate riders to help the***  
9           ***actual revenue of the utility track the allowed***

<sup>3</sup> Notes sténographiques du 21 septembre 2016, pages 182-183 (R-3897-2014).

1 *revenue. And there are a lot of advantages to*  
2 *decoupling. It eliminates the throughput incentive,*  
3 *and it can immediately and entirely eliminate that*  
4 *incentive. It can also immediately and entirely*  
5 *eliminate the risk of rate designs that foster*  
6 *demand side management.*

7 **Le CER proposé sur les revenus nets des achats capte partiellement les**  
8 **écarts de revenus nets des achats, soit pour la portion non climatique hors du**  
9 **contrôle du Distributeur et incite à l'efficacité énergétique. Il s'inscrit donc**  
10 **parfaitement dans le contexte de l'établissement du mécanisme de**  
11 **réglementation incitative du Distributeur. En ce sens, et compte tenu du**  
12 **changement majeur du contexte d'affaires, il n'y a pas lieu d'attendre**  
13 **l'implantation du MRI pour mettre en place ce CER.**

12.2 Veuillez indiquer quels sont les changements au niveau du risque que devaient supporter le Distributeur face aux revenus nets des achats de 2004 à 2014 en comparaison avec ceux plus contemporains de 2015 et 2016. Veuillez expliquer en quoi ces changements ne sont plus de même nature, à l'exception du changement de comportement de la clientèle aux tarifs D et DM constatés en 2015.

**Réponse :**

14 **Voir la réponse à question 12.1.**

12.3 Advenant le cas où la Régie acceptait un compte d'écart relié aux revenus nets des achats d'électricité, veuillez commenter l'impact sur le niveau du risque du Distributeur qu'il doit supporter par rapport à celui du taux rendement en vigueur.

**Réponse :**

15 **La détermination du taux de rendement des capitaux propres pour le**  
16 **Distributeur repose sur l'analyse comparative de l'ensemble de ses risques**  
17 **d'affaires, réglementaires et financiers par rapport à ceux encourus par ses**  
18 **pairs de l'industrie. Cette analyse fait normalement l'objet d'une évaluation**  
19 **par des experts indépendants dans le cadre d'un dossier distinct portant sur**  
20 **la révision du taux de rendement.**

21 **Par conséquent, le Distributeur n'est pas en mesure de se prononcer sur**  
22 **l'impact spécifique qu'aurait sa proposition de compte d'écart relié aux**  
23 **revenus nets des achats d'électricité sur le niveau de son risque global**  
24 **relativement à ses pairs de l'industrie.**

12.4 Pour chaque composante du tableau 1 de la référence (ii), veuillez indiquer les comptes d'écart et de reports (CER) existants et celui demandé dans le présent dossier, et quantifier les données que les CER neutralisent.

Réponse :

1 Le tableau R-12.4 présente les composantes des revenus requis qui sont  
2 neutralisées par les CER existants et celui demandé dans le présent dossier.

**TABLEAU R-12.4 :**  
**COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS PAR COMPOSANTE DES REVENUS REQUIS (M\$)**

Revenus requis		Données neutralisées par les comptes d'écarts et de reports *	
<b>Achats</b>			
Achats d'électricité	5 807,6	Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité	5 807,6
Service de transport	2 916,6	Compte d'écarts - Charge locale de transport	2 916,6
<b>Coûts de distribution &amp; services à la clientèle</b>			
Charges d'exploitation **	1 167,3	Compte d'écarts - Coût de retraite	-7,9
Autres charges	1 116,0	Compte d'écarts - Combustibles	86,5
		Compte d'écarts - BEIE	42,0
		Compte de nivellement pour aléas climatiques	166,2
Frais corporatifs	31,8	Compte d'écarts - Coût de retraite	0,2
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	748,1		
<b>Revenus requis</b>	<b>11 787,4</b>		
<b>Revenus autres que ventes d'électricité</b>			
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	34,7	Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité	34,7
Autres revenus	131,2		
<b>Rabais sur ventes - MFR</b>	<b>-14,0</b>	Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité	-14,0
<b>Ventes d'électricité</b>			
Ventes d'électricité	11 635,5		
Ajustement - Provision réglementaire 2016	20,9		
Provision réglementaire 2017 récupérée en 2018	-54,3		
Ventes d'électricité après la hausse au 1 <sup>er</sup> avril 2017	11 602,1	Données neutralisées globalement par les CER suivants :	11 602,1
		Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité	
		Compte de nivellement pour aléas climatiques	
		Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité	

\* Incluant la disposition des soldes des comptes d'écarts et de reports des années antérieures.

\*\* Autres comptes d'écarts pour lesquels aucun montant n'est inscrit dans les revenus requis de l'année 2017 :

- compte d'écarts - Pannes majeures, neutralise seulement les écarts au-delà d'un seuil de 16 M\$ ;
- compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes, neutralise les coûts liés à de tels événements imprévisibles ;
- compte d'écarts - Projets majeurs, neutralise les coûts associés aux projets supérieurs à 10 M\$ intégrés mais non autorisés.

12.5 Advenant le cas où la Régie acceptait la création du compte d'écarts sur les revenus nets des achats d'électricité, veuillez commenter sur la possibilité d'établir un seuil. Si oui, lequel?

Réponse :

3 De façon générale, la fixation d'un seuil à l'éligibilité des coûts d'un compte  
4 d'écarts et de reports (CER) s'applique dans les cas d'évènements  
5 imprévisibles, comme les évènements climatiques extrêmes ou des bris  
6 majeurs, reconnus comme facteur Z dans les mécanismes de réglementation  
7 incitative. D'ailleurs, de tels seuils ont été fixés par la Régie dans le cas du  
8 compte pour pannes majeures et celui du CER pour évènements imprévisibles  
9 en réseaux autonomes.

10 En revanche, le CER sur les revenus nets des achats proposés résulte  
11 d'éléments dont l'occurrence peut être prévisible mais non leur ampleur. Ces

1 éléments sont hors du contrôle du Distributeur, de nature non climatique et  
2 présentent des critères de matérialité, de sorte qu'ils seraient considérés  
3 comme des exclusions (facteur Y des mécanismes de réglementation  
4 incitative). Dans un tel cas, un seuil n'est pas nécessaire comme l'ont précisé  
5 les experts de Concentric Energy Advisors lors des audiences de la phase 1  
6 pour l'établissement d'un MRI<sup>4</sup> :

7 Interrogatoire de Me J.-F. Ouimette

8 Q. [106] Et j'aimerais peut-être que l'on discute de  
9 la question du seuil de matérialité.

10 [...]

11 Q. [107] Et est-ce que vous faites référence autant  
12 au facteur Y et facteur Z?

13 Mr. JAMES M. COYNE:

14 A. *In this case, I'm only referring to the threshold  
15 for the Z factor.*

16 Q. [108] Okay.

17 A. *Because we do not believe that it's necessary to  
18 have or appropriate to have one for the Y factor,  
19 if those are determined to be flow-throughs, then  
20 there shouldn't be an economic limit on when they  
21 flow through.*

22 Q. [109] Okay.

23 A. *And that's true for another reason because Y  
24 factors flow in both directions, so if customers  
25 had been overcharged for something that's in a Y  
26 factor account, we would want to make sure that  
27 they were refunded in the next period and, for the  
28 same reason, the shareholder would recover if they  
29 had under-collected in rates the Y factor account.  
30 So, I think it's fair to both customers and the  
31 shareholder to make that Y factor a flow-through.*

32 Aussi, la symétrie du CER proposé rend également inutile la fixation d'un  
33 seuil, les écarts à la hausse comme à la baisse entre les revenus nets des  
34 achats reconnus de l'année témoin et ceux réels se reflèteront dans les  
35 dossiers tarifaires.

---

<sup>4</sup> Notes sténographiques du 21 septembre 2016, pages 90-92 (R-3897-2014).

## PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0018](#), p. 36;  
(ii) Pièce [B-0018](#), p. 11;  
(iii) Pièce [B-0009](#), p. 8.

### Préambule :

- (i) Dans le tableau D-3 : Ventes mensuelles prévues (D-2015-018) et réelles 2015 (GWh), le Distributeur indique que l'écart prévisionnel des ventes aux tarifs D et DM pour 2015 est de -1 739 GWh.
- (ii) « Aux tarifs D et DM, l'écart de -2 179 GWh [entre prévision normalisée 2016 et acceptée D-2016-033] découle essentiellement de la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été intégrés au modèle de prévision du secteur résidentiel et agricole. »
- (iii) « En outre, constatant que la prévision de la demande et des revenus des ventes est particulièrement affectée par les changements comportementaux de la clientèle qui rendent plus incertain l'établissement des revenus futurs, le Distributeur propose la création d'un compte d'écarts. Ce compte qui porte sur les revenus des ventes nets des achats d'électricité, permettra de neutraliser les écarts entre les montants réels de l'année et ceux reconnus pour cette même année ».

### Demandes :

- 13.1 Veuillez préciser les méthodologies de même que les sources d'information utilisées par le Distributeur qui lui ont permis d'identifier les trois principaux éléments de changement de comportement de la clientèle (référence (ii)).

### Réponse :

1 En lien avec l'écart de prévision constaté en 2015, le Distributeur a réalisé en  
2 2016 un sondage au sujet de l'utilisation de l'électricité au cours de la période  
3 2013 à 2015. Ce dernier a permis de valider la nature des changements de  
4 comportement de la clientèle résidentielle au cours de cette période.

5 À la question « Depuis l'automne 2013, de façon générale, avez-vous modifié  
6 la température moyenne à laquelle vous maintenez le chauffage de votre  
7 résidence ? », 19 % des clients sondés ont répondu par l'affirmative et pour  
8 un changement à la baisse. Ces clients ont modifié en moyenne leur  
9 température de consigne de -2,6°C, et ce, majoritairement afin de contrôler les  
10 coûts par une réduction de leur consommation d'énergie. De plus, 96 % de

1 ces clients prévoient conserver ces températures de consigne réduites au  
2 cours des prochaines années.

3 Les résultats du sondage démontrent également que 50 % des répondants ont  
4 installé des ampoules DEL dans leur résidence entre 2013 et 2015, et ce,  
5 principalement en remplacement d'ampoules qui n'étaient pas des DEL. De  
6 plus, une évaluation du marché de l'éclairage efficace confirme que depuis  
7 2014, les ventes d'ampoules DEL ont progressé de façon significative dans le  
8 marché, dépassant les anticipations du Distributeur à ce sujet.

9 Pour ce qui est de la consommation unitaire des nouveaux abonnements, le  
10 Distributeur a analysé les données de consommation des nouveaux clients  
11 résidentiels depuis 2008 afin de les comparer à celles du parc moyen actuel.  
12 L'analyse démontre que depuis 2013, la consommation unitaire d'un nouvel  
13 abonnement (environ 14 000 kWh, à conditions climatiques normales) est  
14 nettement inférieure à celle d'un abonnement existant moyen (environ  
15 18 000 kWh) ou même à celle d'un nouvel abonnement sur la période 2008 à  
16 2012 (environ 17 000 kWh). Deux éléments importants contribuent à ce  
17 phénomène. D'une part, la répartition des mises en chantiers entre les  
18 maisons et les appartements a basculé au courant des dernières années. En  
19 2008, 48 % des nouvelles habitations résidentielles étaient de type  
20 appartement, alors que cette proportion a atteint 64 % en 2015. Cet  
21 inversement de tendance a un effet direct sur la consommation unitaire des  
22 nouveaux abonnements. D'autre part, depuis 2012, le code de construction du  
23 Québec contient de nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique  
24 des constructions résidentielles. En encourageant la réalisation d'économies  
25 d'énergies importantes, ces nouvelles normes amènent une diminution de la  
26 consommation unitaire dans la nouvelle construction.

13.2 Veuillez élaborer sur la (les) cause(s) pouvant expliquer la baisse de la température de consigne des thermostats ainsi qu'une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements (référence (ii)).

**Réponse :**

27 **Voir la réponse à la question 13.1.**

13.3 À propos des écarts de consommation observés aux tarifs D et DM en 2015 (référence (i)) et prévus en 2016 (référence (ii)), veuillez estimer en GWh, pour chacune de ces deux années, la portion de variation de consommation attribuable au déploiement des ampoules DEL ainsi que celle attribuable à la baisse de la température de consigne des thermostats.

Réponse :

1 Les écarts de prévision de la demande aux tarifs D et DM attribuables aux  
2 différents éléments de changement identifiés sont présentés au  
3 tableau R-13.3.

**TABLEAU R-13.3 :**  
**IMPACT EN GWH DES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE CHANGEMENT**

	Écarts de prévision 2015 par rapport à la référence (i)	Écarts de prévision 2016 par rapport à la référence (ii)
Déploiement accéléré des ampoules DEL	-440	-560
Baisse de la T° de consigne	-840	-1030
Consommation unitaire des nouveaux abonnements	-490	-630

4 L'estimation de ces impacts s'appuie sur l'ensemble des analyses  
5 mentionnées à la réponse 13.1.

6 Par ailleurs, dans le cas de la consommation unitaire des nouveaux  
7 abonnements, le Distributeur n'est pas en mesure d'isoler l'impact des deux  
8 autres éléments de changement de comportement. Pour cette raison, les  
9 écarts mentionnés ne sont pas nécessairement additifs.

13.4 Dans la mesure où les éléments technico-économiques associés aux changements  
de comportement de la clientèle ont été intégrés dans les modèles de prévision du  
secteur résidentiel et agricole (références (ii)), veuillez élaborer sur la nature des  
changements de comportements que les modèles économétriques du Distributeur ne  
seraient pas en mesure de prédire, rendant plus incertain l'établissement des revenus  
futurs (référence (iii)). De même, veuillez préciser si le Distributeur s'attend à d'autres  
changements de comportements dans le futur qui auraient pour effet de générer un  
écart prévisionnel significatif des ventes aux tarifs D et DM.

Réponse :

10 Les changements de comportement constatés en 2015 (a posteriori) sont  
11 effectivement intégrés dans la prévision au secteur résidentiel. Toutefois, le  
12 Distributeur n'est pas à l'abri d'autres changements de comportement dans le  
13 futur. Étant donné que la prévision du Distributeur s'appuie sur une évolution  
14 graduelle de l'ensemble du contexte technico-économique (principalement  
15 l'efficacité et la diffusion des appareils), les changements de comportement  
16 significatifs chez un nombre important de clients peuvent entraîner des écarts  
17 majeurs dans les ventes et revenus du Distributeur. Par le passé, les

1 conversions massives vers le chauffage électrique à la fin des années 2000, le  
2 déploiement d'équipements électroniques et l'effritement rapide du parc  
3 biénergie sont des exemples de changements de comportement plus difficiles  
4 à prévoir.

5 Le Distributeur tient toutefois à préciser que les changements de  
6 comportement sur les grands usages résidentiels (chauffage des locaux,  
7 chauffage de l'eau, éclairage et climatisation) sont plus susceptibles d'avoir  
8 un impact significatif sur la prévision. Précisément, pour l'année témoin 2017,  
9 les changements de comportement possibles pourraient concerner, à titre  
10 d'exemple, le déploiement d'éclairage DEL, la diffusion du chauffage  
11 électrique (nouveaux abonnements ou marché existant), l'effritement de  
12 l'abaissement de la température de consigne ou l'évolution de la proportion  
13 des logements dans les mises en chantiers. Le Distributeur considère qu'il  
14 existe également un risque relatif aux autres usages, par exemple la transition  
15 vers l'utilisation des tablettes en remplacement des ordinateurs.

#### TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

14. **Références :** (i) Dossier R-3905-2014, pièce [B-0017](#), p. 17;  
(ii) Pièce [B-0020](#), p. 27;  
(iii) Pièce [B-0020](#), p. 8.

#### Préambule :

(i) Le Tableau B-1 à l'annexe B présente le calcul de l'écart entre les taux des obligations 30 ans et 10 ans au cours du mois d'avril 2014.

(ii) « *Les prévisions utilisées pour l'évaluation prospective du coût de la dette sont obtenues à partir du Consensus Forecasts publié en mai 2016 par la firme Consensus Economics Inc. Puisque les prévisions de taux d'intérêt de cette firme ne portent que sur les bons du Trésor 3 mois et les obligations gouvernementales 10 ans, il faut ajouter à ces taux une prévision d'écarts pour obtenir une prévision des taux d'intérêt applicables à la dette émise par Hydro-Québec.* » [nous soulignons]

(iii) « *En résumé, le contexte économique et financier n'ayant pas évolué de façon notable depuis le dernier dossier portant sur le taux de rendement des capitaux propres, le Distributeur demande le maintien du taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % pour l'année 2017, ce qui s'inscrit dans une perspective d'allègement réglementaire* ».

#### Demandes :

- 14.1 Veuillez déposer le tableau B-1 de la référence (i) pour le mois de mai 2016, et dont les données ont été utilisées pour l'établissement du coût de la dette tel que décrit à la référence (ii).

**Réponse :**

1            **Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-14.1 du fichier Excel**  
2            **HQD-16-1.2\_R-14.1-14.4.xlsx.**

3            **Par ailleurs, l'écart entre les taux obligataires présenté à l'onglet R-14.1 n'est**  
4            **plus présenté car il n'est plus utilisé aux fins de la pièce HQD-4, document 3.2.**

5            **Aussi, il importe de préciser que l'écart entre les taux des obligations 10 ans**  
6            **et 30 ans du gouvernement du Canada n'est pas, et n'a jamais été utilisé aux**  
7            **fins de la prévision des variables économiques référée en (ii). Cet écart a été**  
8            **utilisé uniquement pour les fins de détermination du taux de rendement des**  
9            **capitaux propres pour la période précédant le dossier R-3842-2013, avant que**  
10           **la Régie ne fixe ce taux à 8,2 %.**

14.2    Veuillez fournir les données historiques mensuelles depuis le 31 décembre 2009 du  
taux de rendement des obligations 30 ans des sociétés réglementées canadiennes,  
soit l'indice obligataire Bloomberg C29530Y. Veuillez fournir le fichier excel.

**Réponse :**

11           **Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-14.2 du fichier Excel**  
12           **HQD-16-1.2\_R-14.1-14.4.xlsx.**

14.3    Veuillez fournir les données historiques mensuelles depuis le 31 décembre 2009 du  
taux de rendement des obligations 30 ans du gouvernement du Canada. Veuillez  
fournir le fichier excel.

**Réponse :**

13           **Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-14.3 du fichier Excel**  
14           **HQD-16-1.2\_R-14.1-14.4.xlsx.**

14.4    Veuillez fournir les données historiques mensuelles depuis le 31 décembre 2009 du  
taux de rendement des obligations 30 ans du gouvernement du Québec. Veuillez  
fournir le fichier excel.

**Réponse :**

15           **Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-14.4 du fichier Excel**  
16           **HQD-16-1.2\_R-14.1-14.4.xlsx.**

---

**COÛTS ÉVITÉS**

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p.5;
  - (ii) Décision [D-2016-033](#), p.72 et 73, par. 256;
  - (iii) Pièce [B-0024](#), p.13, tableau 8.

**Préambule :**

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

- 2017 à 2026 inclusivement :

- le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh (\$ 2016), indexé à l'inflation ;
- le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2016), indexé à l'inflation ».

(ii) Dans sa décision D-2016-033, la Régie fixait un coût évité de l'énergie de long terme, en réseau intégré, à compter de 2024.

**Demandes :**

15.1 Veuillez expliquer pourquoi le coût évité de énergie de court terme se prolonge jusqu'en 2026 au lieu de 2024 tel que fixé par la Régie dans sa décision D-2016-033.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur rappelle que le signal de coût évité s'appuie sur la**  
2           **planification de l'équilibre offre-demande, laquelle est mise à jour chaque**  
3           **année pour les besoins du dossier tarifaire puis pour le plan**  
4           **d'approvisionnement (ou son état d'avancement).**

5           **Le Distributeur rappelle également que lors du dossier R-3933-2015, il**  
6           **prévoyait que des approvisionnements de long terme pourraient être requis à**  
7           **compter de 2024<sup>5</sup> et que c'est notamment sur cette base que la Régie fixait un**  
8           **coût d'énergie de long terme à compter de cette date<sup>6</sup>. Or, dans le présent**  
9           **dossier, le bilan offre-demande en énergie du Distributeur présente**  
10           **d'importants surplus sur l'horizon 2017-2026. Aucun approvisionnement de**  
11           **long terme n'étant requis sur cet horizon, le Distributeur maintient son signal**  
12           **de court terme jusqu'en 2026.**

---

<sup>5</sup> Pièce HQD-4, document 4 (B-0021) du dossier R-3933-2015, page 5.

<sup>6</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 248.

15.2 Veuillez déposer le coût évité de l'énergie à compter de 2024 ou 2026, selon le cas.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 15.1.

15.3 Veuillez présenter la section relative aux Achats de court terme du tableau de la référence (iii) selon le format du tableau ci-dessous, fournies par le Distributeur au dossier tarifaire R-3933-2015 (Pièce [B-0023](#), p.13, tableau 8).

INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2014

		Indicateur de marché	Coûts réels
<b>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</b>			
Coût total	M\$	1 239,9	1 709,9
Besoins postpatrimoniaux	TWh	15,3	15,3
Coût moyen	\$/MWh	81,1	111,9
<b>Achats de long terme</b>			
Coûts des approvisionnements	M\$	761,2	1 151,6
Coût de la fermeture de TCE <sup>(1)</sup>	M\$	37,4	37,4
Coût total	M\$	798,5	1 189,0
Quantités acquises	TWh	12,5	12,5
Coût moyen	\$/MWh	63,6	94,8
<b>Achats de court terme</b>			
NYHQ_GEN_IMPORT <sup>(2)(3)</sup>	\$/MWh	143,9	
+ Frais de sortie de NY <sup>(2)(3)</sup>	\$/MWh	5,4	
+ Frais de courtage <sup>(3)</sup>	\$/MWh	0,8	
+ Frais de GES <sup>(4)</sup>	\$/MWh	3,0	
= Prix d'achat	\$/MWh	153,1	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	M\$	409,6	495,4
Coût de l'entente cadre	M\$	0,1	0,1
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	M\$	13,3	7,1
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	M\$	18,4	18,4
Coût total	M\$	441,4	521,0
Quantités acquises	TWh	2,7	2,7
Coût moyen	\$/MWh	161,4	190,5

Réponse :

2 Le Distributeur présente au tableau R-15.3 l'indicateur de prix de marché  
3 relatif aux achats de court terme pour l'année 2015.

**TABLEAU R-15.3 :**  
**INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2015 – ACHATS DE COURT TERME**

		Indicateur de marché NY (ancien indicateur)	Coûts réels
<i>Achats de court terme</i>			
NY HQ_GEN_IMPORT	SCAN/MWh	71,9	
+ Frais de sortie de NY	SCAN/MWh	4,2	
+ Frais de courtage	SCAN/MWh	1,0	
+ Frais de GES	SCAN/MWh	1,8	
= Prix d'achat	SCAN/MWh	78,9	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	MS	236,3	253,8
Coût de l'entente cadre	MS	0,0	0,0
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	MS	3,4	4,0
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	MS	29,7	29,7
<b>Coût total</b>	<b>MS</b>	<b>269,3</b>	<b>287,5</b>
Quantités acquises	TWh	3,0	3,0
Coût moyen	\$/MWh	89,2	95,2

16. **Références :** (i) Décision [D-2016-033](#), p.77, par. 271 à 273;  
(ii) Pièce [B-0021](#), p.5 et 6.

**Préambule :**

(i) « [271] En outre, la Régie note que l'argument du Distributeur à l'effet que le prix pour une garantie de puissance demandée sur les mois d'hiver serait le même que pour toute l'année n'est pas appuyé par une preuve probante.

[272] Enfin, le critère du Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC), impliquant la disponibilité de ressources en puissance toute l'année, n'a pas changé lui non plus. Le Distributeur a toujours, dans les années précédentes, disposé en été de suffisamment de ressources en puissance et l'examen du NPCC se concentre essentiellement sur le respect du critère au moment de la pointe d'hiver au Québec.

[273] **La Régie conclut qu'il n'y a pas lieu de changer, à ce stade-ci, la méthode d'établissement des coûts évités en puissance de long terme** ». [note de bas de page omise]

- (ii) « À partir de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.
- Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016, indexé à l'inflation) ;
  - À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité est de 108 \$/kW-an (\$ 2016, indexé à l'inflation).

Dans sa décision D-2016-033, la Régie fixait le signal de prix à 53 \$/kW-hiver à compter de l'hiver 2018-2019. Toutefois, le Distributeur réitère respectueusement sa proposition d'établir le signal de coût évité selon l'approche proposée dans le cadre du dossier R-3933-2015. Le Distributeur rappelle en effet que la valorisation d'un nouvel équipement en dehors de la période d'hiver n'est plus possible dans le contexte actuel, rendant ainsi irréaliste l'hypothèse d'un équipement dédié à 50 % aux besoins du Québec.

Tout d'abord, toutes les capacités de transport ferme sur les interconnexions à partir du Québec sont réservées à très long terme, rendant donc impossible la revente de puissance et de l'énergie y étant associée durant les mois d'avril à novembre. Afin d'illustrer cette nouvelle réalité, le Distributeur souligne que les interconnexions vers l'état de New York et ceux de la Nouvelle-Angleterre sont réservées jusqu'en 2044.

De plus, un équipement situé à l'extérieur de la zone d'équilibrage du Québec qui transiterait par une interconnexion existante cannibaliserait la capacité d'importation du Distributeur en pointe, n'amenant ainsi aucune contribution additionnelle au bilan en puissance.

Enfin, le fait que l'A/O 2015-01 ait porté sur une période annuelle plutôt qu'hivernale n'a aucunement biaisé le résultat des soumissions reçues. En effet, l'impossibilité de pouvoir valoriser la puissance sur les marchés externes, compte tenu de l'absence de disponibilités sur les interconnexions, a inévitablement contraint les soumissionnaires à élaborer leurs propositions en comptant uniquement sur le rendement procuré par l'entente avec le Distributeur pour rentabiliser leurs investissements ». [note de bas de page omise] [nous soulignons]

#### **Demandes :**

16.1 En regard des sections soulignées, veuillez élaborer les éléments qui justifieraient l'abandon de l'hypothèse d'un équipement dédié à 50 % aux besoins du Québec.

#### **Réponse :**

1 Tout d'abord, le Distributeur rappelle qu'au moment d'émettre l'hypothèse  
2 d'un équipement dédié à 50 % pour les besoins du Québec, la situation  
3 concernant les capacités de transport ferme disponibles sur les  
4 interconnexions à partir du Québec aurait permis aux éventuels  
5 soumissionnaires de valoriser une partie de leur équipement par la vente de  
6 puissance et d'énergie sur les marchés limitrophes.

7 Ensuite, au moment de lancer l'appel d'offres de puissance de long terme de  
8 500 MW (A/O 2015-01), les capacités de transport ferme sur les  
9 interconnexions à partir du Québec étaient, et demeurent encore aujourd'hui,  
10 réservées à très long terme. Ce faisant, à moins d'être détenteur de capacités  
11 de transit, tout soumissionnaire à l'appel d'offres de puissance du  
12 Distributeur ne pouvait valoriser une partie de son équipement sur les  
13 marchés limitrophes. En réponse à l'appel d'offres du Distributeur, le  
14 soumissionnaire devait donc soumettre un prix qui lui permettait de récupérer  
15 l'ensemble de ses coûts (investissement, maintenance, opération et  
16 rendement) uniquement par l'entremise de son entente avec le Distributeur,

1 sachant qu'il ne pouvait espérer obtenir de revenu de la vente de puissance et  
2 d'énergie sur les marchés limitrophes.

3 Ainsi, tant que les capacités de transport ferme sur les interconnexions à  
4 partir du Québec demeureront réservées à très long terme, le prix qui sera  
5 payé par le Distributeur pour de la puissance de long terme ne sera pas  
6 tributaire du nombre de mois au cours desquels l'équipement doit être dédié  
7 aux besoins du Québec.

8 Pour fins de démonstration, le Distributeur propose l'exemple suivant :

9 Le Distributeur lance un appel d'offres de puissance long terme visant  
10 l'acquisition de 500 MW durant 20 ans.

11 L'entreprise fictive HIPOWER entend offrir 100 MW à un prix qui lui  
12 procurera un revenu annuel fixe de 12 M\$, un niveau de revenu qui lui  
13 permettrait de récupérer l'ensemble de ses coûts, incluant un rendement.

14 Si l'appel d'offres spécifie que l'équipement doit être dédié à 100 % aux  
15 besoins du Québec, c'est-à-dire 12 mois par année, alors HIPOWER  
16 soumettra un prix de 120 \$/kW-an, correspondant à un prix mensuel de  
17 10 \$/kW. Avec ce prix, HIPOWER obtient le revenu annuel recherché, soit  
18 12 M\$ (120 \$/kW × 100 MW ou 10 \$/kW × 12 mois × 100 MW).

19 Si l'appel d'offres spécifie que l'équipement doit être dédié à 50 % aux  
20 besoins du Québec, c'est-à-dire 6 mois par année, alors HIPOWER, sachant  
21 qu'elle ne peut valoriser son équipement autrement que par son entente  
22 avec le Distributeur, soumettra un prix de 120 \$/kW-6mois, correspondant à  
23 un prix mensuel de 20 \$/kW. Avec ce prix, HIPOWER obtient le revenu  
24 annuel recherché, soit 12 M\$ (120 \$/kW × 100 MW ou 20 \$/kW × 6 mois ×  
25 100 MW).

26 L'exercice pourrait être répété en supposant que l'équipement est dédié  
27 entre 1 à 12 mois ; sur une base annuelle, le Distributeur paiera  
28 invariablement 120 \$/kW.

29 Le meilleur signal de prix qui puisse être utilisé par le Distributeur  
30 correspond à celui qui provient du marché et qui résulte du plus récent  
31 appel d'offres.

- 16.2 Veuillez indiquer si le critère du North Power Coordinating Council Inc. (NPCC), impliquant la disponibilité de ressources en puissance toute l'année, a été modifié, faisant en sorte que le Distributeur doive maintenant fixer comme coût évité en puissance le coût d'un équipement disponible toute l'année alors qu'auparavant il pouvait diminuer ce coût de 50 % en ne considérant que ses besoins en hiver.

Réponse :

- 1 Le critère de fiabilité du NPCC (espérance de délestage = 0,1 jour/an) n'a pas  
2 changé et s'applique sur tous les mois de l'année.

**CHARGES D'EXPLOITATION**

17. **Références :** (i) Pièce [B-0027](#), p. 21, tableau A-1;  
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 8 et 9.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau A-1, l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2017.

**TABLEAU A-1 :**  
**ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION**  
**LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE (M\$)**

	Année témoin 2017
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2016-033 (selon tableau 2 - incluant redressement)	970,2
Élément de conciliation - Rendement des fournisseurs	-10,2
Autre ajustement - Rémunération incitative	-1,7
Charges d'exploitation 2016 pour établissement de l'enveloppe	958,3
Démarche de planification	
Facteur d'évolution combiné des charges de 3,0 %	28,9
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,4
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-2,7
Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements	5,1
	16,9
Élément de conciliation + Rendement des fournisseurs	10,5
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2017	985,7

- (ii) Le Distributeur indique que :

« [...] Cette efficience, qui bénéficie à la clientèle par l'entremise de tarifs moindres, représente un taux moyen annuel de gains de 3,3 % depuis 2008 et de 4,5 % depuis 2014. Ces taux, largement supérieurs à la cible minimale de 1,5 % fixée par la Régie dans sa décision D-2014-037, témoignent des efforts d'efficience constants du Distributeur ».

Il présente au tableau 1 les gains d'efficacité de 2008 à 2017.

**Demandes :**

17.1 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2017, en considérant comme point de départ l'année de base 2016 (après reclassements). Veuillez présenter le même niveau de détail que le tableau A-1 (référence (i)).

**Réponse :**

1            **Le tableau R-17.1 détaille le calcul de l'enveloppe 2017 des charges**  
 2            **d'exploitation liées aux activités de base en considérant l'année de base 2016**  
 3            **comme point de départ.**

**TABLEAU R-17.1 :**  
**ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION**  
**LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE EN CONSIDÉRANT L'ANNÉE DE BASE 2016**  
**COMME POINT DE DÉPART (M\$)**

	Année témoin 2017
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année de base 2016 (après reclassements)</b>	<b>973,0</b>
<b>Élément de conciliation</b> - Rendement des fournisseurs	<b>-8,7</b>
<b>Charges d'exploitation 2016 pour établissement de l'enveloppe</b>	<b>964,3</b>
<b>Démarche de planification</b>	
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,9 %	28,2
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,5
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-2,7
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,0</u>
	<b>17,0</b>
<b>Élément de conciliation</b> + Rendement des fournisseurs	<b>10,5</b>
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2017</b>	<b>991,8</b>

17.2 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2017, en considérant comme point de départ l'année historique 2015 (après reclassements). Veuillez présenter le même niveau de détail que le tableau A-1 (référence (i)).

Réponse :

- 1 Le tableau R-17.2 détaille le calcul de l'enveloppe 2017 des charges  
2 d'exploitation liées aux activités de base en considérant l'année historique  
3 2015 comme point de départ.

**TABLEAU R-17.2 :**  
**ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION**  
**LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE EN CONSIDÉRANT L'ANNÉE HISTORIQUE 2015**  
**COMME POINT DE DÉPART (M\$)**

	Année de base 2016	Année témoin 2017
<b>Enveloppe des charges d'exploitation <sup>1</sup></b>	<b>945,0</b>	<b>950,8</b>
<b>Élément de conciliation</b>		
- Rendement des fournisseurs	-6,1	-8,7
<b>Autres ajustements</b>		
- Rémunération incitative	-2,2	
- Règlement de dossiers de réclamations	10,7	
<b>Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe</b>	<b>947,4</b>	<b>942,1</b>
<b>Démarche de planification</b>		
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,7 % / 2,9 %	25,4	27,7
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,2	-14,1
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-22,5	-2,7
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,0</u>	<u>5,8</u>
	-5,3	16,7
<b>Élément de conciliation</b>		
+ Rendement des fournisseurs	8,7	10,5
<b>Enveloppe des charges d'exploitation</b>	<b>950,8</b>	<b>969,3</b>

<sup>1</sup> L'enveloppe de l'année de base 2016 a été recalculée à partir de l'année historique 2015 (après reclassements).

- 17.3 Veuillez fournir le détail du calcul du facteur combiné des charges de 3,0 % (ou 28,9 M\$).

Réponse :

- 4 Le tableau R-17.3 présente le détail du calcul du facteur de progression  
5 combinée des charges de 28,9 M\$.

**TABLEAU R-17.3 :  
CALCUL DU FACTEUR DE PROGRESSION COMBINÉE DES CHARGES (M\$)**

	D-2016-033		Référence			
Masse salariale	A	632,4	HQD-5, document 1, tableau 2			
Moins : Masse salariale incluse dans les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et les éléments spécifiques	B	88,5	HQD-8, document 1, annexe B			
Masse salariale excluant la portion incluse dans les éléments spécifiques	C	543,9	(A-B)			
Taux de capitalisation excluant le compte d'écarts du coût de retraite	D	25,7%	HQD-8, document 1, tableau 4 (12,4/ 48,3)			
Moins : Portion capitalisable de la Masse salariale	E	139,6	(C*D)			
Masse salariale excluant la portion capitalisable	F	404,3	(C-E)			
Charges d'exploitation à des fins statutaires	G	958,3	HQD-8, document 1, annexe A			
			Taux de progression	Taux de progression pondéré	Charges d'expl. à des fins statutaires (G)	Facteur de progression combiné des charges
Proportion de la Masse salariale sur les Charges d'exploitation totales	(F/G)	42%	4,4%	1,85%		
Proportion des Autres charges sur les Charges d'exploitation totales		58%	2,0%	1,16%		
			<b>3,01%</b>		958,3	28,9

17.4 Veuillez fournir le détail du calcul de facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements de 0,5 % (ou 5,1 M\$).

Réponse :

1 **Le tableau R-17.4 présente le détail du calcul du facteur de croissance des**  
 2 **activités liées aux nouveaux abonnements de 5,1 M\$.**

**TABLEAU R-17.4 :  
CALCUL DU FACTEUR DE CROISSANCE DES ACTIVITÉS LIÉES AUX  
NOUVEAUX ABONNEMENTS**

			Référence
Nombre d'abonnements - D-2016-033	A	4 255 050	HQD-2, document 1, annexe A
Nombre d'abonnements - Année témoin 2017	B	4 285 421	HQD-2, document 1, annexe A
Variation des abonnements	C	0,71%	(B/A-1)
Charges d'exploitation à des fins statutaires	D	958,3	HQD-8, document 1, annexe A
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements à 75%	E	<b>5,1</b>	(C*D*75%)

17.5 Considérant un taux moyen annuel de gains d'efficience de 3,3 % depuis 2008 et de 4,5 % depuis 2014 (référence ii), veuillez commenter la possibilité d'appliquer une cible de gains d'efficience de plus de 1,5 % pour l'année témoin 2017.

Réponse :

1 Les taux moyens annuels des gains réalisés par le Distributeur dans les  
2 dernières années ne peuvent constituer une base raisonnable pour établir une  
3 cible de gain d'efficacité supérieure à 1,5 % pour l'année témoin 2017. En  
4 effet, compte tenu des efforts d'efficacité importants réalisés depuis 2008, il  
5 s'avère de plus en plus difficile pour le Distributeur de conserver le même  
6 niveau d'efficacité que par le passé tout en fournissant à sa clientèle une  
7 alimentation électrique fiable ainsi que des services à la clientèle de qualité et  
8 faciles d'accès. Plus particulièrement, de nouvelles pistes d'efficacité  
9 récurrentes et permanentes associées à des actions de gestion courante  
10 deviennent de plus en plus ardues à trouver.

18. Référence : Pièce [B-0027](#), p. 9, tableau 3.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 3, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, dont les interventions en efficacité énergétique (incluant PGEÉ).

La Régie présente au tableau suivant l'évolution des charges liées interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ) de 2008 à 2017 :

(en M\$)	Année témoin (autorisée)	Année de base	Année historique	Variation Année historique vs Autorisée	
2008	56,8		51,9	(4,9)	(8,6 %)
2009	67,8		51,3	(16,5)	(24,3 %)
2010	69,1		44,5	(24,6)	(35,6 %)
2011	57,2		32,0	(25,2)	(44,1 %)
2012	44,1 <sup>1</sup>	38,1	30,6	(13,5)	(30,6 %)
2013	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0	20,0	(15,0)	(42,9 %)
2016	30,1 <sup>2</sup>	29,5		(0,6)	(2,0 %)
2017	30,0				

Sources : Pièce B-0027, p. 9 ; et décision D-2016-033, p. 131.

Note 1 : Le montant autorisé de 44,1 M\$ pour l'année 2012 inclut une réduction de 7,8 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2012-024.

Note 2 : Le montant autorisé de 30,1 M\$ pour l'année 2016 inclut une réduction de 5,0 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2016-033.

**Demande :**

18.1 Veuillez justifier la hausse de 10,0 M\$ (50 %) entre l'année témoin 2017 et l'année historique 2015.

**Réponse :**

1 Les activités planifiées en 2017 nécessitant des montants plus élevés qu'en  
2 2015 visent essentiellement le marché Résidentiel, notamment pour le  
3 programme *Sensibilisation Mieux consommer* et ceux de gestion de la  
4 demande en puissance.

5 Comme l'explique le Distributeur dans son Rapport annuel 2015<sup>7</sup>, des charges  
6 inférieures de 4 M\$ étaient enregistrées pour le programme *Sensibilisation*  
7 *Mieux consommer*, notamment en raison d'un nombre moindre que prévu de  
8 campagnes *Les bons réflexes*. En 2017, ces campagnes devraient être plus  
9 nombreuses.

10 Quant à l'écart pour les charges relatives à la gestion de la demande en  
11 puissance, il reflète les efforts du Distributeur visant à assurer une couverture  
12 adéquate du marché lors du lancement des interventions.

19. Référence : Pièce [B-0027](#), p. 16, tableau 11.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 11, les éléments spécifiques, dont le reclassement de deux éléments spécifiques vers les activités de base.

---

<sup>7</sup> Voir la section 3.1 de la pièce HQD-7, document 3.

**TABLEAU 11 :  
 ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES (M\$)**

Description	Année historique 2015	2016		Année témoin 2017	Variation 2017 vs D-2016-033
		D-2016-033	Année de base		
Électrification du transport collectif	0,8	0,8	0,8	0,8	0,0
Lecture à distance - Phases 2 et 3	34,7	36,7	31,1	30,3	-6,4
<b>Reclassement vers les activités de base</b>					
Automatisation du réseau	5,2	6,3	6,3	6,3	0,0
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	1,7	1,7	1,7	1,7	0,0
<b>Total - Éléments spécifiques (avant reclassements)</b>	<b>42,4</b>	<b>45,5</b>	<b>39,9</b>	<b>39,1</b>	<b>-6,4</b>
<b>Reclassement vers les activités de base</b>					
Automatisation du réseau	-5,2	-6,3	-6,3	-6,3	0,0
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	0,0
<b>Total - Éléments spécifiques reclassés</b>	<b>-6,9</b>	<b>-8,0</b>	<b>-8,0</b>	<b>-8,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Total - Éléments spécifiques (incluant reclassements)</b>	<b>35,5</b>	<b>37,5</b>	<b>31,9</b>	<b>31,1</b>	<b>-6,4</b>

**Demande :**

19.1 Veuillez commenter la possibilité de reclasser également l'élément spécifique « Électrification du transport collectif » vers les activités de base de l'année témoin 2017, en raison du montant non significatif de 0,8 M\$ pour la période 2015 à 2017.

**Réponse :**

1           **La politique énergétique actuelle du gouvernement du Québec fait état d'une**  
 2           **participation technique et financière d'Hydro-Québec dans la mise en place**  
 3           **des infrastructures et de l'équipement nécessaire à l'électrification du**  
 4           **transport. Les changements législatifs nécessaires à la mise en œuvre de**  
 5           **cette politique n'ont pas été effectués à ce jour, mais pourraient certainement**  
 6           **avoir un effet sur les coûts de cet élément spécifique.**

7           **Pour ces raisons, le Distributeur ne juge donc pas approprié à ce moment-ci**  
 8           **de reclasser cet élément spécifique vers les activités de base de l'année**  
 9           **témoin 2017.**

**MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS**

- 20. Références :** (i) Pièce [B-0028](#), p. 5, tableau 1;  
(ii) Pièce [B-0028](#), p. 6 à 8.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1, les composantes de la masse salariale pour les années 2015 à 2017, dont les salaires de base :

Année historique 2015 :	404,6 M\$
D-2016-033 ajustée :	414,6 M\$
Année de base 2016 :	414,4 M\$
Année témoin 2017 :	422,6 M\$

- (ii) Le Distributeur explique de façon détaillée les écarts liés aux salaires de base, entre :
- l'année de base 2016 et la décision D-2016-033 ajustée;
  - l'année témoin 2017 et l'année de base 2016.

**Demandes :**

- 20.1 Veuillez expliquer de façon détaillée l'écart de 8,0 M\$ (1,9 %) entre les salaires de base l'année témoin 2017 et ceux reconnus en 2016 (D-2016-033), selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

- 1           **L'augmentation des salaires de base de 8,0 M\$ s'explique principalement par**  
2           **les éléments suivants :**
- 3           • **un ajustement économique totalisant 13,5 M\$ provenant, d'une part,**  
4           **des augmentations salariales et, d'autre part, de l'intégration d'une**  
5           **portion du régime de rémunération incitative dans les échelles**  
6           **salariales de certains groupes d'emplois ;**
  - 7           • **un ajustement lié à l'évolution de la main-d'œuvre projetée, pour un**  
8           **montant de 6,4 M\$ (facteur de projection de 0,8 %) ;**
  - 9           • **une diminution de 164 ETC pour un montant de 13,8 M\$, dont le détail**  
10           **est présenté au tableau R-22.1.**

- 20.2 Veuillez expliquer de façon détaillée l'écart de 18,0 M\$ (4,4 %) entre les salaires de base l'année témoin 2017 et ceux de l'année historique 2015, selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

- 11           **L'augmentation des salaires de base de 18,0 M\$ s'explique principalement par**  
12           **les éléments suivants :**

- 1                   • un ajustement économique totalisant 23,9 M\$ provenant, d'une part,  
2                   des augmentations salariales et d'autre part, de l'intégration d'une  
3                   portion du régime de rémunération incitative dans les échelles  
4                   salariales de certains groupes d'emplois ;
- 5                   • un ajustement lié à l'évolution de la main-d'œuvre projetée, pour un  
6                   montant de 7,0 M\$ (facteur de projection de 0,8 %) ;
- 7                   • une diminution de 287 ETC pour un montant de 12,2 M\$, dont le détail  
8                   est présenté au tableau R-22.1.

20.3 Veuillez présenter l'évolution des salaires de base, en fournissant pour la période 2011 à 2017 les données suivantes :

- Les activités de base;
- Le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers;
- Le détail des éléments spécifiques;

et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Veuillez également présenter les écarts et expliquer les écarts importants.

Réponse :

9                   **Les tableaux R-20.3-A à R-20.3-G présentent l'évolution des ETC et des**  
10                   **salaires de base pour les années 2011 à 2017.**

**TABLEAUX R-20.3-A :**  
**ÉVOLUTION DES ETC ET DES SALAIRES DE BASE DE L'ANNÉE HISTORIQUE 2011**

2011	ETC				M\$			
	Année témoin ajustée	D-2011-028 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2011-028 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
<b>Éléments spécifiques</b>	133	133	108	(25)	13,1	13,1	11,5	(1,6)
Automatisation du réseau	52	52	42	(10)	5,2	5,2	4,3	
Sécurité cybermétique	6	6	0	(6)	0,6	0,6		(0,6)
Lecture à distance - Phase 1	42	42	25	(17)	3,5	3,5	3,2	(0,3)
Optimisation des systèmes clientèle (OSC)	0	0	15	15			1,0	1,0
Électrification du transport collectif	5	5	0	(5)	0,5	0,5		(0,5)
Ajout condensateurs sur le réseau	28	28	5	(23)	3,3	3,3	0,5	(2,8)
CATVAR	0	0	21	21	0,0		2,5	2,5
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	30	30	38	8	3,5	3,5	1,9	(1,6)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	16	16	35	19	2,3	2,3	1,6	(0,7)
Progiciel GE Smallworld	3	3		(3)	0,2	0,2		(0,2)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	11	11	3	(8)	1,0	1,0	0,3	(0,7)
<b>Éléments spécifiques et Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	163	163	146	(17)	16,6	16,6	13,4	(3,2)
<b>Activités de base</b>	7 646	7 613	7 217	(396)	493,2	490,7	453,3	(37,4)
<b>TOTAL (avant ajustements organisationnels)</b>	<b>7 809</b>	<b>7 776</b>	<b>7 363</b>	<b>(413)</b>	<b>509,8</b>	<b>507,3</b>	<b>466,7</b>	<b>(40,6)</b>
Ajustements organisationnels	(245)	(245)		245	(17,7)	(17,7)		17,7
<b>TOTAL</b>	<b>7 564</b>	<b>7 531</b>	<b>7 363</b>	<b>(168)</b>	<b>492,1</b>	<b>489,6</b>	<b>466,7</b>	<b>(22,9)</b>

**TABLEAUX R-20.3-B :**  
**ÉVOLUTION DES ETC ET DES SALAIRES DE BASE DE L'ANNÉE HISTORIQUE 2012**

2012	ETC				M\$			
	Année témoin ajustée	D-2012-024 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2012-024 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
<b>Éléments spécifiques</b>	118	118	80	(38)	14,0	14,0	7,7	(6,3)
Automatisation du réseau	39	39	28	(11)	4,3	4,3	3,0	
Lecture à distance - Phase 1	60	60	35	(25)	8,0	8,0	3,7	(4,3)
Optimisation des systèmes clientèle (OSC)	15	15	17	2	1,1	1,1	1,0	(0,1)
Électrification du transport collectif	4	4	0	(4)	0,6	0,6		(0,6)
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	95	91	57	(34)	10,6	9,0	5,7	(3,3)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	25	21	18	(3)	3,3	1,7	1,2	(0,5)
Interventions en efficacité énergétique	59	59	36	(23)	6,3	6,3	4,2	(2,1)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	11	11	3	(8)	1,0	1,0	0,3	(0,7)
<b>Variation découlant des Éléments spécifiques et des Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	213	209	137	(72)	24,6	23,0	13,4	(9,6)
<b>Activités de base</b>	7 390	7 329	6 768	(561)	484,3	481,3	434,4	(46,9)
<b>TOTAL (avant ajustements organisationnels)</b>	<b>7 603</b>	<b>7 538</b>	<b>6 905</b>	<b>(633)</b>	<b>508,8</b>	<b>504,3</b>	<b>447,8</b>	<b>(56,5)</b>
Ajustements organisationnels	(167)	(167)		167	(13,7)	(13,7)		13,7
<b>TOTAL</b>	<b>7 436</b>	<b>7 371</b>	<b>6 905</b>	<b>(466)</b>	<b>495,1</b>	<b>490,6</b>	<b>447,8</b>	<b>(42,8)</b>

**TABLEAUX R-20.3-C :**  
**ÉVOLUTION DES ETC ET DES SALAIRES DE BASE DE L'ANNÉE HISTORIQUE 2013**

2013	ETC				M\$			
	Année témoin ajustée	D-2013-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2013-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
<b>Éléments spécifiques</b>	144	144	221	77	10,4	10,4	16,7	6,3
Automatisation du réseau	34	34	20	(14)	2,7	2,7	1,9	(0,8)
Lecture à distance - Phase 1	87	87	184	97	6,6	6,6	13,9	7,3
Optimisation des systèmes clientèle (OSC)	23	23	17	(6)	1,1	1,1	0,9	(0,2)
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	88	88	67	(21)	6,8	6,8	6,3	(0,5)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	25	25	26	1	1,3	1,3	1,3	0,0
Interventions en efficacité énergétique	59	59	38	(21)	5,2	5,2	4,8	(0,4)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	4	4	3	(1)	0,3	0,3	0,2	(0,1)
<b>Éléments spécifiques et Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	232	232	288	56	17,2	17,2	23,0	5,8
<b>Activités de base</b>	6 949	6 949	6 079	(870)	470,0	464,5	399,2	(65,3)
<b>TOTAL (avant ajustements organisationnels)</b>	<b>7 181</b>	<b>7 181</b>	<b>6 367</b>	<b>(814)</b>	<b>487,2</b>	<b>481,7</b>	<b>422,2</b>	<b>(59,5)</b>
Ajustements organisationnels	(84)	(84)		84	(6,0)	(6,0)		6,0
<b>TOTAL</b>	<b>7 097</b>	<b>7 097</b>	<b>6 367</b>	<b>(730)</b>	<b>481,2</b>	<b>475,7</b>	<b>422,2</b>	<b>(53,5)</b>

**TABLEAUX R-20.3-D :**  
**ÉVOLUTION DES ETC ET DES SALAIRES DE BASE DE L'ANNÉE HISTORIQUE 2014**

2014	ETC				M\$			
	Année témoin ajustée	D-2014-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2014-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
<b>Éléments spécifiques</b>	224	159	272	113	11,6	6,0	18,3	12,3
Automatisation du réseau	23	23	10	(13)	1,9	1,2	1,9	0,7
Lecture à distance - Phase 1	66	66	124	58	9,7	4,8	7,9	3,1
Lecture à distance - Phases 2 et 3	70	70	138	68			8,5	8,5
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	66	66	62	(4)	4,8	5,7	5,1	(0,6)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	25	25	26	1	1,3	1,5	1,5	0,0
Interventions en efficacité énergétique	37	37	33	(4)	3,2	3,9	3,3	(0,6)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	4	4	3	(1)	0,3	0,3	0,3	0,0
<b>Éléments spécifiques et Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	290	225	334	109	16,4	11,7	23,4	11,7
<b>Activités de base</b>	6 103	6 168	5 703	(465)	418,0	421,4	381,3	(40,1)
<b>TOTAL</b>	<b>6 393</b>	<b>6 393</b>	<b>6 037</b>	<b>(356)</b>	<b>434,4</b>	<b>433,1</b>	<b>404,7</b>	<b>(28,4)</b>
Ajustements organisationnels	(6)	(6)		6	(0,2)	(0,2)		0,2
<b>TOTAL</b>	<b>6 387</b>	<b>6 387</b>	<b>6 037</b>	<b>(350)</b>	<b>434,2</b>	<b>432,9</b>	<b>404,7</b>	<b>(28,2)</b>

**TABLEAUX R-20.3-E :**  
**ÉVOLUTION DES ETC ET DES SALAIRES DE BASE DE L'ANNÉE HISTORIQUE 2015**

2015	ETC				M\$			
	Année témoin ajustée	D-2015-018 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2015-018 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
<b>Éléments spécifiques</b>	<b>437</b>	<b>437</b>	<b>493</b>	<b>56</b>	<b>28,3</b>	<b>33,1</b>	<b>34,0</b>	<b>0,9</b>
Automatisation du réseau	10	10	10		0,8	0,8	0,9	0,1
Lecture à distance - Phases 2 et 3	427	427	483	56	27,5	32,3	33,1	0,8
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>75</b>	<b>12</b>	<b>4,7</b>	<b>4,7</b>	<b>5,5</b>	<b>0,8</b>
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	25	25	47	22	1,3	1,3	3,0	1,7
Interventions en efficacité énergétique	35	35	27	(8)	3,1	3,1	2,4	(0,7)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	3	3	1	(2)	0,3	0,3	0,1	(0,2)
<b>Éléments spécifiques et Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>568</b>	<b>68</b>	<b>33,0</b>	<b>37,8</b>	<b>39,5</b>	<b>1,7</b>
<b>Activités de base</b>	<b>5 825</b>	<b>5 585</b>	<b>5 217</b>	<b>(368)</b>	<b>415,6</b>	<b>390,8</b>	<b>365,1</b>	<b>(25,7)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6 325</b>	<b>6 085</b>	<b>5 785</b>	<b>(300)</b>	<b>448,6</b>	<b>428,6</b>	<b>404,6</b>	<b>(24,0)</b>
Ajustements organisationnels	(157)	(157)		157		(15,6)		15,6
<b>TOTAL</b>	<b>6 168</b>	<b>5 928</b>	<b>5 785</b>	<b>(143)</b>	<b>448,6</b>	<b>413,0</b>	<b>404,6</b>	<b>(8,4)</b>

**TABLEAUX R-20.3-F :**  
**ÉVOLUTION DES ETC ET DES SALAIRES DE BASE POUR L'ANNÉE 2016**

2016	ETC				M\$			
	Année témoin ajustée	D-2016-033 ajustée	Année de base	Écart AB vs Décision	Année témoin ajustée	D-2016-033 ajustée	Année de base	Écart AB vs Décision
<b>Éléments spécifiques</b>	<b>445</b>	<b>360</b>	<b>385</b>	<b>25</b>	<b>29,1</b>	<b>23,3</b>	<b>23,9</b>	<b>0,6</b>
Automatisation du réseau								
Lecture à distance - Phases 2 et 3	445	360	385	25	29,1	23,3	23,9	0,6
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>92</b>	<b>92</b>	<b>76</b>	<b>(16)</b>	<b>6,1</b>	<b>6,1</b>	<b>5,3</b>	<b>(0,8)</b>
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	64	64	53	(11)	3,5	3,5	3,1	(0,4)
Interventions en efficacité énergétique	25	25	20	(5)	2,3	2,3	1,9	(0,4)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	3	3	3	0	0,3	0,3	0,3	0,0
<b>Éléments spécifiques et Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>537</b>	<b>452</b>	<b>461</b>	<b>9</b>	<b>35,2</b>	<b>29,4</b>	<b>29,2</b>	<b>(0,2)</b>
<b>Activités de base</b>	<b>5 368</b>	<b>5 368</b>	<b>5 196</b>	<b>(172)</b>	<b>402,1</b>	<b>402,1</b>	<b>385,2</b>	<b>(16,9)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5 905</b>	<b>5 820</b>	<b>5 657</b>	<b>(163)</b>	<b>437,3</b>	<b>431,5</b>	<b>414,4</b>	<b>(17,1)</b>
Ajustements organisationnels	(158)	(158)		158	(16,9)	(16,9)		16,9
<b>TOTAL</b>	<b>5 747</b>	<b>5 662</b>	<b>5 657</b>	<b>(5)</b>	<b>420,4</b>	<b>414,6</b>	<b>414,4</b>	<b>(0,2)</b>

**TABLEAUX R-20.3-G :**  
**ÉVOLUTION DES ETC ET DES SALAIRES DE BASE POUR L'ANNÉE 2017**

Année témoin 2017	ETC	M\$
<b>Éléments spécifiques</b>	<b>129</b>	<b>9,1</b>
Automatisation du réseau		
Lecture à distance - Phases 2 et 3	129	9,1
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>80</b>	<b>5,6</b>
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	57	3,4
Interventions en efficacité énergétique	20	1,9
Inspection et retraitement des poteaux de bois	3	0,3
<b>Éléments spécifiques et Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>209</b>	<b>14,7</b>
<b>Activités de base</b>	<b>5 289</b>	<b>407,9</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5 498</b>	<b>422,6</b>

1 Les écarts des années 2011 à 2015 ont été expliqués aux pièces HQD-10,  
2 document 1 des rapports annuels du Distributeur et ceux entre les données  
3 de l'année de base 2016 et celles reconnues ont été expliqués à la page 6 de la  
4 pièce HQD-8, document 2 (B-0028).

5 De plus, le Distributeur souligne que les écarts entre les données de l'année  
6 témoin et celles reconnues pour chacune des années résultent des coupures  
7 réalisées à la suite des décisions de la Régie.

21. Références : (i) Pièce [B-0028](#), p. 5;  
(ii) Pièce [B-0028](#), p.6;  
(iii) Pièce [B-0028](#), 7 et 8.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur souligne qu'à la suite de la décision D-2016-033, afin de réaliser la coupure globale de 25 M\$ demandée par la Régie, le Distributeur a réduit de 6,8 M\$ la masse salariale par rapport à l'année témoin 2016, soit l'équivalent de 85 postes en équivalent temps complet (ETC), réduction liée au projet LAD. Cette réduction a été rendue possible par la concrétisation plus rapide que prévue de la relocalisation des employés grâce aux efforts déployés par le Distributeur. Ainsi, des 207 ETC devant être relocalisés en 2016 (année témoin), le Distributeur a estimé à la fin de l'année 2015 que seulement 122 étaient toujours à relocaliser au cours de l'année 2016 ».

(ii) « [...] Cette hausse est toutefois compensée par une baisse de 41 ETC à relocaliser, les employés ayant soit pris leur retraite, soit obtenu un nouveau poste chez le Distributeur ou ailleurs dans l'entreprise. Le Distributeur estime ainsi à 81 le nombre d'ETC à relocaliser pour l'année de base 2016 ; ».

(iii) « [...] De plus, 102 ETC ont été reclassés dans les activités de base, dont 23 ETC pour les employés affectés temporairement à l'installation de certains compteurs communicants à des endroits difficiles d'accès. Le Distributeur souligne que ces 102 ETC sont affectés majoritairement à des projets d'investissements et ne génèrent pas de pression sur les charges d'exploitation. Finalement, une réduction de 19 ETC est associée aux employés à relocaliser, portant à 62 le nombre d'ETC à relocaliser en 2017 ; ».

**Demandes :**

21.1 Veuillez quantifier en M\$ le nombre de 62 ETC associé aux employés à relocaliser en 2017.

**Réponse :**

8 Comme indiqué au tableau 1 de la pièce HQD-9, document 5.1 (B-0040), le  
9 montant prévu en relocalisation des ressources pour l'année 2017 est de  
10 6,0 M\$.

21.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie : le nombre de 62 ETC à relocaliser en 2017 est en surplus du plan de main d'œuvre du Distributeur. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1            **Les 62 ETC à relocaliser en 2017 sont inclus dans la prévision globale des**  
2            **effectifs du Distributeur de 5 498 ETC apparaissant au tableau 2 de la pièce en**  
3            **référence.**

**22. Références :** (i) Pièce [B-0028](#), p. 9, tableau 2;  
(ii) Pièce [B-0028](#), p. 10, tableau 3;  
(iii) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-10](#), document 1, p. 4,  
tableau 2.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'évolution des postes en équivalents temps complet (ETC) pour la période 2015 à 2017.

Année historique 2015 :	5 785 ETC
D-2016-033 ajustée :	5 662 ETC (incluant des ajustements organisationnels de - 158 ETC)
Année de base 2016 :	5 657 ETC
Année témoin 2017 :	5 498 ETC

(ii) Le Distributeur présente au tableau 3, les principales variations des ETC :

TABLEAU 3 :  
VARIATIONS DES ETC

VARIATIONS	Année de base 2016 vs D-2016-033 (ajustée)		Année témoin 2017 vs Année de base 2016	
	ETC	M\$	ETC	M\$
<b>Éléments spécifiques</b>	+ 25	+ 0,7	- 256	- 19,6
Lecture à distance - Phases 2 et 3	+ 25	+ 0,7	- 256	- 19,6
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	- 16	- 1,0	+ 4	+ 0,4
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	- 11	- 0,5	+ 4	+ 0,4
Interventions en efficacité énergétique	- 5	- 0,5	-	-
<b>Variation découlant des Éléments spécifiques et des Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	+ 9	- 0,3	- 252	- 19,2
<b>Activités de base</b>				
Activités liées au réseau de distribution	- 97	- 8,9	+ 51	+ 4,5
Activités liées aux services à la clientèle	+ 81	+ 4,8	- 35	- 2,1
Autres	+ 2	+ 0,5	+ 77	+ 7,4
<b>Variation des activités de base</b>	- 14	- 3,6	+ 93	+ 9,8
<b>VARIATIONS TOTALES</b>	- 5	- 3,9	- 159	- 9,4

(iii) Le Distributeur présente au tableau 2 les explications des écarts entre le nombre d'ETC de l'année 2015 et l'année 2014, et entre l'année 2015 et le nombre reconnu en 2015.

TABLEAU 2 :  
EXPLICATIONS DES ÉCARTS RÉEL 2015 / RÉEL 2014 ET D-2015-018 AJUSTÉE

	Écart Réel 2015		
	vs Réel 2014	vs D-2015-018 ajustée	
	ETC	ETC	M\$
<b>Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques »</b>	216	56	4,2
Automatisation du réseau	(5)	-	-
Lecture à distance - Phase 1	(124)	-	-
Lecture à distance - Phase 2 et 3	345	56	4,2
<b>Variation des effectifs découlant des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »</b>	(2)	12	0,3
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	6	22	1,3
Interventions en efficacité énergétique	(6)	(8)	(0,8)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	(2)	(2)	(0,2)
<b>Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance</b>	(309)	(211)	(16,1)
Gestion de la main d'œuvre opérationnelle	121	(110)	(9,1)
Amélioration de la performance opérationnelle	(430)	(101)	(7,0)
Projet LAD - Actions structurantes	(189)	(79)	(5,2)
Autres	(241)	(22)	(1,8)
<b>TOTAL</b>	(95)	(143)	(11,6)

Demandes :

22.1 Veuillez expliquer la baisse de 164 ETC entre le nombre d'ETC de l'année témoin 2017 et celui reconnu en 2016 (D-2016-033), selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

Réponse :

1 Le tableau R-22.1 présente les principales variations des ETC.

**TABLEAU R-22.1 :  
VARIATIONS DES ETC**

VARIATIONS	Année témoin 2017 vs D-2016-033 (ajustée)		Année témoin 2017 vs réel 2015	
	ETC	M\$	ETC	M\$
<b>Éléments spécifiques</b>	- 232	- 18,9	- 354	- 24,0
Lecture à distance - Phases 2 et 3	- 232	- 18,9	- 354	- 24,0
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	- 12	- 0,6	+ 3	+ 0,3
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	- 7	- 0,1	+ 10	+ 1,1
Interventions en efficacité énergétique	- 5	- 0,5	- 7	- 0,5
<b>Variation découlant des Éléments spécifiques et des Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	- 244	- 19,5	- 352	- 23,7
<b>Activités de base</b>				
Activités liées au réseau de distribution	- 44	- 4,9	+ 111	+ 10,8
Activités liées aux services à la clientèle	+ 47	+ 2,8	- 44	- 2,5
Autres	+ 78	+ 7,8	- 2	+ 3,2
<b>Variation des activités de base</b>	+ 81	+ 5,7	+ 64	+ 11,5
<b>VARIATIONS TOTALES</b>	- 164	- 13,8	- 287	- 12,2

22.2 Veuillez expliquer la baisse de 287 ETC entre le nombre d'ETC de l'année témoin 2017 et celui de l'année historique 2015, selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

Réponse :

2 Voir la réponse à la question 22.1.

22.3 La Régie note une hausse de 79 ETC (-14 ETC + 93 ETC) dans ses activités de base pour l'année témoin 2017 par rapport au nombre reconnu en 2016. Veuillez indiquer le nombre d'ETC découlant d'une amélioration de la performance opérationnelle dans ses activités de base pour l'année témoin 2017 par rapport au nombre d'ETC reconnu dans la décision D-2016-033, outre celui découlant du projet LAD. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 Les processus opérationnels du Distributeur ont évolué au cours des  
2 dernières années. Les mesures d'efficacité mises en place par le Distributeur  
3 visent l'amélioration de la performance globale des activités liées autant au  
4 réseau de distribution qu'aux services à la clientèle et aux autres. La mise en  
5 place de processus intégrés et centralisés ne permet plus de distinguer  
6 l'efficacité liée à la gestion de la main-d'œuvre opérationnelle de celle liée à  
7 l'amélioration de la performance opérationnelle. Le Distributeur propose donc  
8 d'en faire le suivi en fonction des principaux processus liés aux activités du  
9 réseau de distribution, à celles liées aux services à la clientèle et aux autres,  
10 comme présenté au tableau R-22.1.

22.4 Veuillez présenter l'évolution des ETC, en fournissant pour la période 2011 à 2017 les données suivantes :

- Le détail des éléments spécifiques;
- Le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers;
- Le détail par composante des activités de base (en distinguant le nombre d'ETC relié à la « gestion de la main d'œuvre opérationnelle » et à l'« amélioration de la performance opérationnelle », tel que présenté au tableau 2 de la référence (iii));

et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Veuillez également présenter les écarts et expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

11 Voir la réponse à la question 20.3.

12 De plus, comme mentionné en réponse à la question 22.3, le suivi des ETC se  
13 fait dorénavant en fonction des principaux processus du Distributeur. Ainsi,  
14 pour les activités de base, le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer  
15 les ETC liés à la gestion de la main d'œuvre opérationnelle de ceux liés à  
16 l'amélioration de la performance opérationnelle pour les années 2016 et 2017  
17 ou encore de retraiter les données historiques pour les présenter par  
18 principaux processus. Pour cette raison, les activités de base sont présentées  
19 sans aucune distinction.

23. Références :
- (i) Pièce [B-0028](#), p. 9, tableau 2;
  - (ii) Pièce [B-0011](#), p. 4 et 5;
  - (iii) Pièce [B-0031](#), p. 12.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2, des ajustements organisationnels de - 158 ETC.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1, l'impact des ajustements organisationnels effectués à la fin 2015 (-157 ETC) et en 2016 (-1 ETC) sur les données reconnus pour 2016. Il indique que :

« Ces transferts n'ont globalement aucun impact sur les revenus requis du Distributeur pour les années considérées dans le dossier tarifaire, puisqu'une diminution de la masse salariale et des autres coûts afférents est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés qui lui sont facturées ».

À partir des données des rapports annuels du Distributeur, la Régie prépare le tableau suivant :

(en ETC)	Retrait LAD	Transferts organisationnels	CSP	VPTIC	Unités corporatives			Total
					Finances	RH	Aff. corpo.	
2015		-157		55	94	8		157
2014	-4	-2						0
2013		-84	20		40	22	2	84
2012	-60	-107		18		-24	113	107
2011		-245		28			217	245
2010		-410		90		320		410
2009		-307		90		217		307

Sources: Rapports annuels 2009 à 2015, pièce HQD-10, document 1.

La Régie note des transferts organisationnels, sur la période 2009 à 2015, des activités du Distributeur vers le Centre de services partagés (CSP), la Vice-présidence-Technologies de l'information et des communications (VPTIC) et les Unités corporatives d'Hydro-Québec (Finances, Ressources humaines et Affaires corporatives et secrétariat général).

(iii) « Balisage pour évaluer la compétitivité de la vice-présidence – Technologies de l'information et des communications »

La VPTIC a pris acte de la demande de la Régie dans sa décision D-2015-018 [paragraphe 200] de présenter un plan de balisage ainsi que les résultats d'un balisage dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019. Le plan de balisage qui sera proposé s'inscrira dans une démarche d'amélioration continue des processus et visera l'intégration des meilleures pratiques d'affaires afin d'accroître la performance des technologies de l'information et des communications et la satisfaction de ses clients ».

#### Demande :

23.1 Veuillez commenter la possibilité d'élargir la portée du balisage qui sera présenté dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019 (référence (iii)), afin d'évaluer également la compétitivité du CSP et des Unités corporatives, notamment : Finances, Ressources humaines et Affaires corporatives et secrétariat général.

#### Réponse :

- 1 **Le Distributeur rappelle que l'efficience du CSP fait déjà l'objet d'un plan**
- 2 **détaillé de balisage, comme il est plus amplement expliqué aux pages 8 à 10**
- 3 **de la pièce HQD-8, document 4.1 (B-0031).**

1 Pour ce qui est des unités corporatives, le Distributeur souligne que la  
2 facturation au Distributeur a diminué de 2015 à 2017 si l'on exclut le coût de  
3 retraite, ce qui démontre les efforts d'efficacité déployés au cours des  
4 dernières années.

5 La composition des unités corporatives est complexe. En effet, elles sont  
6 constituées de plusieurs sous-unités couvrant des activités diverses et  
7 parfois propres à Hydro-Québec. Dans ce contexte, une démarche de balisage  
8 demanderait une analyse détaillée. De plus, depuis 2015, plusieurs  
9 changements organisationnels ont eu lieu et d'autres sont à prévoir dans ces  
10 unités. Dans ce contexte, il serait inopportun d'entreprendre une démarche de  
11 balisage.

24. Référence : Pièce [B-0028](#), annexe C, p. 3.

**Préambule :**

« Selon la littérature et la pratique des spécialistes en rémunération, une organisation est au diapason du marché lorsqu'elle présente un écart d'environ 5 % par rapport au taux du marché. Cet écart de plus ou moins 5 % est communément appelé la zone de compétitivité ».

**Demande :**

24.1 Veuillez confirmer que la zone de compétitivité se situe entre -5 % et + 5 %. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

12 Le Distributeur le confirme.

### AUTRES CHARGES DIRECTES

25. Références : (i) Pièce [B-0029](#), p. 5, tableau 1;  
(ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0099](#), p. 40, tableau R-13.1.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, le sommaire des autres charges directes pour les années 2015 à 2017, dont les charges liées aux « Services professionnels et autres ».

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-13.1 l'évolution des charges liées aux « Services professionnels et autres » de 2010 à 2016, en fournissant :

- les activités de base;

- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers;
  - le détail par composante des éléments spécifiques;
- et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Il présente également les écarts.

**Demande :**

25.1 Veuillez mettre à jour et déposer le tableau R-13.1 (référence (ii)) pour les charges liées aux « Services professionnels et autres » ainsi que les soldes des comptes d'écarts y afférent, de 2011 à 2017, et expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

- 1            **Le tableau R-25.1 présente l'évolution des charges liées aux Services**  
2            **professionnels et autres, par types d'activités, pour les années 2011 à 2017.**

**TABLEAU R-25.1 :**  
**ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES AUX SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES PAR TYPES D'ACTIVITÉS (M\$)**

Services professionnels et autres	2011				2012				2013			
	Année témoin ajustée	D-2011-028 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2012-024 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2013-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
<b>Activités de base</b>	71,4	67,9	68,1	0,2	68,6	65,6	60,0	(5,6)	79,1	75,5	58,1	(17,4)
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	11,5	11,5	8,9	(2,6)	54,0	45,5	27,0	(18,5)	35,9	35,9	23,8	(12,1)
<i>Stratégie clientèle à faible revenu</i>	0,5	0,5	0,1	(0,4)	1,5	0,8	0,1	(0,7)	0,2	0,2	0,1	(0,1)
<i>Inspection de poteaux</i>	11,0	11,0	8,8	(2,2)	15,0	15,0	10,9	(4,1)	14,4	14,4	10,6	(3,8)
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>				0,0	37,5	29,7	16,0	(13,7)	21,3	21,3	13,1	(8,2)
<b>Éléments spécifiques</b>	6,9	3,0	0,8	(2,2)	14,4	14,4	2,1	(12,3)	6,4	6,4	0,5	(5,9)
<i>Transport collectif</i>	2,5	2,5	0,5	(2,0)	0,8	0,8	0,3	(0,5)			0,1	0,1
<i>Automatisation du réseau</i>	0,2	0,2		(0,2)	0,2	0,2	0,1	(0,1)	0,1	0,1		(0,1)
<i>Ajouts de condensateurs</i>	0,3	0,3		(0,3)				0,0				0,0
<i>Progiciel GE Smallworld</i>			0,1	0,1				0,0				0,0
<i>Protection environnement</i>	3,9			0,0				0,0				0,0
<i>OSC</i>			0,2	0,2	0,5	0,5		(0,5)	1,1	1,1		(1,1)
<i>LAD Phase 1</i>				0,0	12,9	12,9	1,7	(11,2)	5,2	5,2	0,4	(4,8)
<i>LAD Phases 2 et 3</i>				0,0				0,0				0,0
<b>Services professionnels et autres</b>	<b>89,8</b>	<b>82,4</b>	<b>77,8</b>	<b>(4,6)</b>	<b>137,0</b>	<b>125,5</b>	<b>89,1</b>	<b>(36,4)</b>	<b>121,4</b>	<b>117,8</b>	<b>82,4</b>	<b>(35,4)</b>

Services professionnels et autres	2014				2015				2016			2017	
	Année témoin ajustée	D-2014-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2015-018 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2016-033 ajustée	Année de base	Écart Année de base vs Décision	Année témoin
<b>Activités de base</b>	53,0	48,3	70,8	22,5	64,6	54,4	61,4	7,0	72,7	60,5	55,6	(4,9)	58,1
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	34,2	34,2	20,4	(13,8)	33,4	33,4	19,9	(13,5)	34,7	29,7	28,9	(0,8)	30,0
<i>Stratégie clientèle à faible revenu</i>	0,2	0,2	0,1	(0,1)	0,2	0,2	0,1	(0,1)	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2
<i>Inspection de poteaux</i>	14,4	14,4	10,3	(4,1)	13,5	13,5	10,7	(2,8)	13,5	13,5	11,6	(1,9)	11,6
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>	19,6	19,6	10,0	(9,6)	19,7	19,7	9,1	(10,6)	21,0	16,0	17,1	1,1	18,2
<b>Éléments spécifiques</b>	11,1	5,0	0,6	(4,4)	0,8	0,8	1,8	1,0	0,8	0,8	0,0	(0,8)	0,0
<i>Transport collectif</i>				0,0				0,0				0,0	0,0
<i>Automatisation du réseau</i>	0,1	0,1		(0,1)				0,0				0,0	0,0
<i>Ajouts de condensateurs</i>				0,0				0,0				0,0	0,0
<i>Progiciel GE Smallworld</i>				0,0				0,0				0,0	0,0
<i>Protection environnement</i>				0,0				0,0				0,0	0,0
<i>OSC</i>				0,0				0,0				0,0	0,0
<i>LAD Phase 1</i>	4,9	4,9	0,4	(4,5)				0,0				0,0	0,0
<i>LAD Phases 2 et 3</i>	6,1		0,2	0,2	0,8	0,8	1,8	1,0	0,8	0,8		(0,8)	0,0
<b>Services professionnels et autres</b>	<b>98,3</b>	<b>87,5</b>	<b>91,8</b>	<b>4,3</b>	<b>98,8</b>	<b>88,6</b>	<b>83,1</b>	<b>(5,5)</b>	<b>108,2</b>	<b>91,0</b>	<b>84,5</b>	<b>(6,5)</b>	<b>88,1</b>

1 Les écarts des années 2011 à 2014 ont été expliqués en réponse à la  
2 question 13.1 citée en préambule (référence ii).

3 L'écart favorable de 5,5 M\$ constaté en 2015 entre le montant réel et celui  
4 reconnu s'explique principalement par les éléments suivants :

- 5 • 7,0 M\$ défavorable pour les activités de base liées aux besoins du  
6 réseau de distribution ;
- 7 • 2,8 M\$ favorable lié au programme d'inspection et de retraitement des  
8 poteaux de bois découlant d'un prix unitaire moindre que prévu à la  
9 suite de la renégociation des contrats ;
- 10 • 10,6 M\$ favorable en ce qui a trait aux interventions en efficacité  
11 énergétique s'expliquant principalement par une diminution de la  
12 participation à certains programmes et par le report d'autres  
13 programmes ou activités. Comme mentionné en réponse à la  
14 question 18.1, les charges liées aux services professionnels et autres  
15 pour l'année témoin 2017 demeurent justifiées.

16 Pour l'année 2016, l'écart favorable de 4,9 M\$ pour les activités de base entre  
17 le montant de l'année de base et celui reconnu s'explique principalement par  
18 les coûts de réhabilitation des parcs à carburant dans les centrales en  
19 réseaux autonomes, coûts planifiés en tant que Services professionnels et  
20 autres dans la décision D-2016-033 mais qui, pour l'année de base, sont inclus  
21 à la rubrique Charges de services partagés.

22 Le Distributeur précise également que les charges associées aux activités de  
23 base de l'année de base 2016 et de l'année témoin 2017 ont été établies en  
24 fonction des besoins du Distributeur et sont légèrement inférieures aux coûts  
25 réels de 2015.

## CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

26. **Références :** (i) Pièce [B-0030](#), p. 8, tableau 3;  
(ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0099](#), p. 45, tableau R-15.1.

### Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3, le sommaire des charges des services partagés pour les années 2015 à 2017, dont les charges liées à la « Vice-présidence-Technologies de l'information et des communications (VPTIC) ».

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-15.1 l'évolution des charges liées au « Groupe technologie » de 2010 à 2016, en fournissant :

- Les activités de base;
- Le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers;
- Le détail par composante des éléments spécifiques;

et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Il présente également les écarts.

**Demande :**

26.1 Veuillez mettre à jour et déposer le tableau R-15.1 (référence (ii)) pour les charges liées à la « Vice-présidence-Technologies de l'information et des communications (VPTIC) », de 2011 à 2017, et expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

1            **Le tableau R-26.1 présente les charges de services partagés de la VPTIC pour**  
2            **les années 2011 à 2017. Les données des années 2011 à 2014 ont été ajustées**  
3            **afin d'exclure les données liées à l'innovation technologique qui se retrouvent**  
4            **dorénavant sous le groupe Développement de l'entreprise, planification**  
5            **stratégique et innovation (DEPSI).**

**TABLEAU R-26.1 :**  
**CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS – VICE-PRÉSIDENTE-TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION ET DES COMMUNICATIONS (VPTIC) –**  
**2011 À 2017 (M\$)**

Vice-présidence-Technologies de l'information et des communications (VPTIC)	Année 2011				Année 2012				Année 2013			
	Année témoin ajustée	D-2011-028 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2012-024 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2013-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
<b>CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT</b>	<b>211,5</b>	<b>205,4</b>	<b>201,4</b>	<b>(3,9)</b>	<b>217,1</b>	<b>217,1</b>	<b>206,3</b>	<b>(10,8)</b>	<b>223,6</b>	<b>223,6</b>	<b>203,9</b>	<b>(19,7)</b>
<b>Activités de base</b>	<b>198,0</b>	<b>191,9</b>	<b>180,9</b>	<b>(10,9)</b>	<b>198,3</b>	<b>198,3</b>	<b>182,3</b>	<b>(16,0)</b>	<b>196,9</b>	<b>196,9</b>	<b>177,9</b>	<b>(19,1)</b>
Rendement des fournisseurs	7,6	7,6	6,9	(0,6)	4,2	4,2	3,1	(1,1)	3,0	3,0	3,0	-
Activités de base (autres)	190,4	184,3	174,0	(10,3)	194,1	194,1	179,2	(14,9)	193,9	193,9	174,8	(19,1)
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>	<b>-</b>	<b>8,5</b>	<b>8,5</b>	<b>9,3</b>	<b>0,8</b>	<b>8,7</b>	<b>8,7</b>	<b>9,6</b>	<b>0,9</b>
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	-	-	-	-	-	-	0,8	0,8	0,8	0,8	1,4	0,6
Mesures de sécurité cybernétique	8,9	8,9	8,9	-	8,4	8,4	8,4	-	7,9	7,9	7,9	-
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,0	(0,0)	(0,0)	0,3	0,3
<b>Éléments spécifiques</b>	<b>4,6</b>	<b>4,6</b>	<b>11,6</b>	<b>7,0</b>	<b>10,3</b>	<b>10,3</b>	<b>14,7</b>	<b>4,4</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>	<b>16,5</b>	<b>(1,5)</b>
Automatisation du réseau	4,2	4,2	3,8	(0,4)	4,4	4,4	4,6	0,2	5,1	5,1	4,6	(0,5)
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	0,4	0,4	0,2	(0,2)	-	-	-	-	-	-	-	-
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Optimisation des systèmes clientèles	-	-	5,8	5,8	5,9	5,9	5,3	(0,6)	2,1	2,1	2,2	0,1
Lecture à distance - Phase 1	-	-	1,8	1,8	-	-	4,8	4,8	10,8	10,8	9,7	(1,1)
Lecture à distance - Phases 2 et 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Vice-présidence-Technologies de l'information et des communications (VPTIC)	Année 2014				Année 2015				Année 2016				2017
	Année témoin	D-2014-037	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2015-018	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2016-033 ajustée	Année de base	Écart Année de base vs Décision	Année témoin
<b>CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT</b>	<b>225,1</b>	<b>212,4</b>	<b>203,9</b>	<b>(8,5)</b>	<b>224,9</b>	<b>221,0</b>	<b>209,3</b>	<b>(11,7)</b>	<b>205,2</b>	<b>226,5</b>	<b>223,6</b>	<b>(2,9)</b>	<b>215,1</b>
<b>Activités de base</b>	<b>195,7</b>	<b>190,2</b>	<b>175,2</b>	<b>(15,1)</b>	<b>199,8</b>	<b>194,9</b>	<b>181,9</b>	<b>(13,0)</b>	<b>171,4</b>	<b>199,0</b>	<b>198,6</b>	<b>(0,4)</b>	<b>188,4</b>
Rendement des fournisseurs	4,5	4,1	4,1	-	7,1	7,1	3,4	(3,7)	6,5	6,6	5,3	(1,3)	6,9
Activités de base (autres)	191,2	186,2	171,1	(15,1)	192,7	187,8	178,5	(9,3)	164,9	192,4	193,3	0,9	181,5
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>9,1</b>	<b>9,1</b>	<b>9,8</b>	<b>0,7</b>	<b>11,1</b>	<b>12,1</b>	<b>12,1</b>	<b>-</b>	<b>14,9</b>	<b>14,6</b>	<b>12,8</b>	<b>(1,8)</b>	<b>12,5</b>
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	1,4	1,4	2,1	0,7	1,4	1,4	2,1	0,7	3,8	2,9	1,8	(1,1)	1,8
Mesures de sécurité cybernétique	7,7	7,7	7,7	-	9,6	9,6	9,6	-	11,0	11,0	11,0	-	10,7
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	0,0	0,0	0,0	(0,0)	0,1	1,1	0,4	(0,7)	0,1	0,7	-	(0,7)	-
<b>Éléments spécifiques</b>	<b>20,3</b>	<b>13,1</b>	<b>18,9</b>	<b>5,8</b>	<b>14,0</b>	<b>14,0</b>	<b>15,3</b>	<b>1,3</b>	<b>18,9</b>	<b>12,9</b>	<b>12,2</b>	<b>(0,7)</b>	<b>14,2</b>
Automatisation du réseau	4,3	4,3	4,3	-	-	-	-	-	4,3	-	-	-	-
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Optimisation des systèmes clientèles	1,7	1,7	1,7	-	-	-	-	-	1,7	-	-	-	-
Lecture à distance - Phase 1	14,3	7,1	6,4	(0,7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lecture à distance - Phases 2 et 3	-	-	6,5	6,5	14,0	14,0	15,3	1,3	12,9	12,9	12,2	(0,7)	14,2

1 Les écarts des années 2011 à 2014, sont expliqués en réponse à la  
2 question 15.1 citée en préambule.

3 L'écart favorable de 11,7 M\$ constaté en 2015 entre le montant réel et celui  
4 reconnu est principalement attribuable aux charges liées aux activités de  
5 base. Le virage effectué par Hydro-Québec en matière de technologies de  
6 l'information, en particulier la mise en place de la VPTIC, qui s'assure  
7 dorénavant de l'intégration des diverses activités liées aux technologies de  
8 l'information a permis de dégager, pour le Distributeur, un écart favorable de  
9 6,2 M\$ en lien avec les services de développement TIC. Aussi, le report de  
10 certaines mises en service, notamment en ce qui a trait au projet « Évolution  
11 du poste de travail », a engendré une baisse de la base de tarification de la  
12 VPTIC, ce qui se traduit par un rendement moins élevé qu'anticipé de 3,7 M\$.

13 L'écart favorable de 2,9 M\$ entre l'année de base 2016 et la  
14 décision D-2016-033 ajustée s'explique principalement par le rendement sur  
15 les actifs de la VPTIC moins élevé que prévu.

16 Finalement, l'augmentation de 5,8 M\$ entre l'année témoin 2017 et le montant  
17 réel 2015 s'explique par le transfert, en 2016, des activités liées aux  
18 technologies de l'information du Distributeur vers la VPTIC ainsi que par  
19 l'augmentation du rendement sur les actifs de la VPTIC, augmentation  
20 attribuable au nouveau centre de traitement des données informatiques  
21 d'Hydro-Québec. Ces éléments sont toutefois contrebalancés par  
22 l'optimisation des ressources réalisée par la VPTIC, la diminution du coût de  
23 retraite ainsi que le transfert des activités de sécurité cybernétique à l'unité  
24 corporative – Ressources humaines.

27. Référence : Pièce [B-0030](#), p. 8, tableau 3.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 3, le sommaire des charges de services partagés pour les années 2015 à 2017. Voici un extrait :

**TABLEAU 3 :  
SOMMAIRE DES CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (M\$)**

Fournisseurs	Année historique 2015	2016			Année témoin 2017
		D-2016-033	D-2016-033 ajustée	Année de base	
<b>CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT</b>	558,1	517,1	553,1	573,2	538,8
Activités de base	493,9	466,3	502,3	525,7	499,5
<i>Coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes (facturés par Hydro-Québec Équipement)</i>					
- Cap-aux-Meules	8,0	-	-	12,6	-
- Autres déversements en réseaux autonomes	1,9	-	-	6,9	-
<i>Parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes (facturés par Hydro-Québec Équipement)</i>	3,1	-	-	4,9	-
Rendement des fournisseurs	6,1	10,2	10,2	8,7	10,5
Activités de base (autres)	474,8	456,1	492,1	492,6	489,0
Éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	64,2	50,8	50,8	47,5	39,3
Ajustements organisationnels (voir tableau 1)		36,0			
<b>CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT</b>	558,1	553,1	553,1	573,2	538,8

**Demandes :**

27.1 Veuillez expliquer les charges reliées aux « Autres déversements en réseaux autonomes », passant de 1,9 M\$ en 2015 à 6,9 M\$ en 2016. Veuillez ventiler par événement.

**Réponse :**

- 1 Le tableau R-27.1 ventile par événement les charges liées aux autres  
2 déversements accidentels en réseaux autonomes.

**TABLEAU R-27.1 :  
DÉTAIL PAR ÉVÉNEMENT DES AUTRES DÉVERSEMENTS  
EN RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

Déversements	Année historique 2015	Année de base 2016
Ivujivik	1,4	5,7
Inukjuaq	0,5	1,2
	1,9	6,9

27.2 Veuillez expliquer les charges reliées aux « Parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes » de 4,9 M\$ en 2016.

**Réponse :**

- 1            **Le tableau R-27.2 détaille les charges liées aux parcs à carburant dans les**  
2            **centrales en réseaux autonomes de 4,9 M\$ en 2016.**

**TABLEAU R-27.2 :  
DÉTAIL DES CHARGES DES PARCS À CARBURANT  
DANS LES CENTRALES EN RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

<b>Parcs à carburant dans les centrales en réseaux</b>	<b>Année de base 2016</b>
Ivujjivik	1,4
La Romaine	2,1
Kangiqsuallujjuaq	1,4
	4,9

- 28. Références :** (i) Pièce [B-0030](#), p.11 et 12, tableaux 7, 8 et 9;  
(ii) Pièce [B-0030](#), p.12 et 13, tableaux 10, 11 et 12.

**Préambule :**

Pour les années 2015 à 2017, les tableaux 7, 8 et 9 présentent les revenus du CSP en provenance des clients réglementés et les tableaux 10, 11 et 12 les volumes facturés par le CSP.

**Demandes :**

- 28.1 Concernant le Distributeur, pour les années 2016 et 2017, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du poste Acquisition augmentent, alors que le nombre d'heures afférent diminue.

**Réponse :**

3            **La hausse des revenus du poste Acquisition est en lien avec le virage**  
4            **corporatif vers l'approvisionnement stratégique. Ce virage, jumelé à un**  
5            **repositionnement de l'activité « approvisionnement » et un ajustement de la**  
6            **structure, vise l'optimisation de la chaîne d'approvisionnement et la création**  
7            **de valeur.**

8            **Cette évolution s'est traduite par la création de la direction principale –**  
9            **Approvisionnement stratégique, la mise en œuvre d'un partenariat d'affaires**  
10           **avec les divisions et l'implantation du cycle d'approvisionnement stratégique**  
11           **et des outils associés. Quant au volume d'heures en lien avec le poste**  
12           **Acquisition, celui-ci est relativement stable.**

28.2 Concernant le Distributeur, pour les années 2016 et 2017, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du domaine Immobilier diminuent, alors que l'espace du parc immobilier en mètres carrés augmente.

**Réponse :**

1            **La diminution du coût de retraite ainsi que la mise en œuvre de mesures**  
2            **d'efficience et d'optimisation réalisées par le domaine Immobilier expliquent**  
3            **la diminution des revenus du domaine Immobilier. Quant à l'espace du parc**  
4            **immobilier en mètres carrés, celui-ci est relativement stable.**

**29. Référence :** Pièce [B-0030](#), p.18, Tableaux 27 et 28.

**Préambule :**

Le tableau 27 présente les revenus des unités corporatives en provenance des clients réglementés et le tableau 28 présente les volumes facturés par les unités corporatives aux clients réglementés.

**Demande :**

29.1 Concernant le Distributeur, pour les années 2016 et 2017, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus des Affaires juridiques restent stables alors que les heures afférentes augmentent.

**Réponse :**

5            **Pour les fins de facturation au Distributeur, les Affaires juridiques utilisent**  
6            **deux unités de mesure, soit un nombre d'heures à taux horaire ou un montant**  
7            **forfaitaire. La variation entre 2016 et 2017 s'explique par l'augmentation des**  
8            **heures facturées de 0,4 M\$ alors que la facturation forfaitaire diminuent de**  
9            **0,4 M\$, expliquant ainsi la stabilité des revenus malgré une augmentation des**  
10           **heures facturées.**

**EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR**

**30. Références :** (i) Pièce [B-0031](#), p.5, Tableau 1;  
(ii) Pièce [B-0031](#), p.6, Tableau 2.

**Préambule :**

Les Tableaux 1 et 2 présentent respectivement, pour les années 2013 à 2017, l'évolution du ratio Charges de services partagés par abonnement au Québec et l'évolution des composantes de ce ratio. La composante « Autres » des tableaux n'est pas détaillée.

**Demands :**

30.1 Veuillez compléter les deux tableaux cités en référence en explicitant les composantes de « Autres ».

**Réponse :**

Les tableaux R-30.1-A et R-30.1-B présentent les composantes de la rubrique « Autres ».

**TABLEAU R-30.1-A :  
ÉVOLUTION DU RATIO CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS PAR ABONNEMENT  
AU QUÉBEC POUR LES ANNÉES 2013 À 2017**

Fournisseurs	CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (\$) / ABONNEMENT AU QUÉBEC						Croissance annuelle moyenne 2013-2017	Croissance annuelle 2017 vs D-2016-033
	Années historiques			2016		Année témoin 2017		
	2013	2014	2015	D-2016-033 ajustée	Année de base			
Centre de services partagés (CSP)	38,31	37,49	38,41	37,72	37,79	36,31	-1,3%	-3,7%
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications (VPTIC)	48,50	47,80	48,85	51,68	51,36	48,58	0,0%	-6,0%
Groupe - Développement de l'entreprise, planification stratégique et innovation (groupe - DEPSI)	5,50	5,38	5,48	5,76	5,76	5,39	-0,5%	-6,4%
Unités corporatives	31,53	30,36	33,88	32,22	32,26	31,39	-0,1%	-2,6%
Hydro-Québec TransÉnergie	1,26	1,10	1,09	1,06	1,06	1,14	-2,5%	7,5%
Autres	1,67	3,18	4,27	1,25	7,11	1,66	-0,2%	32,8%
Hydro-Québec Production	0,53	0,55	0,45	0,42	0,42	0,51	-0,8%	21,4%
Hydro-Québec Équipement	1,14	2,63	3,82	0,83	6,69	1,15	0,2%	38,5%
<b>TOTAL - FOURNISSEURS</b>	<b>126,77</b>	<b>125,31</b>	<b>131,98</b>	<b>129,69</b>	<b>135,34</b>	<b>124,47</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-4,0%</b>

**TABLEAU R-30.1-B :  
ÉVOLUTION DES COMPOSANTES DU RATIO  
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS PAR ABONNEMENT AU QUÉBEC  
POUR LES EXERCICES 2013 À 2017 <sup>(1)(2)</sup>**

Fournisseurs	CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS						Croissance annuelle moyenne 2013-2017	Croissance annuelle 2017 vs D-2016-033
	Années historiques			2016		Année témoin 2017		
	2013	2014	2015	D-2016-033 ajustée	Année de base			
Centre de services partagés (CSP)	158,7	156,7	161,9	160,5	160,6	155,6	-0,5%	-3,1%
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications (VPTIC)	200,9	199,8	205,9	219,9	218,3	208,2	0,9%	-5,3%
Groupe - Développement de l'entreprise, planification stratégique et innovation (groupe - DEPSI)	22,8	22,5	23,1	24,5	24,5	23,1	0,3%	-5,7%
Unités corporatives	130,6	126,9	142,8	137,1	137,1	134,5	0,7%	-1,9%
Hydro-Québec TransÉnergie	5,2	4,6	4,6	4,5	4,5	4,9	-1,5%	8,9%
Autres	6,9	13,3	18,0	5,3	30,2	7,1	0,7%	34,0%
Hydro-Québec Production	2,2	2,3	1,9	1,8	1,8	2,2	0,0%	22,2%
Hydro-Québec Équipement	4,7	11,0	16,1	3,5	28,4	4,9	1,0%	40,0%
<b>TOTAL - FOURNISSEURS</b>	<b>525,1</b>	<b>523,8</b>	<b>556,3</b>	<b>551,8</b>	<b>575,2</b>	<b>533,4</b>	<b>0,4%</b>	<b>-3,3%</b>
<b>Abonnements au Québec</b>	<b>4 141 990</b>	<b>4 179 850</b>	<b>4 214 721</b>	<b>4 255 050</b>	<b>4 250 321</b>	<b>4 285 421</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,7%</b>

(1) : Charges de services partagés avant rendement des fournisseurs (tableau 3 de la pièce HQD-8, document 4)

(2) : Excluant le compte d'écart du coût de retraite et la variation du coût de retraite non réparti par produits

30.2 Veuillez expliquer les écarts importants entre les données des années historiques et prévisionnelles du fournisseur « Autres » pour les années 2014 à 2016 présentés au tableau suivant :

FOURNISSEUR « AUTRES »	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Données prévisionnelles	0,9	1,08	1,1	1,21	1,25	1,66
Données historiques	1,27	1,67	3,18	4,27	7,11	n.a
<b>Écart (%)</b>	<b>41%</b>	<b>55%</b>	<b>189%</b>	<b>253%</b>	<b>469%</b>	<b>n.a</b>

**Réponse :**

- 1 Les écarts observés entre les données des années historiques et
- 2 prévisionnelles du fournisseur « Autres » pour les années 2014 à 2016 sont
- 3 principalement attribuables à Hydro-Québec Équipement. L'augmentation des
- 4 coûts provenant de ce fournisseur s'explique principalement, d'une part, par
- 5 les coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes, dont la

1            **portion des coûts pour Cap-aux-Meules est versée dans un compte d'écarts**  
2            **pour événements imprévisibles en réseaux autonomes et, d'autre part, par les**  
3            **coûts de réhabilitation des parcs à carburant dans les centrales en réseaux**  
4            **autonomes.**

5            **Le Distributeur souligne que les coûts relatifs aux parcs à carburant sont**  
6            **prévus en tant que Services professionnels et autres alors que les coûts réels**  
7            **sont inclus à la rubrique Charges de services partagés.**

- 31. Références :** (i) Pièce [B-0031](#), p.7, Tableau 4;  
(ii) Pièce [B-0031](#), p.15, Tableau A-1.

**Préambule :**

Pour les années 2013 à 2017, les tableaux 4 et 7 présentent respectivement le taux d'inoccupation des espaces et les composantes des indicateurs d'efficience du CSP. Sur la période 2015 à 2017 le taux d'inoccupation passe de 0,3 % à 1,8 %.

**Demande :**

31.1 Pour les années 2016 et 2017, veuillez expliquer l'augmentation des mètres carrés inoccupés qui passent de 1 377 m<sup>2</sup> à 8 623 m<sup>2</sup>.

**Réponse :**

8            **L'augmentation des mètres carrés inoccupés entre 2016 et 2017 s'explique**  
9            **principalement par la fermeture des centres de distribution Tourville, Saint-**  
10           **Georges, La Pocatière et Matapédia, de même qu'aux efforts soutenus des**  
11           **clients dans l'optimisation de leurs ressources.**

12           **Ainsi, les espaces laissés vacants sont dorénavant disponibles pour la**  
13           **location externe et le domaine Immobilier utilise diverses stratégies pour les**  
14           **valoriser.**

## **COÛTS CAPITALISÉS**

- 32. Référence :** Pièce [B-0032](#), p. 5 et 6.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 1, les composantes des coûts capitalisés pour les années 2015 à 2017.

**TABLEAU 1 :  
COÛTS CAPITALISÉS (M\$)**

Description	Année historique 2015	2016			Année témoin 2017
		D-2016-033	D-2016-033 ajustée	Année de base	
Prestations de travail	(297,5)	(270,8)	(268,8)	(285,9)	(257,2)
<i>Activités de base</i>	(229,4)	(236,6)	(234,6)	(244,7)	(253,0)
<i>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques</i>	(68,1)	(34,2)	(34,2)	(41,2)	(4,2)
Gestion de matériel	(39,5)	(43,9)	(43,9)	(43,1)	(43,2)
<b>Coûts capitalisés</b>	<b>(337,0)</b>	<b>(314,7)</b>	<b>(312,7)</b>	<b>(329,0)</b>	<b>(300,4)</b>
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		2,0			
<b>COÛTS CAPITALISÉS - après ajustements</b>	<b>(337,0)</b>	<b>(312,7)</b>	<b>(312,7)</b>	<b>(329,0)</b>	<b>(300,4)</b>

De plus, le Distributeur explique les écarts découlant des prestations de travail liées aux activités de base et celles liées aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques, entre :

- Année de base 2016 et décision D-2016-033 ajustée;
- Année témoin 2017 et année de base 2016.

**Demande :**

32.1 Veuillez expliquer les écarts découlant des prestations de travail liées aux activités de base et celles liées aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques, entre :

- Année témoin 2017 et décision D-2016-033 ajustée;
- Année témoin 2017 et année historique 2015.

**Réponse :**

**Écarts entre l'année témoin 2017 et la décision D-2016-033 ajustée :**

Les prestations de travail liées aux activités de base s'établissent à 253 M\$ pour l'année témoin 2017, soit 18,4 M\$ de plus par rapport au montant reconnu en 2016 et redressé des ajustements organisationnels. Cet écart est principalement attribuable, d'une part, à un comblement de postes et à un accroissement prévu de la force de travail de 39 ETC pour les métiers-lignes compte tenu des besoins du réseau et, d'autre part, au retour dans les activités de base de 62 ETC à la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016.

Les prestations de travail liées aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques s'établissent à 4,2 M\$ pour l'année témoin 2017, soit 30,0 M\$ de moins que le montant reconnu pour 2016. De cet écart, 16,4 M\$ sont attribuables à la réduction des heures capitalisables du projet LAD prévu se terminer le 31 décembre 2016, et 13,6 M\$ reflètent la diminution prévue du coût de retraite.

**Variations entre l'année témoin 2017 et l'année historique 2015 :**

Les prestations de travail liées aux activités de base pour l'année témoin 2017 sont en hausse de 23,6 M\$ par rapport à l'année historique 2015. Cette hausse est principalement attribuable à un accroissement de la force de travail de 88 ETC pour les métiers-lignes, compte tenu des besoins du réseau.

Les prestations de travail liées aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques pour l'année témoin 2017 sont en baisse de 63,9 M\$ par rapport à l'année historique 2015. De cette baisse, 45,1 M\$ sont attribuables à la réduction des heures capitalisables du projet LAD prévu se terminer le 31 décembre 2016 et 18,8 M\$ reflètent la diminution prévue du coût de retraite.

33. Référence : Pièce [B-0032](#), p. 6.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 2, le détail des prestations de travail pour les années 2015 à 2017, dont le taux horaire moyen (\$) excluant le coût de retraite :

Année historique 2015 :	111 \$
D-2016-033 :	122 \$
Année de base 2016 :	126 \$
Année témoin 2017 :	130 \$

Le Distributeur indique que : « *La hausse du taux horaire moyen excluant le coût de retraite pour l'année témoin 2017 est attribuable à l'évolution de l'ensemble des coûts, principalement la masse salariale* ».

**Demande :**

33.1 Veuillez expliquer la hausse du taux horaire moyen (\$), excluant le coût de retraite, de 17 % en 2017 par rapport à l'année historique 2015.

**Réponse :**

La hausse de 17 % du taux horaire moyen excluant le coût de retraite, entre l'année témoin 2017 et l'année historique 2015, s'explique principalement par la fin du projet LAD en 2016. En effet, en 2015, le projet LAD entraînait un impact à la baisse sur le taux horaire moyen.

**AUTRES CHARGES**

34. Référence : Pièce [B-0033](#), p. 5, tableau 1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des autres charges de 2015 à 2017, dont l'amortissement et déclassement et les comptes d'écarts. Voici un extrait :

**TABLEAU 1 :  
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES (M\$)**

Description	Année historique 2015	2016		Année témoin 2017
		D-2016-033	Année de base	
Amortissement et déclassement	683,1	641,8	644,6	927,5
Immobilisations en exploitation	491,6	484,6	487,3	484,3
Contrat de location-acquisition	2,2	2,3	2,3	2,6
Logiciels et autres actifs incorporels	85,1	87,0	86,9	85,6
Autres actifs	169,4	177,8	179,7	173,8
<i>Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ)</i>	<i>145,3</i>	<i>151,0</i>	<i>151,0</i>	<i>143,5</i>
<i>Programmes et activités du BEIÉ<sup>2</sup></i>	<i>15,4</i>	<i>15,4</i>	<i>15,4</i>	<i>15,4</i>
<i>Contributions à des projets de raccordement<sup>3</sup></i>	<i>6,3</i>	<i>8,9</i>	<i>11,1</i>	<i>12,3</i>
<i>Autres actifs réglementaires</i>	<i>2,4</i>	<i>2,5</i>	<i>2,2</i>	<i>2,6</i>
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	30,1	19,4	17,7	15,0
Compte de nivellement pour aléas climatiques <sup>4</sup>	-95,3	-129,3	-129,3	166,2
Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis <sup>5</sup>	8,6	-8,6	-8,6	
Compte d'écarts - Projets majeurs	26,4			
Projet LAD	26,4			

**Demande :**

34.1 Veuillez présenter l'évolution de l'amortissement et déclassement ainsi que les comptes d'écarts, en fournissant le détail par sous catégorie pour la période 2011 à 2017 et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Veuillez également présenter les écarts et expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

- 1 Le tableau R-34.1-A présente l'évolution de l'amortissement et déclassement  
2 ainsi que les comptes d'écarts pour les années 2011 à 2017.

**TABLEAU R-34.1-A :  
AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT ET COMPTES D'ÉCARTS 2011-2017 (M\$)**

	2011			2012			2013			2014			2015			2016			2017
	Année témoin	D-2011-028	Réel	Année témoin	D-2012-024	Réel	Année témoin	D-2013-037	Réel	Année témoin	D-2014-037	Réel	Année témoin	D-2015-018	Réel	Année témoin	D-2016-033	Année de base	Année témoin
<b>Amortissement, déclassement et comptes d'écarts</b>	<b>827,8</b>	<b>827,8</b>	<b>802,3</b>	<b>916,4</b>	<b>907,9</b>	<b>880,2</b>	<b>795,5</b>	<b>785,5</b>	<b>777,8</b>	<b>822,7</b>	<b>806,7</b>	<b>792,6</b>	<b>888,1</b>	<b>748,2</b>	<b>716,2</b>	<b>616,0</b>	<b>633,2</b>	<b>636,0</b>	<b>927,5</b>
<b>Amortissement et déclassement</b>	<b>827,8</b>	<b>827,8</b>	<b>802,3</b>	<b>915,0</b>	<b>929,4</b>	<b>884,8</b>	<b>789,9</b>	<b>779,9</b>	<b>773,0</b>	<b>822,7</b>	<b>804,9</b>	<b>817,4</b>	<b>863,0</b>	<b>723,1</b>	<b>683,1</b>	<b>633,3</b>	<b>641,8</b>	<b>644,6</b>	<b>927,5</b>
<b>Immobilisations en exploitation</b>	<b>553,8</b>	<b>553,8</b>	<b>553,2</b>	<b>567,9</b>	<b>567,9</b>	<b>558,7</b>	<b>459,8</b>	<b>459,8</b>	<b>468,1</b>	<b>485,5</b>	<b>471,2</b>	<b>482,0</b>	<b>518,7</b>	<b>518,7</b>	<b>491,6</b>	<b>487,3</b>	<b>484,6</b>	<b>487,3</b>	<b>484,3</b>
Equipements de mesurage	28,6	28,6	26,2	36,2	36,2	30,3	40,2	40,2	42,3	53,2	51,6	51,1	88,9	88,9	71,3	65,9	65,9	69,9	63,3
Postes de distribution	1,3	1,3	1,3	0,5	0,5	0,8	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6	0,7	0,2	0,2	2,0	0,2	0,2	1,5	1,5
Lignes aériennes de distribution	298,4	298,4	296,7	301,3	301,3	304,2	200,1	200,1	202,9	208,8	200,8	207,8	209,1	209,1	202,4	199,5	199,1	199,1	203,6
Lignes souterraines de distribution	134,7	134,7	131,5	136,4	136,4	133,5	131,6	131,6	130,3	134,1	130,1	133,2	135,3	135,3	132,6	132,7	132,6	132,9	131,2
Réseaux autonomes	24,3	24,3	26,5	22,8	22,8	18,6	22,5	22,5	20,4	19,0	19,0	18,9	23,2	23,2	23,8	22,1	22,1	23,6	23,5
Autres actifs de réseaux	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	-	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6
Actifs de soutien	64,8	64,8	69,5	71,1	71,1	70,8	70,1	70,1	71,2	69,4	69,4	69,6	61,8	61,8	59,3	66,8	64,6	60,2	61,1
Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	0,9	0,9	0,8	(1,0)	(1,0)	(0,1)	(5,7)	(5,7)	(0,3)	(0,5)	(0,5)	0,0	(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,7)	(0,7)	(0,5)	(0,5)
<b>Contrat de location-acquisition</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>2,5</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>2,7</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,7</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,6</b>
<b>Logiciels et autres actifs incorporels</b>	<b>66,8</b>	<b>66,8</b>	<b>63,3</b>	<b>71,4</b>	<b>71,4</b>	<b>61,7</b>	<b>77,5</b>	<b>77,4</b>	<b>72,7</b>	<b>86,9</b>	<b>81,4</b>	<b>83,2</b>	<b>93,4</b>	<b>92,4</b>	<b>85,1</b>	<b>90,3</b>	<b>87,0</b>	<b>86,9</b>	<b>85,6</b>
Logiciels	66,8	66,8	63,3	71,4	71,4	61,7	77,5	77,4	72,7	86,9	81,4	83,2	93,4	92,4	85,1	90,3	87,0	86,9	85,6
<b>Autres actifs</b>	<b>123,7</b>	<b>123,7</b>	<b>118,5</b>	<b>176,3</b>	<b>187,2</b>	<b>184,1</b>	<b>143,7</b>	<b>143,7</b>	<b>144,6</b>	<b>159,4</b>	<b>157,6</b>	<b>158,0</b>	<b>171,4</b>	<b>172,3</b>	<b>169,4</b>	<b>181,6</b>	<b>177,8</b>	<b>179,7</b>	<b>173,8</b>
Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique																			
Programmes commerciaux	1,0	1,0	1,0	1,1															
Interventions en efficacité énergétique (dont PGÉE)	97,4	97,4	93,1	115,9	115,9	110,4	126,3	126,3	125,1	138,1	136,3	136,4	145,4	145,4	145,3	154,8	151,0	151,0	143,5
Programmes et activités du BEIÉ	12,6	12,6	10,8	13,7	13,7	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Frais reportés du tarif BT	10,4	10,4	10,4																
Recouvrement intégral du coût non amorti des services passés				42,7	54,7	54,7													
Contributions à des projets de raccordement	1,0	1,0	1,7	1,9	1,9	2,1	0,9	0,9	2,2	4,0	4,0	3,9	8,3	8,3	6,3	8,9	8,9	11,1	12,3
Autres actifs réglementaires	1,3	1,3	1,5	1,0	1,0	1,5	1,1	1,1	1,9	1,9	1,9	2,4	2,2	3,2	2,4	2,5	2,5	2,2	2,6
<b>Coûts nets liés aux sorties d'actifs</b>	<b>30,0</b>	<b>30,0</b>	<b>13,7</b>	<b>50,0</b>	<b>53,5</b>	<b>30,9</b>	<b>48,0</b>	<b>38,0</b>	<b>26,4</b>	<b>58,5</b>	<b>39,5</b>	<b>42,9</b>	<b>40,7</b>	<b>32,7</b>	<b>30,1</b>	<b>19,4</b>	<b>19,4</b>	<b>17,7</b>	<b>15,0</b>
<b>Compte de nivellement pour aléas climatiques</b>	<b>51,2</b>	<b>51,2</b>	<b>51,2</b>	<b>43,4</b>	<b>43,4</b>	<b>43,4</b>	<b>56,5</b>	<b>56,5</b>	<b>56,5</b>	<b>29,9</b>	<b>52,7</b>	<b>48,0</b>	<b>36,6</b>	<b>(95,3)</b>	<b>(95,3)</b>	<b>(148,0)</b>	<b>(129,3)</b>	<b>(129,3)</b>	<b>166,2</b>
<b>Tarif de maintien de la charge</b>				<b>3,7</b>	<b>3,7</b>	<b>3,7</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>							
<b>Comptes d'écarts - projets majeurs</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(0,1)</b>	<b>1,4</b>	<b>(21,5)</b>	<b>(4,6)</b>	<b>5,6</b>	<b>5,6</b>	<b>4,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(26,6)</b>	<b>27,0</b>	<b>27,0</b>	<b>26,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Projet LAD (phase 1)			(0,1)	0,4	(22,5)	(4,6)	5,6	5,6	4,8				27,0	27,0	26,4				
Projet LAD (phase 2 et 3)												(26,6)							
Projet CATVAR				1,0	1,0														
<b>Compte d'écarts - montant à remettre à la clientèle suite à la modification de la base de tarification 2014</b>										<b>1,8</b>	<b>1,8</b>		<b>(1,9)</b>	<b>(1,9)</b>	<b>(1,9)</b>				
<b>Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis</b>													<b>-</b>	<b>8,6</b>		<b>(17,3)</b>	<b>(8,6)</b>	<b>(8,6)</b>	

1 **Le tableau R-34.1-B présente les écarts dans l'évolution de l'amortissement et**  
 2 **déclassement ainsi que des comptes d'écarts pour les années 2011 à 2017 et**  
 3 **les principales explications de ces écarts.**

**TABLEAU R-34.1-B :  
AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT ET COMPTES D'ÉCARTS 2011-2017 (M\$)**

Écarts	Réel					Année de base 2016	Année témoin 2017
	2011	2012	2013	2014	2015		
Total - Amortissement et déclassement et comptes d'écart	802,3	880,2	777,8	792,6	716,2	636,0	927,5
Écart Réel / Réel		77,9	(102,4)	14,8	(76,4)		
Écart Année de base 2016 / Réel 2015						(80,2)	
Écart Année de base 2016 / Témoin 2017							291,5
<b>Principales explications</b>	<b>85,1</b>	<b>(118,4)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(73,9)</b>	<b>(82,7)</b>	<b>(82,7)</b>	<b>287,7</b>
Révision des durées de vie utile			(116,0)		(7,0)		
Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique	20,9	14,7	11,3	8,9	5,7	(7,5)	
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(7,8)	13,1	(8,5)	(143,3)	(34,0)	295,5	
Recouvrement intégral du coût non amorti des services passés (passage aux IFRS)	54,7	(54,7)					
Coûts nets liés aux sorties d'actifs (excluant projet LAD)	18,1	(18,1)					
Impact du projet LAD <sup>1</sup>	(0,8)	42,6	(5,6)	58,9	(37,2)	(8,9)	
Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis				8,6	(17,2)	8,6	

<sup>1</sup>Incluant l'amortissement et déclassement et les comptes d'écarts

4 **L'écart de 116 M\$ en 2013 découle de la révision des durées de vie utile des**  
 5 **conducteurs moyenne tension, des câbles aériens basse tension, des**  
 6 **canalisations souterraines en béton et des poteaux. L'écart de 7 M\$ en 2015**  
 7 **provient principalement de la révision des durées de vie utile des véhicules**  
 8 **spécialisés et véhicules légers.**

9 **Les écarts constatés pour 2012 et 2013 relatifs aux coûts nets liés aux sorties**  
 10 **d'actifs (excluant projet LAD) découlent de retraits spécifiques quant au projet**  
 11 **Optimisation des systèmes clientèles (OSC) pour 14,7 M\$ et aux programmes**  
 12 **commerciaux (passage aux IFRS) pour 3,4 M\$.**

**BASE DE TARIFICATION**

35. **Références :** (i) Pièce [B-0035](#);  
 (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0099](#), p. 52, tableau R-18.1.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente aux tableaux 1 à 8, le détail de la base de tarification pour les années 2015 à 2017.

À partir de ces données, la Régie prépare le tableau suivant :

**Base de tarification**

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2015</i> <i>(réel)</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Différence 2017</i> <i>(D-2016-033)</i>		<i>Différence AB 2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	
<b>Immobilisations en exploitation</b>	<b>8 912 554</b>	<b>9 043 867</b>	<b>9 135 841</b>	<b>9 250 598</b>	<b>206 731</b>	<b>2,3 %</b>	<b>91 974</b>	<b>1,0 %</b>
<b>Contrat de location-acquisition</b>	<b>33 183</b>	<b>40 815</b>	<b>33 472</b>	<b>40 193</b>	<b>(622)</b>	<b>(1,5 %)</b>	<b>(7 343)</b>	<b>(18,0 %)</b>
<b>Actifs incorporels en exploitation</b>								
Logiciels	210 664	163 547	164 609	101 633	(61 914)	(37,9 %)	1 062	0,6 %
Autres actifs incorporels	36 512	33 310	33 799	35 872	2 562	7,7 %	489	1,5 %
<b>Total</b>	<b>247 176</b>	<b>196 857</b>	<b>198 408</b>	<b>137 505</b>	<b>(59 352)</b>	<b>█(30,1 %)</b>	<b>1 551</b>	<b>0,0</b>
<b>Autres actifs</b>								
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ)	744 670	655 859	654 474	582 986	(72 873)	(11,1 %)	(1 385)	(0,2 %)
Programmes et activités du BEIÉ	83 404	67 974	67 974	52 545	(15 429)	(22,7 %)	0	0,0 %
Contributions à des projets de raccordement	191 094	303 646	371 055	407 247	103 601	34,1 %	67 409	22,2 %
Autres actifs réglementaires	5 347	5 513	6 090	9 569	4 056	73,6 %	577	10,5 %
Remboursement gouvernemental	23 282	23 282	23 270	23 269	(13)	(0,1 %)	(12)	(0,1 %)
<b>Total</b>	<b>1 047 797</b>	<b>1 056 274</b>	<b>1 122 863</b>	<b>1 075 616</b>	<b>19 342</b>	<b>█1,8 %</b>	<b>66 589</b>	<b>6,3 %</b>
<b>Fonds de roulement</b>								
Encaisse	215 837	59 471	119 048	145 717	86 246	145,0 %	59 577	100,2 %
Matériaux, combustibles et fournitures	133 652	122 341	133 677	130 998	8 657	7,1 %	11 336	9,3 %
<b>Total</b>	<b>349 489</b>	<b>181 812</b>	<b>252 725</b>	<b>276 715</b>	<b>94 903</b>	<b>52,2 %</b>	<b>70 913</b>	<b>39,0 %</b>
<b>Total</b>	<b>10 590 199</b>	<b>10 519 625</b>	<b>10 743 309</b>	<b>10 780 627</b>	<b>261 002</b>	<b>2,5 %</b>	<b>223 684</b>	<b>2,1 %</b>

Source : Pièce B-0035.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-18.1, l'évolution de la base de tarification, moyenne des 13 soldes, pour les années 2010 à 2015.

**Demandes :**

35.1 Veuillez expliquer les écarts de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) entre l'année témoin 2017 et le montant reconnu en 2016, pour les rubriques suivantes :

- Immobilisations en exploitation : 206,7 M\$;
- Logiciels : -61,9 M\$;
- Efficacité énergétique : -72,9 M\$;

- Contributions à des projets de raccordement : 103,6 M\$;
- Encaisse réglementaire : 86,2 M\$.

**Réponse :**

**Immobilisations en exploitation**

Le tableau R-35.1-A présente les composantes de l'écart de 206,7 M\$ entre l'année témoin 2017 et le montant reconnu en 2016 pour les immobilisations en exploitation.

**TABLEAU R-35.1-A :  
ÉVOLUTION DES IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION (MOYENNE 13 SOLDES)  
ANNÉE TÉMOIN 2017 VS MONTANT RECONNU EN 2016 (M\$)**

Immobilisations en exploitation	2016						2017						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2016	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes	Mises en service 2017	Amort. 2017	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2017	Moy. 13 soldes		
Montant reconnu en 2016	9 048,4	588,9	(484,6)	(15,9)	9 136,8	9 043,9						9 043,9	
Année de base 2016 & Année témoin 2017	9 104,9	657,6	(487,3)	(15,0)	9 260,2	9 135,8	586,3	(484,3)	(14,0)	9 348,2	9 250,6	9 250,6	
Écart	56,5	68,8	(2,7)	0,9	123,4	92,0	586,3	(484,3)	(14,0)	9 348,2	9 250,6	206,7	

**L'écart de 206,7 M\$ s'explique comme suit :**

- **Augmentation de 92,0 M\$ de la base de tarification de l'année de base 2016 par rapport à celle reconnue, s'expliquant par :**
  - un solde d'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2016 supérieur de 56,5 M\$. En effet, le Distributeur n'est pas en mesure de réaliser la portion de la diminution demandée par la Régie<sup>8</sup> allouée aux immobilisations en exploitation compte tenu du solde réel de fermeture de la base de tarification au 31 décembre 2015 ;
  - des mises en service pour l'année de base supérieures de 68,8 M\$ à celles reconnues. Le Distributeur souligne que les mises en service de 2016 découlent des investissements qui ont fait l'objet d'autorisation par la Régie au cours des années antérieures.
- **Augmentation de 114,8 M\$ provenant des composantes de l'année témoin 2017, soit principalement les mises en service totalisant 586,3 M\$ et une dépense d'amortissement de 484,3 M\$.**

**Logiciels**

Le tableau R-35.1-B présente les composantes de l'écart de 61,9 M\$ entre l'année témoin 2017 et le montant reconnu en 2016 pour les logiciels.

<sup>8</sup> À la suite de la décision D-2016-033, paragraphe 579, le Distributeur a réduit de 100 M\$ la base de tarification pour l'année témoin 2016 (moyenne 13 soldes). En conséquence, la base de tarification 2016 reconnue au 1<sup>er</sup> janvier a été réduite de 41 M\$ dans les immobilisations en exploitation, 20 M\$ dans les actifs incorporels et 39 M\$ dans les autres actifs.

**TABLEAU R-35.1-B :**  
**ÉVOLUTION DES LOGICIELS (MOYENNE 13 SOLDES)**  
**ANNÉE TÉMOIN 2017 VS MONTANT RECONNU EN 2016 (M\$)**

Logiciels	2016						2017						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2016	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes	Mises en service 2017	Amort. 2017	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2017	Moy. 13 soldes		
Montant reconnu en 2016	201,2	38,7	(87,0)	-	152,9	163,5						163,5	
Année de base 2016 & Année témoin 2017	201,6	25,7	(86,9)	-	140,4	164,6	14,4	(85,6)	-	69,2	101,6	101,6	
Écart	0,4	(13,0)	0,1	-	(12,5)	1,1	14,4	(85,6)	-	69,2	101,6	(61,9)	

1 L'écart de 61,9 M\$ s'explique principalement par la baisse de 63,0 M\$  
2 provenant des composantes de l'année témoin 2017, soit les mises en service  
3 totalisant 14,4 M\$ et une dépense d'amortissement de 85,6 M\$.

**Efficacité énergétique**

4  
5 Le tableau R-35.1-C présente les composantes de l'écart de 72,9 M\$ entre  
6 l'année témoin 2017 et le montant reconnu en 2016 pour les interventions en  
7 efficacité énergétique (dont PGEE).

**TABLEAU R-35.1-C :**  
**ÉVOLUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (DONT PGEE)**  
**(MOYENNE 13 SOLDES)**  
**ANNÉE TÉMOIN 2017 VS MONTANT RECONNU EN 2016 (M\$)**

Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	2016						2017						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2016	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes	Mises en service 2017	Amort. 2017	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2017	Moy. 13 soldes		
Montant reconnu en 2016	723,7	100,0	(151,0)	-	672,7	655,9						655,9	
Année de base 2016 & Année témoin 2017	724,2	75,0	(151,0)	0,0	648,2	654,5	85,0	(143,5)	-	589,7	583,0	583,0	
Écart	0,5	(25,0)	0,0	0,0	(24,5)	(1,4)	85,0	(143,5)	-	589,7	583,0	(72,9)	

8 L'écart de 72,9 M\$ s'explique principalement par la baisse de 71,5 M\$  
9 provenant des composantes de l'année témoin 2017, soit les mises en service  
10 totalisant 85,0 M\$ et une dépense d'amortissement de 143,5 M\$.

**Contributions à des projets de raccordement**

11  
12 Le tableau R-35.1-D présente les composantes de l'écart de 103,6 M\$ entre  
13 l'année témoin 2017 et le montant reconnu en 2016 pour les contributions à  
14 des projets de raccordement.

**TABLEAU R-35.1-D :**  
**ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT**  
**(MOYENNE 13 SOLDES)**  
**ANNÉE TÉMOIN 2017 VS MONTANT RECONNU EN 2016 (M\$)**

Contributions à des projets de raccordement	2016						2017						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2016	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes	Mises en service 2017	Amort. 2017	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2017	Moy. 13 soldes		
Montant reconnu en 2016	208,5	155,7	(8,9)	-	355,4	303,6						303,6	
Année de base 2016 & Année témoin 2017	210,4	212,2	(11,1)	-	411,6	371,1	30,3	(12,3)	-	429,5	407,2	407,2	
Écart	1,9	56,5	(2,2)	-	56,2	67,4	30,3	(12,3)	-	429,5	407,2	103,6	

1 L'écart de 103,6 M\$ s'explique comme suit :

- 2 • Augmentation de 67,4 M\$ de la base de tarification de l'année de base
- 3 2016 par rapport à celle reconnue. Cet écart s'explique principalement
- 4 par des mises en service supérieures reliées aux projets en croissance
- 5 du Transporteur ;
- 6 • Augmentation de 36,2 M\$ provenant des composantes de l'année
- 7 témoin 2017, soit principalement les mises en service totalisant
- 8 30,3 M\$ et une dépense d'amortissement de 12,3 M\$.

9 **Encaisse réglementaire**

10 L'écart entre l'encaisse réglementaire de l'année témoin 2017 et celle

11 reconnue en 2016 s'explique par la diminution de la provision pour créances

12 douteuses d'environ 68 M\$ qui a entraîné, pour l'année témoin 2017, une

13 hausse équivalente de l'encaisse réglementaire. L'augmentation des délais de

14 perception a également engendré un impact à la hausse de 46,5 M\$ du niveau

15 de l'encaisse réglementaire. Ces hausses ont été compensées en partie par la

16 réduction des divers postes de dépenses, qui a amené une diminution de

17 15,4 M\$ de l'encaisse réglementaire.

35.2 Veuillez expliquer les écarts de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) entre l'année de base 2016 et le montant reconnu en 2016, pour les rubriques suivantes :

- Immobilisations en exploitation : 92,0 M\$;
- Contributions à des projets de raccordement : 67,4 M\$;
- Encaisse réglementaire : 59,6 M\$.

Réponse :

18 Pour les immobilisations en exploitation et les contributions à des projets de

19 raccordement, voir la réponse à la question 35.1.

20 **Encaisse réglementaire**

21 Comme pour l'écart précédemment expliqué entre l'encaisse réglementaire de

22 l'année témoin 2017 et celle reconnue en 2016, la diminution de la provision

23 pour créances douteuses d'environ 68 M\$ explique également la hausse de

24 l'encaisse réglementaire entre l'année de base 2016 et celle reconnue en 2016.

25 La hausse de l'encaisse réglementaire causée par la diminution de la

26 provision pour créances douteuses est compensée en partie par la diminution

27 des délais de perception et la réduction des divers postes de dépenses, qui

28 ont engendrées des impacts à la baisse de 1,5 M\$ et 8,2 M\$ respectivement

29 sur le total de l'encaisse réglementaire.

35.3 Veuillez mettre à jour et déposer le tableau R-18.1 (référence (ii)), de 2011 à 2017. Veuillez également présenter les écarts et expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

1 **La mise à jour du tableau R-18.1 est présentée au tableau 8 de la pièce HQD-9,**  
2 **document 2 (B-0036) du présent dossier, alors que les données de l'année**  
3 **2017 figurent au préambule (i).**

4 **Les écarts des années 2011 à 2015 sont expliqués dans les pièces de**  
5 **l'évolution de la base de tarification (HQD-4, document 2) des rapports**  
6 **annuels respectifs de chacune de ces années.**

7 **Voir les réponses aux questions 35.1 et 35.2 pour les écarts importants de**  
8 **2016 et 2017.**

## INVESTISSEMENTS

- 36. Références :** (i) Décision [D-2016-033](#), p. 168, par. 629 et 630;  
(ii) Pièce [B-0039](#), p.12

**Préambule :**

(i) « [629] *Aux fins d'une meilleure compréhension des budgets soumis, la Régie demande au Distributeur de fournir un tableau qui présente les composantes de la catégorie « Amélioration de la qualité », sous le même format que les tableaux 7, 8 et 10 de la pièce B-0038. Pour cette catégorie, les investissements pourraient se subdiviser selon les composantes suivantes :*

- *POEMM;*
- *Libres services Web et mobile;*
- *Aide à la gestion de recouvrement;*
- *Autres investissements;*
- *Activités avec l'IREQ.*

[630] *De plus, la Régie demande au Distributeur de compléter le tableau synthèse B-1 présenté à l'annexe B de la pièce B-0038, en y incluant les composantes de la catégorie « Amélioration de la qualité » décrites précédemment ».*

(ii) En réponse à cette demande, le Distributeur écrit :

En accord avec la décision D-2016-033<sup>8</sup>, le tableau 7 présente l'enveloppe globale d'investissement liée à l'amélioration de la qualité, répartie selon ses principales composantes. Elle totalise 15,4 M\$, en baisse de 8,9 M\$ par rapport à celle autorisée pour 2016.

TABLEAU 7 :  
Projets inférieurs à 10 M\$ en amélioration de la qualité (M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2015	Autorisé 2016 (D-2016-033)	Année de base 2016	Année témoin 2017
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-
Autres investissements	10,8	24,3	16,6	15,4
Logiciels d'application bureautique et développement Web	4,9	4,0	8,3	8,5
Logiciels d'application opérationnelle	3,0	16,6	0,5	0,5
Équipements de soutien et autres	2,9	3,7	7,8	6,4
<b>TOTAL</b>	<b>10,8</b>	<b>24,3</b>	<b>16,6</b>	<b>15,4</b>

**Demande :**

36.1 Veuillez expliquer comment la ventilation des coûts proposée par le Distributeur en référence (ii) permet de combler la demande de la Régie en référence (i) et ce qui a empêché le Distributeur d'y répondre sous le format demandé.

**Réponse :**

1        **Les montants présentés sous la catégorie Amélioration de la qualité**  
 2        **correspondent, en mode prévisionnel, à des portefeuilles d'investissements**  
 3        **incluant une multitude de projets. Compte tenu de l'évolution constante des**  
 4        **technologies de l'information et de la recherche par le Distributeur de**  
 5        **solutions permettant d'optimiser ses façons de faire, les projets planifiés sont**  
 6        **parfois modifiés, remplacés, reportés ou annulés. Ainsi, les différents**  
 7        **portefeuilles d'investissements prévus pour l'année témoin, présentés au**  
 8        **tableau 7 reproduit au préambule, reflètent le processus de planification du**  
 9        **Distributeur et la ventilation déjà disponible pour cette catégorie**  
 10       **d'investissements et facilite la comparabilité des enveloppes d'une année à**  
 11       **l'autre. Pour cette raison, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir**  
 12       **l'information selon les rubriques proposées par la Régie, soit un amalgame de**  
 13       **noms de projet et de composantes de la catégorie. Le Distributeur souligne**  
 14       **toutefois que l'information spécifique relative aux projets de chacune des**  
 15       **sous-catégories est précisée dans les paragraphes explicatifs, lorsqu'elle est**  
 16       **connue<sup>9</sup>.**

17       **Par ailleurs, le Distributeur rappelle que les demandes d'autorisation des**  
 18       **investissements présentent, pour fins d'approbation, les portefeuilles prévus**  
 19       **par catégories et sous-catégories d'investissement. Seuls les projets**  
 20       **supérieurs à 10 M\$ sont soumis à une approbation spécifique. Avec égards, le**

<sup>9</sup> Voir la pièce HQD-9, document 5 (B-0039), page 13, aux lignes 1 à 9.

1                    **Distributeur souligne qu'il bénéficie de la latitude requise pour mettre à jour la**  
2                    **planification initiale des investissements prévus afin de tenir compte de**  
3                    **l'évolution des besoins et des priorités, le tout dans un souci de saine gestion**  
4                    **et dans le respect des autorisations obtenues.**

### **Schefferville et La Romaine**

- 37. Références :**
- (i) Pièce [B-0039](#), p. 11;
  - (ii) Pièce [B-0039](#), p. 37, Tableaux C1 et C2;
  - (iii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0038](#), p. 43, Tableaux C-1 et C-2;
  - (iv) Décision [D-2013-037](#), p. 117 et 118.

**Préambule :**

(i) « **Centrales de production** : *Les investissements prévus pour 2017 s'élèvent à 23,3 M\$, en baisse de 0,6 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2016. Ils visent principalement la réfection des parcs à carburant (5,5 M\$) [...] et la poursuite des travaux de réfection (7,3 M\$) à la centrale de Schefferville, notamment le remplacement de poutrelles, de câbles de puissance et de commande, de transformateurs de services auxiliaires et l'ajout d'un chariot-treuil pour les poutrelles des pertuis ».*

(ii) et (iii) À partir des tableaux C-1 et C-2 produits au présent dossier et dans celui de l'an dernier, on peut faire la somme des montants apparaissant aux colonnes :

« *Année historique 2014* »,  
« *Année historique 2015* »,  
« *Année de base 2016* » et  
« *Année témoin 2017* ».

Pour les 6 activités reliées à la seule centrale Menihék de Schefferville:

« *Système de levage de l'évacuateur de crues* »,  
« *Poutrelles du pertuis* »,  
« *Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis* »,  
« *Remplacement des câbles de puissance et commande* »,  
« *Remplacement des auxiliaires de centrale* » et  
« *Avant-projets (projets majeurs Schefferville)* »

en excluant l'ajout de génératrices diesel d'urgence qui totalise quant à lui 6,4 M\$.

(iv) « [469] *La Régie juge qu'il lui sera difficile de se prononcer sur la pertinence des investissements prévus à Mehinek s'ils sont présentés isolément. [...] La Régie est également préoccupée par l'ampleur des investissements prévus pour les infrastructures durables de la centrale, alors que le contrat entre le Distributeur et*

NALCOR prévoit la possibilité d'une reprise éventuelle de la centrale par cette dernière.

[470] Par ailleurs, la Régie s'étonne qu'il n'y ait pas eu de travaux au poste de départ de la centrale depuis 1982 et que des investissements urgents semblent nécessaires à cause de courts-circuits dans des caniveaux non étanches. Pourtant, un budget de 12,4 M\$ avait été octroyé en 2006 pour des travaux urgents à Mehinek, incluant spécifiquement « la réfection du poste de départ de la Centrale ».

« [471] La Régie réitère donc les demandes qu'elle a formulées dans ses décisions D-2011-162 et D-2012-024. **Elle demande au Distributeur que soit présentée, à l'occasion de la prochaine demande d'investissement de plus de 10 M\$ liée à la centrale Mehinek ou à la ligne raccordant cette centrale à Schefferville, une mise à jour des investissements et des approvisionnements envisagés dans le dossier R-3602-2006. Elle demande également au Distributeur qu'il démontre que ces investissements demeurent l'option la plus avantageuse en fonction des différents scénarios d'approvisionnement possibles, selon les données les plus récentes qu'il aura alors à sa disposition ».**

**Demandes :**

37.1 Veuillez confirmer que le total évoqué en préambule pour les références (ii) et (iii) pour les investissements au cours des 3 dernières années est bien de 18,8 M\$.

**Réponse :**

1 **Une version révisée du tableau C-1 et de la pièce HQD-9, document 5 (B-0039)**  
2 **est déposée au dossier. L'ensemble des investissements liés à la centrale**  
3 **Menihek sur la période 2014 à 2017 totalise plutôt 19,8 M\$, comme présenté au**  
4 **tableau R-37.1.**

**TABLEAU R-37.1 :**  
**INVESTISSEMENTS EN MAINTIEN DES ACTIFS**  
**INFÉRIEURS À 10 M\$ - 2014-2017 (M\$)**

Centrale de Menihek	Réel		Année de base	Année témoin	Total
	2014	2015	2016	2017	
Centrale de production					
Système de levage à l'évacuateur de crues	0,4	0,3	0,5	0,4	1,6
Poutrelles du pertuis	1,6	2,1	1,7	0,8	6,2
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis			0,3	1,0	1,3
Remplacement des câbles de puissance et commande		0,1	0,3	2,2	2,6
Remplacement des auxiliaires de centrale	0,2		0,4	2,0	2,6
Avant-projets (projets majeurs)	0,4	0,3	0,5		1,2
Autres <sup>1</sup>	0,3	1,3	1,8	0,9	4,3
<b>Total</b>	<b>2,9</b>	<b>4,1</b>	<b>5,5</b>	<b>7,3</b>	<b>19,8</b>

<sup>1</sup> Projets dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

5 **À l'exception de l'ajout de génératrices d'urgence, aucun investissement en**  
6 **croissance concernant la centrale Menihek et son raccordement au réseau de**  
7 **Schefferville n'est inclus au tableau C-2 de la même pièce.**

37.2 Veuillez indiquer le montant additionnel réclamé au présent dossier tarifaire dans l'enveloppe budgétaire des investissements de moins de 10 M\$ pour les cinq activités reliées à la centrale Menihék et, le cas échéant pour toute nouvelle activité reliée à cette centrale et à son raccordement au réseau de Schefferville.

Réponse :

1 Les investissements de moins de 10 M\$ incluent un montant de 8,0 M\$ en  
 2 2017 concernant la centrale Menihék et son raccordement au réseau de  
 3 Schefferville, soit des investissements en maintien des actifs de 7,3 M\$ pour  
 4 la centrale, comme présenté au tableau R-37.1, et de 0,7 M\$ pour le réseau de  
 5 transport.

37.3 Veuillez présenter un bilan des investissements réalisés au cours des 10 dernières années à la centrale Menihék et sur la ligne la raccordant au réseau de Schefferville.

Réponse :

6 Le tableau R-37.3 présente un bilan des investissements liés à la centrale  
 7 Menihék et son raccordement au réseau de Schefferville sur la période 2006 à  
 8 2015.

**TABLEAU R-37.3 :  
 INVESTISSEMENTS À LA CENTRALE MENIHEK (SCHEFFERVILLE) 2006-2015 (M\$)**

Centrale de Menihék <sup>1</sup>	Réel										Total
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Contrat de location-acquisition		22,7									22,7
<b>Investissements supérieurs à 10 M\$</b>	<b>3,2</b>	<b>10,5</b>	<b>1,9</b>	<b>0,4</b>							<b>16,0</b>
Réfection de la turbine du groupe 3	3,2	10,5	1,9	0,4							16,0
<b>Investissements inférieurs à 10 M\$</b>	<b>-</b>	<b>0,2</b>	<b>0,6</b>	<b>0,9</b>	<b>1,0</b>	<b>3,6</b>	<b>2,0</b>	<b>2,7</b>	<b>3,8</b>	<b>5,4</b>	<b>20,2</b>
<b>Centrale de production</b>	<b>-</b>	<b>0,2</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,6</b>	<b>2,8</b>	<b>1,1</b>	<b>1,6</b>	<b>2,9</b>	<b>4,1</b>	<b>14,6</b>
Système de levage à l'évacuateur de crues								0,1	0,4	0,3	0,8
Poutrelles du pertuis					0,1		0,2	0,8	1,6	2,1	4,8
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis											-
Remplacement des câbles de puissance et commande										0,1	0,1
Remplacement des auxiliaires de centrale									0,2		0,2
Avant-projets (projets majeurs)									0,4	0,3	0,7
Remplacement du système d'eau potable						1,1					1,1
Autres <sup>2</sup>		0,2	0,6	0,7	0,5	1,7	0,9	0,7	0,3	1,3	6,9
<b>Réseau de transport</b>				<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1,1</b>	<b>0,9</b>	<b>1,3</b>	<b>5,6</b>
Réhabilitation de transformateur de puissance								1,0			1,0
Réfection Pont Bailey				0,2		0,1	0,9				1,2
Remplacement des structures de la ligne 1 à 69 kV										1,0	1,0
Autres <sup>2</sup>					0,4	0,7		0,1	0,9	0,3	2,4
<b>Total</b>	<b>3,2</b>	<b>33,4</b>	<b>2,5</b>	<b>1,3</b>	<b>1,0</b>	<b>3,6</b>	<b>2,0</b>	<b>2,7</b>	<b>3,8</b>	<b>5,4</b>	<b>58,9</b>

<sup>1</sup> Exclut les projets d'ajout de génératrices d'urgence à Schefferville.

<sup>2</sup> Projets dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

37.4 Veuillez présenter le bilan des investissements prévus à ce jour à la centrale Menihék et sur la ligne la raccordant au réseau de Schefferville, à l'horizon du plan d'approvisionnement.

**Réponse :**

- 1 **Le tableau R-37.4 présente un bilan des investissements liés à la centrale**  
 2 **Menihek et son raccordement au réseau de Schefferville prévus sur la période**  
 3 **2016 à 2026.**

**TABLEAU R-37.4 :**  
**INVESTISSEMENTS PRÉVUS À LA CENTRALE MENIHEK (SCHEFFERVILLE) 2016-2026 (M\$)**

Centrale de Menihék <sup>1</sup>	Année de base	Année témoin	Prévisionnel									Total
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<b>Investissements supérieurs à 10 M\$</b>		3,5	3,6	3,6	3,7							14,4
Réfection de l'évacuateur de crues		3,5	3,6	3,6	3,7							14,4
<b>Investissements inférieurs à 10 M\$</b>	7,0	8,0	2,1	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,0	28,5
<b>Centrale de production</b>	5,5	7,3	1,2	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	18,2
Système de levage à l'évacuateur de crues	0,5	0,4	0,6	0,6	0,6							2,7
Poutrelles du pertuis	1,7	0,8										2,5
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis	0,3	1,0										1,3
Remplacement des câbles de puissance et commande	0,3	2,2										2,5
Remplacement des auxiliaires de centrale	0,4	2,0										2,4
Avant-projets (projets majeurs)	0,5											0,5
Autres <sup>2</sup>	1,8	0,9	0,6			0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	6,3
<b>Réseau de transport</b>	1,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	10,3
Autres <sup>2</sup>	1,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	10,3
<b>Total</b>	7,0	11,5	5,7	5,1	5,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,0	42,9

<sup>1</sup> Exclut les projets d'ajout de génératrices d'urgence à Schefferville.

<sup>2</sup> Projets dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

- 38. Références :** (i) Pièce [B-0039](#), page 5 et page 18;  
 (ii) [Décision D-2009-080](#), pages 8 à 10,  
 (iii) [Rapport annuel 2015, Réponse du 21 juillet 2016](#), p.29,  
 (iv) [Plan stratégique 2016-2020](#), p. 24.

**Préambule :**

- (i) Le tableau 1 *Sommaire des investissements 2017* montre un montant de 3,5 M\$ à la ligne *Centrales de production* pour les investissements à autoriser de plus de 10 M\$ et de 6,7 M\$ à la ligne *Croissance de la demande*. On apprend au Tableau 12 de la page 18 que ces sommes correspondent au démarrage de projets à Schefferville et pour le raccordement du village de La Romaine.
- (ii) « [23] *Jusqu'en 1998, le Distributeur préconisait la construction d'une petite centrale hydroélectrique sur la rivière Olomane, à quelques kilomètres en amont du village, pour remplacer la centrale diesel de La Romaine. Le projet*

de petite centrale hydroélectrique a été abandonné à la suite d'une résolution du conseil de bande d'Unamen Shipu refusant le projet.

[24] En 2001, le conseil de bande mandate la firme SNC-Lavalin pour la réalisation d'une étude de faisabilité indépendante pour la construction et l'exploitation d'une centrale privée d'environ 5 MW sur la rivière Olomane. Le coût de construction est alors évalué à 20 M\$. Ce projet avait besoin de la centrale diesel du Distributeur pour combler les creux de production en période de faible hydraulité. Les négociations n'ont jamais abouti et ce projet a été mis de côté. La communauté innue d'Unamen Shipu a récemment redémarré les discussions avec le Distributeur pour un projet hydraulique de 5 à 10 MW.

[...]

[30] La Régie constate que depuis 2004, les discussions sur un éventuel projet hydroélectrique permettant d'alimenter le village de manière autonome n'ont pas permis d'aboutir à une solution qui puisse être prise en considération comme une alternative au Projet proposé par le Distributeur ».

(iii) « Les analyses réalisées à ce jour par le Distributeur indiquent que le projet de raccordement du village de La Romaine au réseau de distribution intégré demeure la solution la plus rentable sur le plan économique ».

(iv)

Conversion des réseaux autonomes		
Calendrier de lancement des appels de propositions		
ANNÉE	CENTRALE	HORIZON DE MISE EN SERVICE
En cours	Iles-de-la-Madeleine (éolien)	2020
2016	Kuujuarapik Tasiujaq Obedjwan	2020
2017	Kangiqsujuaq La Romaine Salluit Umiujaq	2019 2020
2018	Inukjuak Kangiqsualujuaq Kuujuaq Puvimituq	Après 2020
2019	Iles-de-la-Madeleine (conversion) Akulivik Ivujivik Kangirsuk Port-Menier	
2020	L'Île-d'Entrée Quaqtaq Clava Aupaluk	

**Modalités de réalisation des projets**

- > Priorisation des appels de propositions en fonction de la fin de vie utile prévue des centrales, des ajouts de puissance requis et des possibilités de conversion.
- > Partenariats entre les promoteurs et les communautés.
- > Mise en concurrence des projets (acceptabilité locale, coûts).
- > Prise en compte des particularités des réseaux et des besoins de chaque communauté en vue de choisir les solutions technologiques les mieux adaptées :
  - Ex. : mise à profit des dernières innovations (couplage avec des énergies renouvelables, stockage d'énergie), gaz naturel liquéfié, biomasse, raccordement au réseau principal.

**Demandes :**

38.1 Veuillez indiquer quand le Distributeur a l'intention de déposer les demandes d'autorisation d'investissement, en vertu de l'article 73, visant les réseaux de Schefferville et du village La Romaine.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur entend déposer au dernier trimestre de 2016 et au premier**  
2           **trimestre de 2017, respectivement, une demande d'autorisation pour les**  
3           **réseaux de Schefferville et de La Romaine.**

38.2 Veuillez indiquer si les analyses mentionnées en référence (iii) prennent en compte la mise à jour d'un projet sur la rivière Olomane ou les résultats possibles de l'appel de propositions mentionné en référence (iv).

**Réponse :**

4           **Comme le Distributeur le soulignait dans sa réponse mentionnée à la**  
5           **référence (iii), il doit composer avec une centrale dont la durée de vie utile est**  
6           **atteinte et compte débiter rapidement les travaux de raccordement après**  
7           **avoir obtenu les autorisations nécessaires.**

38.3 Veuillez préciser si le Distributeur entend lancer l'appel de proposition visant la conversion du village de La Romaine et d'en attendre les résultats avant de déposer sa demande d'autorisation d'investissement pour le raccordement du village la Romaine.

**Réponse :**

8           **Voir la réponse à la question 38.2.**

## **EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

### **Programmes de sensibilisation**

- 39. Références :** (i) Pièce [B-0043](#), pages 8 et 9;  
(ii) Pièce [B-0043](#), p. 25;  
(iii) Pièce [B-0043](#), p. 23;  
(iv) [Rapport de suivi des évaluations du 7 octobre 2015](#), p.8.

**Préambule :**

- (i) En page 8, le Distributeur présente ses initiatives de sensibilisation pour lesquelles il prévoit un budget de 6 M\$ et un impact de 88 GWh en 2017. En

page 9, il présente plusieurs programmes spécifiques dont certains semblent de sensibilisation, d'autres plus prescriptifs. Le Distributeur mentionne par exemple que « le programme Fenêtres et portes-fenêtres se poursuit sans modification en 2017. » Pour l'ensemble de ces programmes, le Distributeur prévoit un budget de 7 M\$ et un impact de 45 GWh en 2017.

- (ii) Au tableau A-3, on voit que le programme de sensibilisation Mieux Consommer a eu un impact de 44 GWh en 2015 et anticipé de 88 GWh en 2016. Les programmes spécifiques, quant à eux auraient eu, pour ces deux années, des impacts de respectivement 130 et 62 GWh.
- (iii) Au tableau A-1, le Distributeur prévoit un budget total de 8 M\$ pour les activités communes dont 6 M\$ en charges et 2 M\$ en investissements.
- (iv) La Régie notait à propos des programmes d'éclairage efficace :  
[31] La Régie constate donc que le programme, par son effet de sensibilisation, a une bien plus grande influence sur les ventes de produits d'éclairage efficace que les subventions, même en tenant compte d'effets de distorsion importants. Ce constat mérite une analyse plus approfondie et la Régie s'attend à ce qu'elle soit abordée par le Distributeur dans son prochain Rapport annuel.

#### **Demandes :**

39.1 Veuillez expliquer la baisse d'impact des Programmes spécifiques *Mieux Consommer* de 130 GWh en 2015 à 62 GWh en 2016, puis 45 GWh en 2017, alors que celui des activités de sensibilisation est passé de 44 GWh à 88 GWh.

#### **Réponse :**

1           **Le Distributeur soumet les précisions suivantes :**

- 2           • **La *Sensibilisation Mieux Consommer* et la *Sensibilisation intégrée***  
3           ***Mieux consommer* réfèrent à des stratégies promotionnelles destinées**  
4           **uniquement aux clients afin de les inciter à modifier un comportement**  
5           **ou faire l'acquisition de produits éconergétiques ;**
- 6           • **Un programme spécifique *Mieux Consommer* vise en général un**  
7           **produit ou un ensemble de produits pour lesquels la stratégie consiste**  
8           **à intervenir auprès des clients (promotion, sensibilisation ou**  
9           **subventions au besoin), mais également auprès des influenceurs**  
10           **(détaillants, fabricants, constructeurs ou associations, par exemple).**

11           **La baisse d'impact des programmes spécifiques *Mieux consommer* s'explique**  
12           **essentiellement par le fait que certains de ces programmes sont arrivés à**  
13           **maturité. Par ailleurs, en 2015, le Distributeur a ajouté à l'impact des**  
14           **programmes les gains en transformation de marché pour le marché de**  
15           **l'éclairage efficace au secteur résidentiel, soit 58 GWh pour les produits DEL**  
16           **et 14 GWh pour les produits LFC, accentuant l'écart avec 2017.**

1           **Pour ce qui est de la croissance des activités de sensibilisation, cette dernière**  
2           **s'explique par le regroupement d'un ensemble d'activités au sein d'une**  
3           **intervention structurée.**

39.2 Veuillez préciser si le Distributeur verse encore des subventions pour le programme *Fenêtres et portes-fenêtres* et s'il considère ce programme comme un programme de promotion et de sensibilisation ou comme un programme de subvention. Si les aides pour ce programme sont limitées aux ménages à faibles revenus, veuillez indiquer si le budget pour ces subventions et leur impact sont comptabilisés dans le programme *Fenêtres et portes-fenêtres* ou sous la rubrique *Offre Ménages à faibles revenus*.

**Réponse :**

4           **Le Distributeur propose actuellement trois différents programmes pour les**  
5           **fenêtres et portes-fenêtres.**

6           **Le programme *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu*,**  
7           **visant à réduire la facture énergétique des logements sociaux et**  
8           **communautaires, cible un ensemble de mesures, dont le remplacement des**  
9           **fenêtres et portes-fenêtres. Il offre une aide financière et est intégré à l'*Offre***  
10           ***Ménages à faible revenu*.**

11           **Le programme *Fenêtres et portes-fenêtres* vise à promouvoir des produits de**  
12           **fenêtrage à haut rendement énergétique. Il s'agit d'un programme de**  
13           **sensibilisation et de promotion, et ce, tant des consommateurs que des**  
14           **influenceurs tels que les manufacturiers. Aucune subvention n'est accordée**  
15           **dans le cadre de ce programme.**

16           **Le programme *Fenestration écoénergétique – multilogements* vise à influencer**  
17           **les propriétaires d'immeubles locatifs afin de les inciter à considérer l'option**  
18           **Energy Star au moment du remplacement des fenêtres de leurs immeubles.**  
19           **Une aide financière est accordée aux propriétaires dans le cadre de ce**  
20           **programme.**

21           **Les coûts et impacts énergétiques de ces trois programmes sont**  
22           **comptabilisés individuellement.**

39.3 Veuillez présenter la liste de tous les Programmes spécifiques *Mieux consommer*.

**Réponse :**

23           **L'ensemble des programmes spécifiques *Mieux consommer* sont présentés**  
24           **au tableau R-39.3.**

**TABLEAU R-39.3 :**  
**PROGRAMMES ET ACTIVITÉS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

Programmes et activités du Distributeur	Promotion & sensibilisation	Subvention
<b>Produits Mieux consommer</b>		
Piscines efficaces	X	
Éclairage	X	
Fenestration éconergétique – multilogements	X	X
Fenêtres et portes fenêtres	X	
Produits économiseurs d'eau et d'énergie	X	
Offre intégrée – Nouvelle construction (Maisons efficaces)	X	
Soutien aux projets DUD	X	X
<b>Offre Ménages à faible revenu</b>		
Rénovations énergétique MFR	X	X

39.4 Veuillez préciser pour chacun des Programmes spécifiques *Mieux consommer* s'il s'agit d'un programme de promotion et de sensibilisation ou d'un programme de subvention.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 39.3.**

39.5 Pour les programmes de promotion et de sensibilisation et pour les activités de *Sensibilisation Mieux consommer*, veuillez expliquer comment le Distributeur établit leur impact passé et prévu en GWh/an et la durée de vie de cet impact.

**Réponse :**

2 **Les impacts énergétiques des activités de sensibilisation sont obtenus en**  
 3 **multipliant le taux d'influence du Distributeur sur le taux d'adoption d'une**  
 4 **mesure ou d'un comportement (sur une base annuelle) avec le gain unitaire**  
 5 **moyen.**

6 **La durée de vie appliquée aux économies est de deux ans pour les**  
 7 **comportements et de douze ans en moyenne pour les équipements.**

39.6 Veuillez indiquer quelles activités d'évaluation ont été menées ou sont prévues, notamment pour mesurer l'impact des programmes de sensibilisation qui peuvent

provoquer l'installation de mesures d'efficacité énergétique sans que le Distributeur n'ait eu à verser de subvention.

**Réponse :**

1            **Une évaluation du programme *Sensibilisation intégrée* est actuellement en**  
2            **cours de réalisation par une firme externe. À noter que des évaluations ont**  
3            **déjà été réalisées sur des initiatives sans subventions directes aux clients, tel**  
4            **que le *Diagnostic résidentiel Mieux consommer*, ou sur l'influence du tronc**  
5            **commun. Ces rapports ont été déposés à la Régie dans le cadre du suivi des**  
6            **résultats d'évaluation du PGEÉ.**

39.7 Le Distributeur demandant un budget de 8 M\$ pour *Activités communes*, veuillez fournir une ventilation de ce budget ainsi que plus de détails sur les activités qui y sont associées. Dans votre réponse, veuillez notamment élaborer sur le suivi et l'évaluation de l'impact des programmes ou activités de sensibilisation.

**Réponse :**

7            **Les activités communes couvrent toutes les activités qui permettent au**  
8            **Distributeur de positionner et de concevoir le portefeuille d'interventions, d'en**  
9            **assurer le suivi et l'évaluation, ainsi que de déployer les activités de**  
10           **commercialisation destinées à l'ensemble de la clientèle, sans attribution**  
11           **spécifique à un programme (promotion générale de l'efficacité énergétique,**  
12           **présence dans les kiosques, forums, comités et associations, par exemple).**

13           **Les activités d'évaluation se poursuivent avec le programme *Sensibilisation***  
14           ***intégrée*, les initiatives destinées aux bâtiments et le programme piscines,**  
15           **entre autres. Le Distributeur se penche aussi sur l'évaluation de l'influence de**  
16           **ses programmes sur la transformation du marché de certains produits.**

**TABLEAU R-39.7 :  
BUDGET ACTIVITÉS COMMUNES (M\$)**

	<b>2017</b>
<b>Activités communes</b>	
Planification et conception	2
Évaluation	2
Suivi	0
Commercialisation	2
Frais d'emprunt capitalisés	2
<b>Total</b>	<b>8</b>

- 40. Références :** (i) Pièce [B-0043](#), p. 29,  
(ii) Dossier R-3933-2015, Pièce [B-0042](#), p. 37,  
(iii) [D-2014-037](#), p. 126, [472].

**Préambule :**

(i) et (ii) Le Distributeur présente aux Tableaux B-1 des deux dossiers tarifaires, les hypothèses de calcul 2016 et 2017 du PGEÉ de chacune des années. Certains programmes ou activités de 2017 ont des hypothèses très rigoureusement identiques à celles de 2016 par exemple *Sensibilisation Mieux Consommer*, *Fenêtre portes-fenêtres*, *Éclairage* [...]. D'autres présentent des chiffres étonnamment précis pour 2017 par rapport aux hypothèses de 2016, tout étant très peu différents de celles de 2016 : Par exemple 1 seul soutien à un projet de développement urbain durable (DUD) comme l'an dernier mais procurant des gains de 1 503 300 kWh/an au lieu de 1 500 000 kWh/an, 25 675 CE3É vendus en 2017 au lieu de 25 000 en 2016, 92 100 chauffe-eau interruptibles au lieu de 100 000, 1 425 maisons bénéficiant du programme OINC en 2017 au lieu de 1 400 en 2016.

(iii) « [472] *La Régie demande au Distributeur de traiter, notamment, dans le prochain rapport d'évaluation du programme, des préoccupations indiquées ci-dessus, de la révision des hypothèses et de la notion d'opportunisme « global » dans le cas d'un programme multi-mesures.* »

**Demandes :**

40.1 Veuillez confirmer que les données du Tableau B-1 pour 2017 sont exactes.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme.**

40.2 Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi on ne retrouve pas dans le tableau B-1 les impacts de 88 GWh et de 45 GWh mentionnés pour les activités de sensibilisation et les programmes spécifiques Mieux Consommer aux pages 8 et 9 de la même pièce B-0043, mais plutôt des valeurs de 63 GWh et de 23 GWh.

**Réponse :**

2 **L'impact de 88 GWh résulte de l'impact de la *Sensibilisation Mieux***  
3 ***Consommer* (25 GWh) et de celui de la *Sensibilisation intégrée* (63 GWh).**

4 **L'impact de 45 GWh est la somme des impacts énergétiques des programmes**  
5 **spécifiques *Mieux Consommer*.**

40.3 Veuillez expliquer si un nouveau projet DUD a été encouragé ou si le même projet DUD est enregistré 2 fois.

Réponse :

1            **Il s'agit du même projet. Le promoteur ayant pris la décision de reporter la**  
2            **construction des phases ultérieures de son projet, les économies d'énergie**  
3            **initialement prévues en 2016 ont été reportées en 2017.**

40.4 De façon plus générale, veuillez expliquer comment les hypothèses 2017 ont été établies et élaborer sur les différences observées pour les mêmes programmes par rapport à 2016.

Réponse :

4            **Les hypothèses au tableau B-1 sont établies en fonction des informations les**  
5            **plus fiables que possède le Distributeur au moment d'effectuer sa**  
6            **planification. Les paramètres ayant le plus d'influence sur l'impact**  
7            **énergétique des programmes sont les volumes de participants, les gains**  
8            **unitaires des mesures ou comportements et les effets de marché**  
9            **(opportunisme et bénévolat). Ces paramètres peuvent évoluer dans le temps.**

10           **Aussi, afin de s'assurer que les paramètres reflètent le mieux la réalité, la**  
11           **performance des programmes fait l'objet d'évaluations indépendantes afin de**  
12           **les valider et de les modifier si cela s'avère nécessaire. Les volumes de**  
13           **réalisation de chaque programme, ou les objectifs, sont établis par le**  
14           **Distributeur en fonction des objectifs d'économies d'énergie du portefeuille**  
15           **d'interventions.**

40.5 Veuillez élaborer sur les sources qui permettent au Distributeur de maintenir des taux de bénévolat et d'opportunisme de respectivement 28 % et 17 % pour les programmes OIEÉB et un effet d'entraînement de 32 % pour le programme OIEÉSI Grandes entreprises.

Réponse :

16           **Ces taux résultent des plus récentes mesures effectuées dans le cadre des**  
17           **évaluations de ces programmes et dont les rapports ont été déposés à la**  
18           **Régie dans le cadre du suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ<sup>10</sup>.**

---

<sup>10</sup> Rapport d'évaluation – Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB), février 2014 ; Rapport d'évaluation – Offre intégrée en efficacité énergétique – Systèmes industriels (OIEÉSI), février 2015.

---

**Gestion de la demande de puissance à la pointe – Chauffe-eau**

- 41. Références :** (i) Pièce [B-0043](#), p. 12;  
(ii) Pièce [B-0043](#), p. 46.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur poursuit des discussions avec les parties prenantes au dossier dont le support est jugé important au succès du programme Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau. Aucune entente n'étant encore intervenue, le lancement de l'appel d'offres pour le programme a été reporté à une date ultérieure. Conséquemment, au moment de déposer le présent dossier, le Distributeur considère le lancement du programme en 2016 peu probable ».

(ii) « Certains distributeurs spécifient la capacité minimale du chauffe-eau (30 ou 40 gallons).

*Les interruptions ont généralement une durée variant entre 3 et 5 heures en continu. Un distributeur peut interrompre le chauffe-eau pour une période allant jusqu'à 8 heures par jour. Les interruptions peuvent généralement avoir lieu toute l'année ».*

**Demandes :**

41.1 Dans le cas des chauffe-eau interruptibles, veuillez préciser ce qui diffère, par exemple dans la forme des réservoirs ou dans la position des éléments chauffants des chauffe-eau des autres juridictions du balisage, expliquant qu'il n'y a pas problèmes d'acceptation de l'interruption du chauffage par les parties prenantes.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à la question.**

41.2 Dans le cas des chauffe-eau interruptibles, veuillez élaborer sur les avantages de proposer, lors du remplacement périodique du chauffe-eau dans les résidences offrant un espace suffisant, une augmentation de la capacité du chauffe-eau, par exemple de 180 à 270 L, pour des clients pouvant normalement se satisfaire d'un 180 L.

**Réponse :**

2 **Le Distributeur ne prévoit pas encourager les clients à faire l'achat d'un**  
3 **chauffe-eau surdimensionné en regard de leurs besoins. Selon le Distributeur,**  
4 **ceci entraînerait une surconsommation d'énergie par rapport aux besoins en**  
5 **eau chaude des clients.**

42. Référence : (i) Pièce [B-0043](#), pages 12 et 13;  
(i) Dossier R-3933-2015, Pièce [B-0042](#), p. 16;  
(ii) Pièce [B-0024](#), pages 10 et 11.

**Préambule :**

- (i) En page 12, le Distributeur explique que le programme de chauffe-eau interruptibles aura pris au moins une année de retard dans son démarrage, ce qui explique que 25 M\$ réclamés pour ce programme en 2015 n'ont pu être dépensés. Il précise :

*« Aucune entente n'étant encore intervenue, le lancement de l'appel d'offres pour le programme a été reporté à une date ultérieure. Conséquemment, au moment de déposer le présent dossier, le Distributeur considère le lancement du programme en 2016 peu probable.*

*Dès l'hiver 2016-2017, le Distributeur démarrera un projet pilote de chauffage interruptible pour le marché Résidentiel. Ce projet, qui s'échelonnera sur deux ans, vise dans un premier temps les systèmes centraux. Son principal objectif est de mesurer les gains énergétiques de ce type d'intervention ».*

**TABLEAU 5 :**  
**BUDGETS ET OBJECTIFS 2017 – GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE**

	2017	
	M \$	MW (bruts)
<b>Gestion de la demande en puissance</b>		
Chauffe-eau 3 éléments	2	3
Sensibilisation et biénergie	1	-
Charges interruptibles résidentielle - Chauffe-eau	26	83
Charges interruptibles - Bâtiments CI <sup>(1)</sup>	0	80
	29	166

<sup>1</sup> En raison des arrondis, un montant inférieur à 1 M\$ affiche 0.

En page suivante, il explique que le programme de charges interruptibles du secteur commercial et institutionnel connaît plus de succès que prévu et qu'il s'agit d'une offre commerciale basée sur « une compensation financière qui sera versée aux clients sur la base de la puissance réduite en période de pointe ».

- (ii) En note de bas de page 14, le Distributeur explique que :

*« Au même titre que l'aide financière accordée aux clients Grande puissance et Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible, l'aide financière allouée aux programmes Charges interruptibles résidentielles et Charges interruptibles Bâtiments n'est pas incluse dans le budget des interventions en efficacité énergétique. Elle est plutôt comptabilisée dans les coûts d'approvisionnement ».*

- (iii) Aux tableaux 5 et 6, le Distributeur présente en MW et en M\$, les approvisionnements post-patrimoniaux en puissance, ce qui inclut les *Options d'électricité interruptible* et les *Nouvelles interventions en gestion de la demande de puissance*.

**Demandes :**

- 42.1 Veuillez expliquer ce qui rend le Distributeur confiant de pouvoir démarrer le programme de chauffe-eau interruptibles suffisamment tôt en 2016 pour pouvoir utiliser le budget de 26 M\$ réclamé au présent dossier tarifaire.

**Réponse :**

- 1           **Le budget de 26 M\$ demandé dans le cadre du présent dossier tarifaire est**  
2           **pour l'année 2017. Le Distributeur est d'avis qu'un démarrage au printemps**  
3           **2017 permettra l'installation du volume de chauffe-eau planifié.**

- 42.2 Advenant le succès du projet-pilote de chauffage interruptible pour le marché Résidentiel qui démarre dès l'hiver 2016-2017, veuillez préciser si cette intervention pourrait être déployée dès l'hiver 2017-2018.

**Réponse :**

- 4           **Le projet pilote de charges interruptibles sur des systèmes de chauffage**  
5           **centraux doit s'échelonner sur deux ans. Conséquemment, le Distributeur ne**  
6           **prévoit pas déployer d'offre en ce sens avant l'hiver 2018-2019.**

- 42.3 Le cas échéant, veuillez donner les détails sur l'offre commerciale qui pourrait être faire pour les charges interruptibles résidentielles visant le chauffage.

**Réponse :**

- 7           **Les modalités d'une éventuelle offre commerciale de charges interruptibles de**  
8           **chauffage central résidentiel seront définies à la suite de l'analyse des**  
9           **résultats du projet pilote.**

- 42.4 Veuillez, le cas échéant, ventiler le budget 2017 réclamé pour la gestion des charges interruptibles entre les applications *Chauffe-eau*, *Chauffage central résidentiel* et *Chauffage des garages résidentiels*.

**Réponse :**

- 10           **Le budget de 26 M\$ inclut une somme de l'ordre de 24 M\$ pour le programme**  
11           ***Charges interruptibles résidentielles* en 2017. Le budget inclut également les**  
12           **sommes prévues pour les projets pilotes de biénergie interruptible et de**  
13           **charges interruptibles sur des systèmes de chauffage centraux. Le**

- 1 **Distributeur souligne qu'il ne propose aucun programme pour la gestion des**  
2 **charges de chauffage des garages résidentiels.**
- 3 **Le budget comprend l'acquisition et l'installation des systèmes, la gestion du**  
4 **projet de déploiement par un prestataire et la commercialisation.**

42.5 De façon générale, veuillez compléter le tableau 5 de la référence (i), en fonction des réponses ci-dessus et en y ajoutant une colonne donnant pour chaque programme de charge interruptible les montants annuels correspondant aux coûts budgétés dans les approvisionnements pour les compensations financières.

**Réponse :**

- 5 **Le tableau R-42.5 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-42.5 :  
BUDGETS, OBJECTIFS ET DURÉE DE VIE – GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE**

	2017				
	M \$	MW (bruts)	Budget Approvisionnement (M\$)	Coûts HQD (\$/kW-hiver)	Durée de vie utile (ans)
<b>Gestion de la demande en puissance</b>					
Chauffe-eau 3 éléments	2	3	s/o	67,2	12
Sensibilisation et biénergie	1	-	s/o	-	-
Charges interruptibles résidentielles	26	83	1,2	209,8	3
Charges interruptibles - Bâtiments CI	0	80	6,3	82,4	5

42.6 Veuillez ajouter à ce tableau deux colonnes supplémentaires précisant pour l'une la durée de vie de l'investissement budgété en efficacité énergétique et pour l'autre le montant annuel en \$/kW-an correspondant à la somme des compensations financières et de l'amortissement de l'investissement dans la mesure de gestion de la demande à la pointe, par kW-an de puissance effacée à la pointe.

**Réponse :**

- 6 **Voir la réponse à la question 42.5.**

43. Référence : Pièce [B-0043](#), p. 13.

**Préambule :**

« À la suite de discussions avec des intervenants du marché, le Distributeur a effectué un sondage auprès des clients afin d'identifier les causes sous-jacentes à la stabilité des ventes depuis 2014 malgré des efforts de promotion soutenus ».

**Demandes :**

43.1 Veuillez indiquer si le chauffe-eau à 3 éléments (CE3É) offert depuis plusieurs années sur le marché québécois est disponible dans d'autres juridictions.

**Réponse :**

1                    **Un réseau de distributeurs et de détaillants existe dans la majorité des**  
2                    **provinces canadiennes pour les produits CE3É du fabricant Giant.**

43.2 Le cas échéant, veuillez élaborer sur les analyses que d'autres compagnies d'électricité ont faites sur les performances de ce produit, et les fournir si elles sont disponibles.

**Réponse :**

3                    **Un seul autre distributeur d'électricité canadien a une entente avec le**  
4                    **fabricant pour des CE3É à des fins de gestion de la demande en puissance.**

43.3 Le cas échéant, veuillez élaborer sur le succès commercial des CE3É dans ces juridictions et les techniques de commercialisation qui y ont été adoptées.

**Réponse :**

5                    **Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à la question.**

**Gestion de la demande de puissance à la pointe – Bi-énergie**

44. Référence : Pièce [B-0043](#), p.13.

**Préambule :**

« Le Distributeur réalisera un projet pilote auprès d'un nombre limité de clients au cours de l'hiver 2016-2017 afin d'évaluer la faisabilité technique de télécommander les systèmes de chauffage biénergie ».

**Demandes :**

44.1 Considérant que la biénergie est déjà contrôlée à distance par Hydro-Sherbrooke, veuillez préciser si le projet-pilote a d'autres objectifs que d'évaluer la faisabilité technique de télécommander les systèmes de biénergie.

**Réponse :**

1           **En plus d'évaluer la faisabilité technique de télécommander les systèmes de**  
2           **chauffage biénergie, le projet pilote permettra d'évaluer les aspects**  
3           **opérationnels et commerciaux d'un programme de gestion de la demande en**  
4           **puissance (GDP) des systèmes biénergie résidentiels. Un sondage est**  
5           **également prévu à la fin du projet pilote afin de valider l'intérêt des clients**  
6           **pour un tel programme, le but recherché étant de contrer l'effritement du parc**  
7           **biénergie actuel.**

44.2 Veuillez indiquer si le projet-pilote permettra de mesurer l'effacement réel unitaire diversifié des systèmes de bi-énergie pendant les heures de pointe critique correspondant aux heures de températures les plus froides par rapport à l'effacement observé pour les systèmes biénergie conventionnels lorsqu'ils basculent à -12 ou -15°C.

**Réponse :**

8           **Le projet pilote permettra d'évaluer, à l'aide de données de consommation**  
9           **fournies par les compteurs communicants, l'effacement unitaire des systèmes**  
10          **biénergie durant la période d'interruption. Il est entendu que l'effacement**  
11          **observé à ces températures sera le même que celui observé pour les**  
12          **systèmes biénergie conventionnels actuels.**

44.3 Advenant le succès du projet-pilote de télécommande de la bi-énergie qui est prévu dès l'hiver 2016-2017, veuillez préciser si cette intervention pourrait être déployée dès l'hiver 2017-2018.

**Réponse :**

13          **La durée du projet pilote est d'un an afin d'en évaluer les impacts sur un cycle**  
14          **complet de facturation. À la suite de l'analyse des résultats du projet pilote et**  
15          **du sondage, le Distributeur évaluera l'opportunité de déployer une offre**  
16          **commerciale de biénergie interruptible et, le cas échéant, prévoira**  
17          **l'échéancier pour le faire.**

44.4 Le cas échéant, veuillez présenter les caractéristiques de l'option tarifaire qui pourrait entrer en vigueur dès l'hiver 2017-2018 et le budget dont le Distributeur aurait besoin pour le déploiement préliminaire de la télécommande de la bi-énergie sans attendre l'hiver 2018-2019.

Réponse :

- 1 Voir la réponse à la question 44.3.
- 2 Le Distributeur soumet respectueusement que dans sa décision D-2016-033<sup>11</sup>,
- 3 la Régie acceptait la proposition du Distributeur « de privilégier le recours à
- 4 des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction
- 5 d'une tarification différenciée dans le temps ».
- 6 En ce qui a trait à la prévision budgétaire, le Distributeur n'est pour le moment
- 7 pas en mesure de fournir l'information demandée.

Réseaux autonomes

45. Références : (i) Pièce [B-0043](#), p.15;
- (ii) Pièce [B-0021](#), p.10;
- (iii) [Évaluation du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes - Approche méthodologique - Évaluation 2011](#), p.2 à 4.

Préambule :

- (i) « Le Distributeur débutera à l'automne 2016 un projet pilote d'éclairage efficace pour les clientèles commerciale et institutionnelle. L'objectif du projet pilote est de réaliser un inventaire des produits d'éclairage installés dans un échantillon de bâtiments types. La diversité de bâtiments et de vocations présentes à Kuujuaq en font l'endroit tout désigné pour la réalisation du projet pilote. L'information colligée durant ce projet permettra au Distributeur d'adapter son programme à la réalité des clients commerciaux et institutionnels du Nunavik ».
- (ii) Le Tableau 2 montre que les coûts évités par réseaux autonomes sont de l'ordre de 70 ¢/kWh, au Nunavik, et de 60 ¢/kWh en Haute-Mauricie et sur la Basse-Côte-Nord.
- (iii) « L'analyse pour les réseaux autonomes inclut la définition de clients types propres à ces marchés. Ainsi, le type de construction des bâtiments résidentiels, leur niveau d'isolation, le taux d'adoption des appareils, le type de système de chauffage et autres caractéristiques sont adaptés aux particularités de chaque réseau.

[...] La segmentation du résidentiel et du CI se base sur l'information disponible à Hydro-Québec. Il s'agit du nombre de clients, du type de vocation et de la consommation énergétique des bâtiments et, dans certains cas, de la définition des principaux paramètres

<sup>11</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 1005.

des bâtiments, à partir d'échantillons de bâtiments analysés dans le cadre d'études spécifiques disponibles.

En effet, des études spécifiques pour le secteur CI des Îles-de-la-Madeleine et pour le secteur résidentiel de Schefferville et des Îles-de-la-Madeleine sont disponibles chez Hydro-Québec alors que des données sur le logement dans le Nunavik ont été répertoriées au niveau provincial et fédéral. De plus, Hydro-Québec dispose également d'un sondage spécifique au Nunavik.

[...] Dans le cas des réseaux de la Haute Mauricie pour lesquels il y a peu de données spécifiques, les données pour le Nunavik seront utilisées pour compléter l'information.

[...] Toutes les mesures analysées dans le cadre de cette étude visent celles qui peuvent être implantées chez les clients. [...] Les mesures ne se limitent pas à celles employées pour le réseau intégrée mais elles sont adaptées pour tenir compte des sources d'énergies et des types d'appareils que l'on retrouve dans chaque réseau ainsi que des conditions climatiques.

[...] Les données provenant des études et des sondages effectuées par Hydro-Québec sont employées pour déterminer le taux de possession des appareils et des équipements que l'on retrouve auprès de la clientèle de chacun des réseaux autonomes. Ces études fournissent également certains indicateurs quant à l'utilisation des appareils lorsqu'elle diffère du profil du réseau intégré. Tout comme pour la caractérisation des cas types, les données du réseau intégré sont utilisées pour combler l'information manquante quant à l'utilisation et le taux de possession des appareils pour les réseaux des Îles-de-la-Madeleine et du Lac Robertson/La Romaine. Les données d'un sondage spécifique effectué pour le Nunavik seront employées pour compléter l'information pour les réseaux de Schefferville et de la Haute-Mauricie.

Les mêmes sources d'information servent également à définir les taux d'adoption actuels des mesures retenues». [Nous soulignons]

**Demandes :**

45.1 Veuillez expliquer le besoin de procéder à un inventaire des produits d'éclairage installés dans un échantillon de bâtiments types du Nunavik puisque celui-ci semble avoir été réalisé avant même de procéder à l'analyse du *Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes* tel que décrit en référence (iii) et approuvé par la Régie en 2011.

**Réponse :**

1            **En 2012, lors de l'évaluation du potentiel technico-économique en efficacité**  
2            **énergétique dans les réseaux autonomes, le Distributeur ne disposait**  
3            **d'aucunes données concernant l'utilisation de l'énergie par les clients Affaires**  
4            **au Nunavik. Les données de marché du réseau intégré avaient donc été**  
5            **utilisées en y apportant certains ajustements, notamment en ce qui a trait au**  
6            **coût des mesures.**

1           **Dans le but de déployer rapidement un programme d'éclairage ciblant ces**  
2           **clients et afin de pallier ce manque de données, le Distributeur a procédé à un**  
3           **projet pilote visant à établir un inventaire des équipements d'éclairage**  
4           **installés dans les bâtiments de ce segment de marché à Kuujuaq. Les**  
5           **données recueillies au cours du projet pilote permettront au Distributeur de**  
6           **mieux cibler les besoins en éclairage efficace chez la clientèle commerciale et**  
7           **institutionnelle.**

45.2 Veuillez clarifier les autres objectifs du projet-pilote, par-delà de réaliser un inventaire des produits d'éclairage installés dans un échantillon de bâtiments types et de récolter des informations pour adapter son programme à la réalité des clients commerciaux et institutionnels du Nunavik.

**Réponse :**

8           **Voir la réponse à la question 45.1.**

45.3 Considérant que pour chaque kWh vendu dans les réseaux du Nunavik, de la Haute-Mauricie et de la Basse-Côte-Nord, les coûts de fourniture du Distributeur sont près de 10 fois plus élevés que les revenus générés par les ventes, considérant que les économies des systèmes d'éclairage selon qu'ils sont placés à l'extérieur ou à l'intérieur de bâtiments chauffés à l'électricité ou au combustible sont bien connus et facilement simulés, veuillez proposer une stratégie de déploiement de systèmes d'éclairage.

**Réponse :**

9           **Le Distributeur procédera à un appel de propositions au printemps 2017 pour**  
10           **le remplacement des produits d'éclairage par de l'éclairage efficace chez la**  
11           **clientèle commerciale et institutionnelle dans tous les villages du Nunavik, à**  
12           **l'exception de Kuujuaq qui aura déjà bénéficié du projet pilote.**

13           **Pour la Haute-Mauricie et la Basse-Côte-Nord, les systèmes d'éclairage ont**  
14           **été installés, à l'exception de La Romaine, où l'installation aura lieu en 2017.**

## STRATÉGIE TARIFAIRE

- 46. Références :**
- (i) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 17;
  - (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0077](#), p. 46;
  - (iii) Pièce [B-0052](#), p. 14;
  - (iv) Pièce [B-0052](#), p. 15.

### Préambule :

- (i) « Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. De plus, dans un souci de simplification de la structure du tarif D afin d'en faciliter la compréhension, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait prendre la forme d'un montant mensuel, plutôt que d'un nombre de kWh inclus dans le service. À titre illustratif, dans le scénario présenté aux pages 47 et 48 de la présentation du 30 avril 2015, une facture minimale couvrant les coûts d'abonnement s'élevait à 22,28 \$ par mois, ce qui, compte tenu de la redevance de 12,19 \$ par mois, représentait une consommation de 178 kWh par mois ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]
- (ii) « Tel qu'il est présenté au tableau A-7 à la page 36 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0051), les revenus associés à la redevance au tarif D s'élevaient à 517 M\$ en 2014. Compte tenu que la facture minimale associée au scénario OC#2 (scénario représenté en mauve aux pages 35 et 36 du document de présentation du 12 juin 2015) permettrait de récupérer environ 150 M\$, le Distributeur aurait à récupérer à terme 367 M\$ de plus par l'entremise des prix d'énergie ». [note de bas de page omise]
- (iii) « Il est proposé de fixer à terme le montant minimal de la facture à 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé afin qu'en absence de consommation ou d'une consommation très faible, le client contribue à un minimum de frais associés à son alimentation ». [note de bas de page omise]
- (iv) « Le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des prix d'énergie, constitue une réallocation des revenus d'environ 400 M\$<sup>12</sup> de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie ».  
« <sup>12</sup> Revenus de la facture minimale de 118 M\$ moins les revenus de 516 M\$ de la redevance. »

### Demandes :

- 46.1 Veuillez préciser sur quelle base le montant de facture minimale à 20 \$ par mois, tel que présenté au préambule (iii), a été déterminé, et veuillez concilier avec ce qui a été souligné au préambule (i) dans le cadre du dossier R-3933-2015. Veuillez expliquer les motifs justifiant cette modification.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur estime raisonnable le montant de 20 \$ par mois qui serait**  
2            **exigé au client comme facture minimale, à titre de contribution minimale aux**  
3            **frais fixes liés à son abonnement lorsque sa consommation est très faible.**  
4            **Ainsi, il n’y a pas d’adéquation à faire entre un coût précis et cette**  
5            **composante du tarif. L’ensemble des composantes du tarif permettent de**  
6            **recupérer les coûts du Distributeur.**

7            **Néanmoins, le montant actuel de la redevance, les coûts d’abonnement de**  
8            **22,28 \$ par mois, comme indiqué au préambule (i) et ceux de 18,55 \$ par mois**  
9            **pour l’année 2017 (présentés à la réponse à la question 16.1 de la demande de**  
10           **renseignements de l’ACEF de Québec à la pièce HQD-16, document 2),**  
11           **permettent de juger du caractère raisonnable du montant mensuel minimal à**  
12           **facturer.**

46.2 Veuillez expliquer et démontrer comment une réduction de la facture minimale de 10 % (20 \$ par mois plutôt que 22,28 \$) peut entraîner une réduction des revenus anticipés provenant de la facture minimale de 21 %, soit 118 M\$ tel qu’indiqué au préambule (iv) plutôt que 150 M\$ tel que présenté au préambule (ii).

**Réponse :**

13           **L’évaluation de l’impact distinct d’une composante tarifaire, par exemple la**  
14           **variation du montant de la facture minimale, n’est seulement possible que si**  
15           **les prix des autres composantes tarifaires demeurent constants (toutes**  
16           **choses égales par ailleurs). Ainsi, la réduction de 32 M\$ des revenus générés**  
17           **par la facture minimale entre les deux simulations en référence (iv et ii)**  
18           **(150 M\$ - 118 M\$ = 32 M\$) n’est pas attribuable uniquement à la baisse du**  
19           **montant de la facture minimale (22,28 \$ à 20 \$), mais résulte également du prix**  
20           **plus élevé de la 1<sup>re</sup> tranche de la structure cible (référence iv) par rapport à**  
21           **celui du scénario OC#2 (référence ii).**

46.3 Veuillez expliquer comment serait appliquée la facture minimale de 20 \$ par mois dans le cadre d’une facturation de la consommation d’énergie calculée aux deux mois. Veuillez préciser si, pour une même facture, une plus forte consommation durant un mois pourra compenser une consommation plus faible l’autre mois.

**Réponse :**

22           **Comme pour d’autres composantes des tarifs, le montant de 20 \$ de la facture**  
23           **minimale s’applique pour une période de 30 jours. Ainsi, lorsqu’applicable, le**  
24           **montant à payer est établi au prorata du nombre de jours de la période de**  
25           **consommation. Par exemple, pour une facture qui couvre 62 jours de**  
26           **consommation, la facture minimale serait établie comme suit :**

1 **20 \$ x 62 jours / 30 jours = 41,33 \$.**

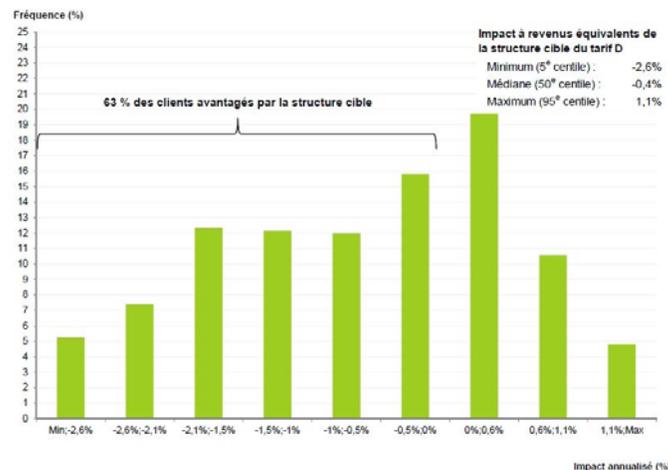
2 **Pour une même période de consommation, une plus forte consommation**  
3 **durant un mois pourra effectivement compenser une consommation plus**  
4 **faible au mois suivant.**

47. Références : (i) Pièce [B-0052](#), p. 16;  
(ii) Pièce [B-0052](#), p. 18-19.

**Préambule :**

(i)

**FIGURE 2 :**  
**DISTRIBUTION DES IMPACTS ANNUALISÉS POUR LES CLIENTS AU TARIF D**  
**(À REVENUS ÉQUIVALENTS)**  
**TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**



- (ii) « Le déploiement pourrait ainsi se faire comme suit :
- réduire et éliminer la redevance sur une période de 9 ans ;
  - atteindre en 4 ans une facture minimale de 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 8 ans celle de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé pour en étaler l'impact plus important ;
  - hausser le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie de 2 kWh par jour annuellement pendant 5 ans pour atteindre 40 kWh par jour ;
  - hausser, sous certaines conditions (voir la section 3.1.3), deux fois plus le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> tranche et fixer la hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche à 3 % de plus que la hausse tarifaire moyenne ;
  - éliminer dès la 1<sup>re</sup> année les primes de puissance actuelles ». [nous soulignons]  
[notes de bas de page omises]

**Demandes :**

47.1 Veuillez expliquer et démontrer, exemples et données à l'appui, comment a été calculé « l'impact annualisé (%) » de la figure 2 du préambule (i). Veuillez confirmer

ou infirmer si cet impact annualisé constitue une moyenne de l'impact sur la période de déploiement de 9 ans, soulignée à la référence (ii).

**Réponse :**

1            **La figure 2 du préambule (i) présente la distribution des impacts de la**  
 2            **structure cible proposée pour le tarif D à revenus équivalents, c'est-à-dire**  
 3            **sans hausses tarifaires, comme présenté au tableau 6 de la pièce HQD-14,**  
 4            **document 2 (B-0052), page 15. Les valeurs des impacts ont été annualisées**  
 5            **sur la période de 9 ans, soit la période du déploiement.**

6            **Le tableau R-47.1 présente la correspondance entre les intervalles d'impacts**  
 7            **avant et après l'exercice d'annualisation.**

**TABLEAU R-47.1 :**  
**INTERVALLES D'IMPACTS AVANT ET APRÈS**  
**L'EXERCICE D'ANNUALISATION**

Avant annualisation		Après annualisation	
(%)		(%)	
Min.	-21,11	Min.	-2,6
-21,11	-17,16	-2,6	-2,1
-17,16	-13,04	-2,1	-1,5
-13,04	-8,73	-1,5	-1,0
-8,73	-4,24	-1,0	-0,5
-4,24	0,45	-0,5	0,0
0,45	5,34	0,0	0,6
5,34	10,45	0,6	1,1
10,45	Max.	1,1	Max.

8            **Par exemple, une hausse tarifaire de 5,34 % sur une période de 9 ans équivaut**  
 9            **à une hausse annualisée de 0,6 % soit  $[(1,0534^{(1/9 \text{ ans})} - 1) = 0,006]$ . Cela signifie**  
 10           **qu'un client qui subit un impact tarifaire de 5,34 % à terme avec l'application**  
 11           **de la structure cible (à revenus équivalents) connaîtra une hausse annuelle**  
 12           **moyenne de 0,6 %, en sus de la hausse tarifaire, pendant 9 ans.**

47.2 Veuillez présenter la distribution des impacts pour les clients au tarif D, telle que présentée à la figure 2 de la référence (i), pour chacune des deux années où les impacts seront les plus grands, en identifiant à quel moment ces impacts maximaux risquent de survenir. Veuillez présenter et expliquer les hypothèses sous-jacentes et les résultats.

**Réponse :**

13           **Le scénario d'implantation de la structure cible permet d'obtenir une**  
 14           **distribution des impacts sur la clientèle qui demeure stable durant les**  
 15           **9 années du déploiement. Ainsi, il n'y a pas deux années où les impacts sont**  
 16           **plus grands ou plus faibles. L'impact maximal est de moins de 3 % à chaque**

1 année, compte tenu du critère que le Distributeur s'est donné de limiter la  
2 hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche à 3 % de plus que la hausse tarifaire moyenne  
3 et des autres modifications proposées (élimination de la redevance et hausse  
4 du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche).

5 Voir également la réponse à la question 50.2.

47.3 Veuillez présenter la distribution des impacts pour les clients au tarif D par segment de clientèle, pour chacune des deux années où les impacts seront les plus grands, et pour les deux années où les impacts seront les plus faibles, en identifiant à quel moment ces impacts maximaux et minimaux risquent de survenir. Veuillez présenter et expliquer les hypothèses sous-jacentes et les résultats.

Réponse :

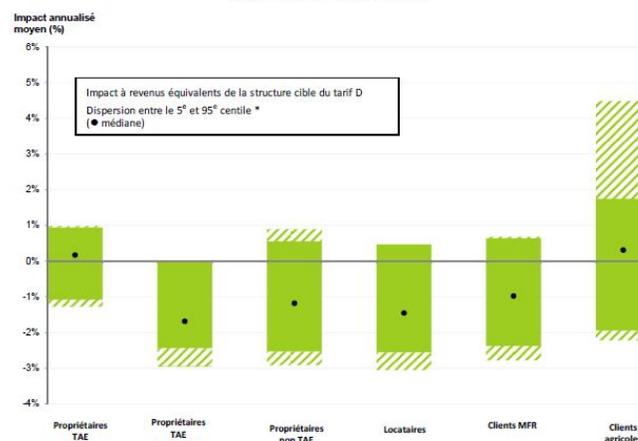
6 Voir la réponse à la question 47.2.

48. Références :
- (i) Pièce [B-0052](#), p. 18;
  - (ii) Pièce [B-0052](#), p. 17;
  - (iii) R-3933-2015, pièce [B-0088](#), p. 15;
  - (iv) R-3933-2015, pièce [C-UPA-0008](#), p. 5;
  - (v) Pièce [B-0052](#), p. 64;
  - (vi) Pièce [B-0052](#), p. 18.

Préambule :

(i)

FIGURE 4 :  
DISPERSION DES IMPACTS ANNUALISÉS PAR SEGMENT DE CLIENTÈLE AU TARIF D  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016



\* La zone non hachurée représente la dispersion des impacts pour les clients qui ne sont pas touchés par la facture minimale.

(ii) « La figure 4 présente la dispersion de l'impact annualisé des modifications proposées sur les différents segments de clientèle. L'impact lié à la facture minimale est présenté

*distinctement (zone hachurée des bâtonnets) pour relativiser le fait qu'une hausse en dollars appliquée sur une petite facture résulte en un impact relatif important. De plus, cela permet de dégager l'impact associé aux changements de structure pour la majorité des clients qui ne sont pas touchés par la facture minimale.*

*On y constate ici également des impacts croissants en fonction de la consommation. En effet, les plus petits clients comme les locataires, les ménages à faible revenu et les propriétaires de multilogements bénéficieront davantage des modifications proposées. Seuls les propriétaires de maisons qui chauffent à l'électricité ainsi que les exploitations agricoles ont un impact médian légèrement au-dessus de zéro ». [nous soulignons]*

- (iii) « À titre illustratif, le Distributeur fournit le nombre de clients touchés au moins une fois dans l'année par une facture minimale comme étudiée à la référence (ii) ».

**TABLEAU R-4.2 :**  
**DISTRIBUTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D TOUCHÉE PAR L'INTRODUCTION**  
**D'UNE FACTURE MINIMALE SELON LES HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO DE LA RÉFÉRENCE (II)**

Consommation annuelle (kWh)	Tous les clients	Clients agricoles
Moins de 4 999 kWh/an	282 884	5 785
De 5 000 à 9 999 kWh/an	120 242	1 839
De 10 000 à 14 999 kWh/an	46 357	715
De 15 000 à 19 999 kWh/an	16 190	316
De 20 000 à 29 999 kWh/an	8 516	281
De 30 000 à 49 999 kWh/an	2 113	126
De 50 000 à 99 999 kWh/an	425	49
De 100 000 à 249 999 kWh/an	41	15
De 250 000 à 499 999 kWh/an	4	2
500 000 kWh/an et plus	1	-
Total	476 773	9 128

- (iv) « En 2014, il y avait 40 525 clients agricoles aux tarifs D, G et M. Ce nombre doit être mis en parallèle avec les 28 880 exploitations agricoles québécoises recensées. Ainsi 11 645 compteurs agricoles seraient des compteurs additionnels (voir tableau 1). Ces compteurs sont souvent utilisés pour des sites éloignés du lieu de production principal (pompes de drainage ou d'irrigation, garages, etc.) ce qui tend à démontrer qu'ils se situent dans des strates de consommation inférieures à 30 000 kWh par année ». [note de bas de page omise]
- (v) Nous notons au Tableau A-9 de la pièce B-0052 que le nombre d'abonnements agricoles au tarif D serait de 44 133, ce qui représente une hausse de 20,5 % par rapport aux 36 605 abonnements indiqués au même tableau du dossier R-3933-2015.
- (vi) « <sup>14</sup> La facture minimale serait fixée à 13,80 \$ la 1<sup>re</sup> année ».

Nous remarquons à la figure 4 que l'impact de la facture minimale est beaucoup plus grand chez la clientèle agricole. Le Distributeur note à la référence (ii) « qu'une hausse en dollars

*appliquée sur une petite facture résulte en un impact relatif important* ». Nous remarquons à la référence (iii) qu'en proportion de la clientèle domestique, davantage d'abonnements agricoles seront touchés au moins une fois dans l'année par la facture minimale. À la référence (iv) nous constatons que parmi les 28 880 exploitations agricoles, un très grand nombre possédaient plus d'un compteur puisqu'il y aurait 11 645 compteurs agricoles additionnels, « *souvent sur des sites éloignés du lieu de production principal* ».

**Demandes :**

48.1 Veuillez préciser si la remarque du Distributeur à la référence (ii) quant au « *fait qu'une hausse en dollars appliquée sur une petite facture résulte en un impact relatif important* » s'applique à la clientèle agricole. Veuillez préciser si la présence de nombreux compteurs additionnels en milieu agricole peut expliquer la proportion élevée d'abonnements agricoles touchés par la facture minimale ainsi que l'impact relatif plus important de la facture minimale chez cette clientèle. Veuillez élaborer et quantifier si possible.

**Réponse :**

1            **La remarque du Distributeur à la référence (ii) visait à mettre en perspective le**  
2            **fait qu'une importante hausse en pourcentage peut être le résultat d'une faible**  
3            **hausse en termes absolus sur une petite facture et que cette situation se**  
4            **présentera avec l'introduction d'une facture minimale.**

5            **La présence relativement plus grande d'abonnements avec de faibles**  
6            **consommations chez la clientèle agricole par rapport aux autres clients au**  
7            **tarif D peut effectivement expliquer la proportion élevée d'abonnements**  
8            **agricoles touchés par la facture minimale et l'impact relativement plus**  
9            **important de la facture minimale chez cette clientèle, comme présenté à la**  
10           **figure 4 du préambule (i) qui illustre les impacts par segments de clientèle,**  
11           **avec et sans la clientèle touchée par la facture minimale. Il faut aussi**  
12           **mentionner que malgré une consommation plus importante, un client avec un**  
13           **profil saisonnier, agricole ou résidentiel, peut également être touché par la**  
14           **facture minimale sur une ou quelques périodes durant l'année.**

48.2 Veuillez expliquer la forte hausse du nombre d'abonnements agricoles tel qu'indiqué au préambule (v). Veuillez préciser s'il s'agit principalement de compteurs additionnels.

**Réponse :**

15           **D'abord, le Distributeur tient à préciser que la classification**  
16           **résidentielle/agricole est utilisée uniquement pour illustrer les impacts des**  
17           **modifications tarifaires proposées.**

18           **Ensuite, la hausse du nombre d'abonnements agricoles est le résultat d'une**  
19           **mise à jour de la classification de la clientèle domestique sur la base d'une**  
20           **information complémentaire qui est le code SCIAN associé à l'abonnement.**

1 **Bien que le code SCIAN soit généralement fiable, il demeure que cette**  
2 **information n'est pas disponible pour tous les abonnements. De plus, elle**  
3 **n'est pas vérifiée systématiquement pour en assurer l'exactitude au fil des**  
4 **ans, notamment en raison du coût élevé de suivi qui y serait associé.**

5 **Il s'agit ici d'un exemple précis des difficultés d'application associées à une**  
6 **tarification à l'usage.**

48.3 Veuillez mettre à jour le tableau R-4.2 du préambule (iii) et le compléter en indiquant le nombre de clients domestiques et agricoles touchés au moins une fois dans l'année, au moins 3 fois dans l'année, au moins 5 fois dans l'année. Veuillez préciser, dans chaque cas, le nombre de clients pour qui la facture minimale représentera la 1<sup>re</sup> année, en fonction de sa consommation, une hausse mensuelle de moins de 3,50 \$, entre 3,50 \$ et 6,99 \$, entre 7,00 \$ et 10,49 \$, entre 10,50 \$ et 13,80 \$.

**Réponse :**

7 **Le tableau R-48.3 présenté par le Distributeur ne répond qu'en partie à la**  
8 **demande de la Régie pour les raisons suivantes :**

- 9 • **Comme le nombre de périodes de consommation de la période de**  
10 **référence utilisée peut varier d'un client à l'autre, le Distributeur ne**  
11 **peut compléter le tableau en indiquant le nombre de clients touchés au**  
12 **moins 3 ou 5 fois dans l'année. Le Distributeur peut toutefois affirmer**  
13 **que 10 092 clients au tarif D, dont 700 clients agricoles, paieront**  
14 **toujours la facture minimale et que tous consomment moins de**  
15 **5 000 kWh par année.**
- 16 • **De plus, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir le nombre de**  
17 **clients pour qui la facture minimale représente une certaine hausse**  
18 **en \$ puisque les résultats des simulations tarifaires présentent, sur**  
19 **une base annuelle, l'impact net combiné de l'ensemble des**  
20 **changements apportés à la structure du tarif D, dont celui de la facture**  
21 **minimale. Comme le tableau de la référence (iii) ne permet pas dans sa**  
22 **forme actuelle d'apprécier l'impact net des changements apportés à la**  
23 **structure, le Distributeur le complète en identifiant, pour chaque**  
24 **tranche de consommation annuelle, la proportion des clients devant**  
25 **payer une facture minimale à l'occasion, mais qui seront malgré tout**  
26 **globalement avantaés sur une base annuelle par la structure cible**  
27 **proposée.**

**TABLEAU R-48.3 :**  
**DISTRIBUTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D PAYANT UNE FACTURE MINIMALE**  
**AU MOINS UNE FOIS DURANT L'ANNÉE SELON LA STRUCTURE CIBLE**  
**DU TABLEAU 6 DE LA PIÈCE HQD-14, DOCUMENT 2 (B-0052).**

Consommation annuelle (kWh)	Tous les clients	% des clients globalement avantagés	Clients résidentiels	% des clients globalement avantagés	Clients agricoles	% des clients globalement avantagés
Moins de 5 000 kWh/an	376 993	63%	370 543	64%	6 450	34%
De 5 000 à 9 999 kWh/an	324 299	97%	321 637	97%	2 662	78%
De 10 000 à 14 999 kWh/an	147 924	94%	146 726	95%	1 198	70%
De 15 000 à 19 999 kWh/an	49 759	65%	49 207	65%	552	37%
De 20 000 à 29 999 kWh/an	24 165	-	23 782	3%	383	-
De 30 000 à 49 999 kWh/an	4 477	-	4 330	-	147	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	666	-	629	-	37	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	25	-	18	-	7	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	2	-	2	-	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	-	-	-	-	-
Total	928 310	78%	916 874	79%	11 436	47%

1 **Bien que le Distributeur ne puisse pas isoler l'impact de la facture minimale**  
2 **pour l'ensemble des clients, il peut néanmoins estimer l'impact que son**  
3 **introduction peut représenter la 1<sup>re</sup> année pour un client dont la**  
4 **consommation est nulle. Actuellement, un tel client, alimenté en monophasé**  
5 **ou en triphasé, paie uniquement la redevance, soit 12,19 \$ par mois. Compte**  
6 **tenu de la proposition du Distributeur présentée au tableau 2 de la pièce**  
7 **HQD-14, document 2 (B-0052), ce client paierait dorénavant 13,80 \$ par mois**  
8 **s'il est alimenté en monophasé ou 18,00 \$ s'il l'est en triphasé, ce qui**  
9 **représenterait une hausse mensuelle respective de 1,61 \$ ou de 5,81 \$. Alors,**  
10 **bien que la facture minimale s'élève à 13,80 \$ par mois la 1<sup>re</sup> année, son**  
11 **impact mensuel n'atteint pas ce montant. Il est à noter que 17 464 clients**  
12 **alimentés en triphasé, dont 592 clients agricoles, devront payer une facture**  
13 **minimale au cours de l'année, mais seuls 257 d'entre eux, dont 27 clients**  
14 **agricoles, paieront une facture minimale à chaque période de consommation.**

48.4 *Considérant le « fait qu'une hausse en dollars appliquée sur une petite facture résulte en un impact relatif important », dans l'hypothèse où la présence de compteurs additionnels dans une entreprise agricole explique en partie la plus grande dispersion des impacts constatée au préambule (i), veuillez mesurer et présenter sous la même forme qu'au préambule (i) la dispersion des impacts pour la clientèle agricole par entreprise agricole (par adresse de facturation, par exemple) plutôt que par abonnement (par compteur). Veuillez expliquer et commenter.*

**Réponse :**

1 Les modèles d'analyse et de simulation des structures tarifaires du  
2 Distributeur reposent sur la mesure des impacts par abonnement ou pour un  
3 ensemble d'abonnements ayant des profils ou des caractéristiques de  
4 consommation semblables.

5 La mesure des impacts tarifaires par « entreprise agricole » ou par  
6 propriétaire souscrivant à plusieurs abonnements, sur la base de l'adresse de  
7 facturation ou de tout autre indicateur, serait hasardeuse puisque le  
8 Distributeur ne dispose pas d'une information complète ni suffisamment  
9 fiable. Par exemple, une même entreprise agricole peut avoir la responsabilité  
10 de plusieurs abonnements à des adresses différentes ou peut avoir à la fois  
11 des abonnements aux tarifs domestiques et aux tarifs généraux si certaines  
12 de ses activités sont de nature commerciale ou industrielle.

13 Finalement, cette approche soulève une question plus large de la pertinence  
14 de l'analyse proposée dans la mesure où d'autres clients domestiques  
15 peuvent également posséder plusieurs abonnements au tarif D, par exemple  
16 des propriétaires d'une résidence secondaire ou de plusieurs immeubles  
17 d'habitation.

49. **Références :**
- (i) Pièce [B-0052](#), p. 18-19;
  - (ii) Pièce [B-0052](#), p. 9;
  - (iii) Pièce [B-0052](#), p. 19;
  - (iv) Pièce [B-0052](#), p. 15.

**Préambule :**

- (i) « <sup>14</sup> La facture minimale serait fixée à 13,80 \$ la 1<sup>re</sup> année, soit 1,61 \$ de plus que l'équivalent de la redevance actuelle et augmenterait annuellement de l'ordre de 2 \$ pendant les trois années suivantes. La hausse de la facture minimale pour l'alimentation en triphasé est fixée à 6 \$, soit environ trois fois celle appliquée pour l'alimentation en monophasé ».

(ii)

TABLEAU 2 :  
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2017

	Tarifs 2016	Tarifs 2017	Écart
<b>Tarif D</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	37,68	-7,3%
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/jour)	30	32	2
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	5,92	3,7%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	9,02	3,9%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	s.o.	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	s.o.	-
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	13,80	-
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,00	-

(iii) « Le passage vers la nouvelle structure du tarif D se ferait donc graduellement, soit sur une période de 9 ans, afin de limiter les impacts tarifaires à moins de 3 % de plus que la hausse moyenne ».

« D'abord, dans l'éventualité d'un ajustement tarifaire nul ou à la baisse, le Distributeur pourrait proposer de ne pas apporter de modification à la structure du tarif et éviter ainsi, par exemple, d'abaisser des prix qui devraient ensuite être ajustés à la hausse. Il s'agit donc de ne pas appliquer des ajustements contraires à la structure cible visée à long terme ».

(iv) « Le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des prix d'énergie, constitue une réallocation des revenus d'environ 400 M\$<sup>12</sup> de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie ».

« <sup>12</sup> Revenus de la facture minimale de 118 M\$ moins les revenus de 516 M\$ de la redevance. »

La Régie remarque que bien la « facture minimale serait fixée à 13,80 \$ la 1<sup>re</sup> année, soit 1,61 \$ de plus que l'équivalent de la redevance actuelle », le fait que la redevance ne serait réduite que de 2,96 ¢ par jour la première année, tel qu'indiqué au second préambule, soit 0,89 ¢ par mois, entraîne une hausse nette de 12,91 \$ par mois la 1<sup>re</sup> année, un impact relativement important chez les clients pleinement touchés par la facture minimale.

La Régie comprend également que la très longue période d'implantation de la nouvelle structure au tarif D proposée par la Distributeur, soit sur une période de 9 ans, s'explique principalement par l'impact du remplacement de la redevance par une facture minimale.

**Demande :**

49.1 En assumant que le Distributeur juge raisonnable l'ajustement tarifaire proposé pour 2017, tel que présenté au préambule (ii), et dans l'hypothèse où la hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2017 serait inférieure au 1,6 % demandé, veuillez élaborer sur la possibilité, les avantages et inconvénients que le manque à gagner soit entièrement appliqué à la réduction de la redevance, réduisant ainsi l'impact de l'implantation de la facture minimale ainsi que le temps requis pour implanter la nouvelle structure.

**Réponse :**

1 Le Distributeur aimerait apporter d'abord une précision concernant sa  
2 proposition d'introduire une facture minimale au 1<sup>er</sup> avril 2017. Lorsque la  
3 facture minimale s'applique, c'est-à-dire lorsque le montant de la redevance et  
4 de l'énergie consommée est inférieur au montant de la facture minimale, le  
5 client n'a pas à payer en plus la redevance comme le laisse supposer la  
6 remarque de la Régie au préambule (iv). Ainsi, au 1<sup>er</sup> avril 2017, un client qui  
7 n'aurait aucune consommation pendant un mois donné devrait assumer une  
8 facture de 13,80 \$, soit 1,61 \$ de plus que l'année précédente alors que la  
9 redevance s'élevait à 12,19 \$ par mois. La réduction de la redevance à 37,68 ¢  
10 par jour ou 11,30 \$ par mois en 2017 ne représente donc aucun impact  
11 additionnel sur la facture des clients touchés par la facture minimale. La  
12 hausse nette de la facture demeure donc à 1,61 \$ par mois, et non pas 12,91 \$  
13 par mois tel qu'il est mentionné au préambule (iv).

14 Le Distributeur comprend de la question de Régie qu'elle souhaite qu'il  
15 commente un scénario hypothétique qui consiste en une hausse tarifaire  
16 approuvée inférieure à la hausse demandée de 1,6 % et que cette baisse des  
17 revenus requis se traduirait par une baisse de la redevance tout en  
18 maintenant les autres composantes du tarif D identiques à celles de la  
19 proposition du Distributeur.

20 Sur la base de cette hypothèse, une réduction de la redevance aurait pour  
21 conséquence de réduire la facture des clients par rapport au scénario proposé  
22 par le Distributeur, mais pour certains clients, la facture minimale pourrait  
23 alors s'appliquer. De plus, cela ferait porter un poids relativement plus  
24 important de la hausse tarifaire sur les prix d'énergie par rapport au montant  
25 de la redevance, ce qui accentuerait la dispersion des impacts tarifaires parmi  
26 la clientèle. Par ailleurs, si le critère de 3 % maximum, en sus de la hausse  
27 moyenne pour le prix de la 2<sup>e</sup> tranche n'était plus respecté, il faudrait revoir  
28 globalement les tarifs proposés.

29 L'évaluation d'un tel scénario doit tenir compte de la structure cible visée à  
30 terme et des impacts tarifaires maximums acceptables. Le déploiement année  
31 après année des mesures vise à étaler les impacts tarifaires dans le temps  
32 afin d'éviter les chocs sur la clientèle.

33 Il en résulte que même si l'ajustement d'une composante du tarif au cours des  
34 premières années est accéléré, celle-ci devra connaître un ralentissement de  
35 son ajustement au cours des années subséquentes avec comme  
36 conséquence, des impacts moins importants.

- 50. Références :** (i) Dossier R-3933-2015, [B-0071](#), p. 17-18;  
(ii) Dossier R-3933-2015, [B-0051](#), p. 20.

**Préambule :**

- (i) « Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. De plus, dans un souci de simplification de la structure du tarif D afin d'en faciliter la compréhension, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait prendre la forme d'un montant mensuel, plutôt que d'un nombre de kWh inclus dans le service ».

« Dans la même optique de simplification, le Distributeur estime que la facture minimale devrait remplacer la redevance, auquel cas il serait nécessaire de déterminer comment les coûts autrement récupérés par l'entremise de la redevance devraient être récupérés au moyen des autres composantes du tarif ».

« Selon son volume de consommation, la facture d'un client ne pourrait comporter qu'un seul prix de l'énergie, répondant d'autant plus à l'attente de la clientèle pour la simplicité ».

« Les impacts d'un scénario d'introduction d'une facture minimale ont été présentés à la page 48 de la présentation du 30 avril 2015. Les résultats montrent qu'une facture minimale touche les très petits consommateurs et ceux qui ne consomment pas durant toute l'année, et ce, peu importe le segment de clientèle dans lequel ils se trouvent. Différents scénarios de facture minimale pourraient être examinés si la Régie retenait cette avenue comme une orientation à explorer pour le prochain dossier tarifaire ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

- (ii) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1<sup>re</sup> tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge, et le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT ».

« Le Distributeur considère que ces orientations rejoignent en grande partie celles des intervenants. Ainsi, il demande à la Régie de confirmer les orientations qui lui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée dans le dossier tarifaire 2017-2018 ».

La Régie note que durant la période d'implantation proposée de 9 ans, certains clients auront à la fois une redevance à payer et une facture minimale, ce qui va à l'encontre de l'objectif de simplification souhaité.

**Demandes :**

- 50.1 Considérant que la simplification de la structure du tarif D et de la facture du client constitue un souci maintes fois répété par le Distributeur et que ce dernier affirmait que « différents scénarios de facture minimale pourraient être examinés si la Régie

retenait cette avenue comme une orientation à explorer pour le prochain dossier tarifaire », veuillez expliquer en quoi la proposition déposée concernant le remplacement de la redevance par une facture minimale et le scénario de son implantation sur 9 ans constituent la meilleure proposition et répondent au souci de simplification.

**Réponse :**

1           **La proposition du Distributeur reflète les orientations retenues par la Régie et**  
2           **permet d'atteindre au cours de l'implantation des modifications**  
3           **recommandées les objectifs de simplification visés tout en limitant les**  
4           **impacts annuels sur la clientèle.**

5           **La proposition de Distributeur apporte plusieurs éléments de simplification.**  
6           **D'abord, l'introduction de la facture minimale permet d'émettre, dès 2017, des**  
7           **factures avec un seul élément de prix, soit le montant de la facture minimale,**  
8           **lorsque le montant de la redevance et de l'énergie consommée est inférieur au**  
9           **montant de celle-ci. L'introduction de la facture minimale se ferait en 4 ans.**  
10          **Compte tenu des revenus actuellement récupérés par la redevance, son**  
11          **élimination ne peut se faire plus rapidement, à moins d'accepter des impacts**  
12          **plus importants pour la clientèle.**

13          **À terme, l'élimination de la redevance combinée au passage du seuil de la**  
14          **1<sup>re</sup> tranche de 30 à 40 kWh par jour permettront l'émission d'un grand nombre**  
15          **de factures n'ayant que le nombre de kWh consommés et le prix de la**  
16          **1<sup>re</sup> tranche comme informations.**

50.2    Considérant l'objectif de simplification des structures tarifaires et options offertes aux consommateurs et afin de limiter la dispersion des impacts cumulés découlant de changements simultanés de plusieurs composantes de la structure tarifaire, veuillez élaborer sur les mérites et inconvénients d'un scénario d'implantation par étape, soit en implantant rapidement la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie dans un premier temps, et de reporter le remplacement de la redevance par une facture minimale dans un second temps.

**Réponse :**

17          **Le scénario de déploiement des modifications aux tarifs domestiques a été**  
18          **réalisé en deux temps.**

19          **D'abord, il y a eu l'élaboration de la structure tarifaire cible, telle qu'elle est**  
20          **présentée au tableau 6 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052), page 15, qui**  
21          **constitue la finalité des orientations de la Régie relatives à l'évolution à terme**  
22          **des tarifs domestiques. Cette structure permet de récupérer les mêmes**  
23          **revenus qu'actuellement.**

24          **Dans un deuxième temps, le Distributeur a élaboré un scénario d'implantation**  
25          **qui établit le rythme et la séquence des changements aux structures tarifaires**

1 ainsi que le temps nécessaire pour atteindre la structure cible en tenant  
2 compte cette fois des hausses tarifaires. La réalisation de cet exercice a été  
3 encadrée principalement par deux paramètres. D'une part, la limite maximale  
4 des impacts tarifaires, fixée à 3 %, seuil en deçà duquel la presque totalité des  
5 clients se retrouveront, et qui détermine le nombre d'années nécessaires pour  
6 atteindre la structure cible, soit 9 ans. D'autre part, il y a la prise en compte de  
7 la distribution des impacts parmi la clientèle afin d'éviter les chocs tarifaires à  
8 certains segments de clients.

9 C'est à cette étape que sont pris en compte les effets croisés des  
10 changements de structure sur certains segments de clients qui guident le  
11 choix de la séquence des changements à apporter. Cela permet d'obtenir une  
12 distribution des impacts parmi la clientèle qui demeure relativement stable  
13 durant les 9 années de déploiement. En raison des montants en jeu, soit  
14 environ 400 M\$, le Distributeur a proposé d'étaler la réduction de la redevance  
15 sur 9 ans en commençant dès 2017.

16 La modification de la séquence des changements tarifaires ne modifierait pas  
17 l'impact cumulé de la réforme sur chacun des clients, mais changerait sa  
18 distribution dans le temps. Ainsi, en reportant le remplacement de la  
19 redevance par une facture minimale et en accélérant le passage du seuil de la  
20 1<sup>re</sup> tranche de 30 à 40 kWh, les clients qui bénéficieraient davantage de  
21 l'élimination de la redevance verraient leurs gains diminuer les premières  
22 années pour les récupérer plus tard et vice et versa.

23 Plusieurs données présentées au tableau R-50.3 illustrent clairement ce  
24 phénomène. En comparant les résultats obtenus pour des scénarios  
25 alternatifs avec celui proposé par le Distributeur, deux constats se dégagent.  
26 D'abord, les clients qui ont les plus faibles consommations sont moins  
27 favorisés par les scénarios alternatifs. Ensuite, un nombre moindre de clients  
28 connaîtrait une baisse du montant de leur facture. Toutefois, si la Régie  
29 maintient le cap sur la structure cible, ces derniers seront davantage  
30 avantagés dans la seconde partie de l'implantation de scénarios alternatifs.

50.3 Afin d'alimenter la réflexion à cet égard, veuillez présenter un scénario alternatif d'implantation par étape de la réforme tarifaire au tarif D, prévoyant une hausse rapide du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie pour atteindre 40 kWh par jour et reportant le remplacement de la redevance par une facture minimale à une date ultérieure. Veuillez fournir une simulation démontrant les impacts sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation. Veuillez commenter.

**Réponse :**

1           Le tableau R-50.3 présente les prix et les impacts associés à la proposition du  
2           Distributeur au 1<sup>er</sup> avril 2017 de même que ceux de deux scénarios alternatifs  
3           dans lesquels seul le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche est haussé.

4           Le scénario A présente un seuil de la 1<sup>re</sup> tranche fixé à 33 kWh par jour  
5           combiné à une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie  
6           que celui de la 1<sup>re</sup> alors que le scénario B présente un seuil de la 1<sup>re</sup> tranche  
7           fixé à 35 kWh par jour combiné à une hausse uniforme des prix d'énergie. Le  
8           Distributeur n'a pas évalué le scénario de hausse à 40 kWh par jour puisqu'il  
9           ne permet pas de respecter le critère dont s'est doté le Distributeur pour juger  
10          du caractère raisonnable des scénarios envisagés, soit une hausse du prix de  
11          la 2<sup>e</sup> tranche limitée à un maximum de 3 % de plus que la hausse moyenne de  
12          1,6 %.

13          Compte tenu du fait que la hausse porte davantage sur le prix de la 2<sup>e</sup> tranche  
14          pour le scénario A, celui-ci ne permet pas de hausser autant le seuil de la  
15          1<sup>re</sup> tranche que le scénario B. Toutefois, le scénario A permet d'épargner  
16          davantage les petits consommateurs, notamment les MFR, compte tenu de la  
17          hausse relativement moins importante du prix de la 1<sup>re</sup> tranche. La proposition  
18          du Distributeur est néanmoins celle qui permet, à plus court terme, d'épargner  
19          le plus les petits consommateurs en raison de la baisse de la redevance qui y  
20          est intégrée.

21          En effet, 12 % des clients au tarif D bénéficieraient la 1<sup>re</sup> année d'une baisse de  
22          leur facture advenant son application alors que ce taux serait de 4 % pour  
23          les 2 scénarios alternatifs. Il n'en demeure pas moins que l'implantation par  
24          étape des modifications à la structure ne modifie pas l'impact à terme, mais  
25          en avance ou retarde les effets, selon le profil des clients.

**TABLEAU R-50.3 :**  
**IMPACTS ASSOCIÉS À LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017**  
**ET DE DEUX SCÉNARIOS ALTERNATIFS**

Tarif D - Hausse de 1,6 %	Stratégie tarifaire proposée au 1 <sup>er</sup> avril 2017			Scénarios alternatifs au 1 <sup>er</sup> avril 2017					
	Prix	Prix	Écart	33 kWh/jour - Hausse 2x+2 <sup>e</sup> (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)			
				Prix	Écart	Prix	Écart		
Redevance (\$/jour)	40,64	37,68	-7,3%	40,64	0,0%	40,64	0,0%		
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche (kWh)	30	32		33		35			
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (\$/kWh)	5,71	5,92	3,7%	5,84	2,3%	5,96	4,4%		
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (\$/kWh)	8,68	9,02	3,9%	9,06	4,4%	9,07	4,5%		
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-		
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-		
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	13,80	-	s.o.	-	s.o.	-		
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,00	-	s.o.	-	s.o.	-		
Impact sur la facture de la clientèle au tarif D	Consommation annuelle (kWh)	Stratégie tarifaire proposée au 1 <sup>er</sup> avril 2017			Scénario alternatif au 1 <sup>er</sup> avril 2017				
		Impact			33 kWh/jour - Hausse 2x+2 <sup>e</sup> (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)		
Moyenne des clients D	17 306	1,8%		1,8%		1,8%			
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 784	1,8%		1,8%		1,8%			
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 416	1,6%		1,7%		1,9%			
Minimum (5 <sup>e</sup> décile)	s.o.	-1,1%		0,1%		0,1%			
Médiane (50 <sup>e</sup> décile)	s.o.	1,3%		1,4%		1,6%			
Maximum (95 <sup>e</sup> décile)	s.o.	2,7%		2,7%		3,0%			
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité	Client à la 1 <sup>re</sup> tranche seulement	10 950	1,6%	1,8%		3,6%			
	Logement 5 ½	11 590	0,6%	0,4%		-1,6%			
	Résidence unifamiliale								
	111 m <sup>2</sup> (1 195 pi <sup>2</sup> )	20 494	1,8%	1,6%		1,6%			
	158 m <sup>2</sup> (1 701 pi <sup>2</sup> )	26 484	2,2%	2,1%		1,9%			
	207 m <sup>2</sup> (2 228 pi <sup>2</sup> )	32 054	2,4%	2,3%		2,0%			
390 m <sup>2</sup> (4 198 pi <sup>2</sup> )	48 062	2,9%	3,0%		2,9%				
Segments de la clientèle au tarif D	Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	1,7%	1,6%		1,5%			
	Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	0,9%	1,0%		1,4%			
	Propriétaires non-TAE	14 982	1,3%	1,1%		1,2%			
	Locataires	11 315	1,0%	1,2%		1,4%			
	Clients MFR	14 153	1,4%	1,4%		1,5%			
	Clients agricoles	30 741	2,7%	2,9%		2,9%			
Consommations types mensuelles	625 kWh	7 500	0,9%	1,7%		3,3%			
	750 kWh	9 000	1,2%	1,7%		3,4%			
	1 000 kWh	12 000	-0,7%	-0,5%		1,1%			
	2 000 kWh	24 000	1,8%	2,2%		2,9%			
	3 000 kWh	36 000	2,6%	3,0%		3,5%			
	4 000 kWh	48 000	2,9%	3,3%		3,7%			
	5 000 kWh	60 000	3,1%	3,6%		3,9%			
Distribution des impacts d'une hausse de 1,6 % pour la clientèle au tarif D	Stratégie tarifaire proposée au 1 <sup>er</sup> avril 2017			Scénario alternatif au 1 <sup>er</sup> avril 2017					
	Fréquence			33 kWh/jour - Hausse 2x+2 <sup>e</sup> (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)			
Min : -2,0 %		3%		0%		0%			
-2,0 % ; -1,3 %		1%		0%		0%			
-1,3 % ; -0,7 %		2%		1%		1%			
-0,7 % ; 0 %		6%		3%		3%			
0 % ; 0,7 %		17%		15%		8%			
0,7 % ; 1,4 %		22%		31%		23%			
1,4 % ; 2,0 %		23%		30%		33%			
2,0 % ; 2,7 %		20%		16%		20%			
2,7 % ; Max		5%		5%		11%			
Impact minimum, médian et maximum sur la facture des segments de la clientèle au tarif D (incluant les clients touchés par la facture minimale)	Stratégie tarifaire proposée au 1 <sup>er</sup> avril 2017			Scénario alternatif au 1 <sup>er</sup> avril 2017					
	Minimum (5 <sup>e</sup> décile)	Médiane (50 <sup>e</sup> décile)	Maximum (95 <sup>e</sup> décile)	Minimum (5 <sup>e</sup> décile)	Médiane (50 <sup>e</sup> décile)	Maximum (95 <sup>e</sup> décile)	Minimum (5 <sup>e</sup> décile)	Médiane (50 <sup>e</sup> décile)	Maximum (95 <sup>e</sup> décile)
Propriétaires TAE (maisons-plex)	0,7%	2,0%	2,8%	0,6%	1,8%	2,8%	0,5%	1,7%	2,7%
Propriétaires TAE (multilogement)	-0,7%	0,6%	1,8%	0,1%	0,9%	1,8%	0,2%	1,5%	3,1%
Propriétaires non-TAE	-0,5%	0,9%	2,4%	-0,5%	1,0%	2,2%	-0,7%	1,3%	3,3%
Locataires	-1,5%	0,7%	2,1%	0,1%	1,0%	2,0%	0,3%	1,4%	3,1%
Clients MFR	-1,0%	1,0%	2,4%	0,1%	1,2%	2,4%	0,1%	1,5%	3,1%
Clients agricoles	-0,9%	1,9%	5,4%	0,0%	1,5%	3,9%	-0,1%	2,0%	3,8%
Impact sur la facture de la clientèle au tarif D selon le niveau de consommation	Stratégie tarifaire proposée au 1 <sup>er</sup> avril 2017			Scénario alternatif au 1 <sup>er</sup> avril 2017					
	Impact			33 kWh/jour - Hausse 2x+2 <sup>e</sup> (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)			
[ 0 ; 10 000[		0,2%		1,0%		1,9%			
[ 10 000 ; 20 000[		1,1%		1,0%		1,1%			
[ 20 000 ; 30 000[		2,0%		1,8%		1,6%			
[ 30 000 ; 40 000[		2,5%		2,5%		2,2%			
[ 40 000 ; 50 000[		2,8%		2,9%		2,7%			
[ 50 000 ; 60 000[		3,0%		3,2%		3,1%			
[ 60 000 ; 70 000[		3,2%		3,4%		3,3%			
[ 70 000 ; 80 000[		3,3%		3,5%		3,5%			
[ 80 000 ; 90 000[		3,4%		3,6%		3,6%			
[ 90 000 ; 100 000[		3,4%		3,7%		3,7%			
[ 100 000 ; Max ]		3,5%		3,9%		3,9%			

**Suivis demandés : Véhicules électriques**

51. Référence : Pièce [B-0052](#), p. 39-41.

**Préambule :**

*« Le Distributeur présente à la section 4.1 les modalités relatives au tarif expérimental qu'il propose visant l'alimentation des bornes de recharge des véhicules électriques de 400 volts (V) et plus à courant continu. Cette proposition découle de la décision D-2016-033 de la Régie dans laquelle elle demande au Distributeur d'élaborer une proposition permettant de répondre à ses préoccupations à l'égard des véhicules électriques ».*

*« Quant aux approvisionnements, la Régie ne considère pas qu'il y ait d'enjeux à fournir l'énergie requise, mais qu'il y a lieu de se préoccuper de l'impact sur la puissance coïncidente ».*

*« Bien que le Distributeur soit préoccupé par l'impact que pourrait avoir la croissance de cette charge sur le réseau, il n'entend pas proposer pour l'instant de mesures de gestion spécifiques pour cet usage compte tenu du faible nombre de voitures électriques et de la technologie utilisée à domicile. Le Distributeur suivra la pénétration de cet usage au cours des prochaines années. Il évaluera également la possibilité de mettre à profit des technologies qui pourraient permettre de gérer cette charge et de mettre en place des mesures afin d'inciter les utilisateurs à une recharge en dehors des heures de pointe du réseau. Éventuellement, les clients pourraient ainsi être encouragés à gérer leur consommation par l'entremise de programmes de gestion de la demande, à l'image des interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) pour le marché résidentiel ». [nous soulignons]*

Le Distributeur note qu'à ce jour, « plus de 10 000 véhicules électriques rechargeables sont immatriculés au Québec » et que « l'engagement du gouvernement se traduit par un parc qui représente 50 % des VÉ au Canada, avec une cible de 100 000 véhicules rechargeables immatriculés au Québec à l'horizon 2020 ».

**Demandes :**

51.1 Veuillez décrire les actions du Distributeur afin de documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques rechargeables au domicile et au bureau.

**Réponse :**

- 1            **Le Distributeur tient à préciser qu'il ne dispose pas de données de**  
2            **consommation pour la recharge à domicile ou chez l'employeur compte tenu**  
3            **du fait que cet usage n'est pas mesuré séparément des autres usages de**  
4            **l'abonnement des propriétaires de bornes.**
- 5            **Le Distributeur entend documenter l'usage des bornes de recharge et les**  
6            **habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques en**  
7            **effectuant des sondages auprès de sa clientèle. De plus, il envisage analyser**

1            **les données de consommation du domicile dans la mesure où il pourra**  
2            **identifier les propriétaires de véhicules électriques.**

51.2 Veuillez fournir les données préliminaires ou les estimations quant à la répartition (pourcentage), telle qu'elle se présente actuellement, des heures de recharge à domicile, chez l'employeur, ou à travers le réseau de bornes publiques.

**Réponse :**

3            **Le Distributeur ne dispose pas d'information portant sur la répartition des**  
4            **heures de recharge en fonction du lieu. Les données préliminaires à la**  
5            **disposition du Distributeur concernant la répartition de la recharge selon les**  
6            **différents lieux proviennent de la littérature.**

7            **Un sondage effectué par Electric Power Research Institute (EPRI), *Plug-In***  
8            ***Electric Vehicle Multi-State Market and Charging Survey*, montre que 57 % des**  
9            **propriétaires de véhicules rechargeables aux États-Unis rechargent leur**  
10           **véhicule exclusivement à domicile alors que 40 % le rechargent à domicile ou**  
11           **ailleurs. Seulement 2 % des propriétaires de tels véhicules n'utilisent que des**  
12           **bornes publiques.**

51.3 Parmi les 100 000 véhicules à l'horizon 2020, combien estimez-vous utiliseront des bornes de recharge à domicile, ou des bornes de recharge privées sur le lieu de travail?

**Réponse :**

13           **Les possibilités de recharge, les caractéristiques propres à ce nouvel usage**  
14           **et le développement des technologies conduisent à des habitudes de**  
15           **consommation encore imprécises et en évolution.**

16           **Actuellement, la recharge à domicile est le type de recharge le plus utilisé par**  
17           **les propriétaires de véhicules électriques. L'installation d'une borne au**  
18           **domicile et une plus grande autonomie des véhicules électriques pourraient**  
19           **faire en sorte que cette tendance se maintienne.**

20           **Toutefois, il est également possible qu'un déploiement massif de bornes**  
21           **publiques et une augmentation de l'autonomie des véhicules électriques**  
22           **amènent certains utilisateurs à utiliser majoritairement le réseau public de**  
23           **recharge. Il importe donc de suivre l'évolution des technologies et des**  
24           **habitudes de consommation à ce chapitre.**

51.4 Veuillez préciser quels types de technologies, soulignées au préambule, sont présentement examinés par le Distributeur afin de permettre de réduire l'impact de la recharge des véhicules électriques sur la puissance coïncidente. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

1            **Les technologies identifiées actuellement qui pourraient contribuer à la**  
2            **gestion de la charge sont la minuterie permettant de programmer la période**  
3            **de recharge du véhicule, les bornes dites intelligentes permettant un meilleur**  
4            **contrôle des périodes de charge en fonction des besoins du réseau et les**  
5            **technologies de stockage.**

51.5 Veuillez fournir une estimation de la contribution à la pointe de 100 000 véhicules électriques si le début de la recharge qui exige le maximum de puissance se fait dès le retour du travail en phase avec la pointe du soir ou dès l'arrivée au lieu de travail en phase avec la pointe du matin.

**Réponse :**

6            **La diversité de la charge (démarrage de la recharge non coïncident) fait en**  
7            **sorte que la puissance appelée sera inférieure à la puissance installée**  
8            **combinée de l'ensemble des 100 000 bornes.**

9            **Le Distributeur estime que la contribution coïncidente à la pointe serait de**  
10           **l'ordre de 0,5 kW à 1 kW par véhicule, ce qui se traduirait par un impact en**  
11           **puissance de 50 MW à 100 MW pour 100 000 véhicules électriques.**

51.6 Veuillez élaborer sur la réflexion du Distributeur concernant la contribution à la pointe hivernale d'options de préchauffage/dégivrage à partir de la borne de recharge.

**Réponse :**

12           **Pour le moment, le Distributeur ne dispose pas d'information quant à cet**  
13           **usage qui, par ailleurs, est peu documenté. Cette question fait partie des**  
14           **éléments que le Distributeur compte documenter.**

15           **Voir également la réponse à la question 51.1.**

**52. Référence :** Pièce [B-0052](#), p. 44.

**Préambule :**

*« Considérant les faibles FU pour les BRCC actuelles, soit inférieurs à 10 %, le Distributeur propose de calibrer un tarif pour l'usage spécifique des bornes de recharge sur la base d'un FU pouvant varier entre 0 % et 10 %.*

*De façon générale, plus le FU d'une charge est élevé, plus celle-ci risque d'être coïncidente à la pointe. En deçà d'un FU de 30 % (soit 216 heures d'utilisation par mois), la coïncidence à la pointe diminue rapidement à mesure que le FU décroît.*

Ainsi, une plus faible utilisation de la puissance maximale appelée justifie une prime de puissance moindre pour récupérer les coûts de puissance. C'est sur cette base qu'est calibré le tarif G-9 qui est conçu pour des FU inférieurs à 30 %. La prime de puissance est en effet diminuée de façon à correspondre à une proportion de 30 % de celle du tarif M et, en contrepartie, le prix d'énergie est accru de manière à récupérer en énergie la différence entre les primes de puissance des deux tarifs ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

**Demandes :**

52.1 Veuillez expliquer l'affirmation soulignée en préambule en en précisant notamment le contexte et les limites.

**Réponse :**

1            **La relation entre le facteur de coïncidence à la pointe et le facteur d'utilisation,**  
2            **illustrée par la Courbe de Bary (concept connu en tarification de l'électricité<sup>12</sup>),**  
3            **est plus que proportionnelle pour un facteur d'utilisation entre 0 % et 30 %.**  
4            **Plus le facteur d'utilisation augmente, plus la coïncidence à la pointe est**  
5            **élevée. Au-delà d'un certain facteur d'utilisation, soit environ 30 %, le facteur**  
6            **de coïncidence plafonne à près de 85 %. Pour les profils caractérisés par un**  
7            **faible facteur d'utilisation, la probabilité de coïncidence à la pointe est faible.**

8            **C'est sur la base de cette relation qu'il est justifié d'appliquer une prime de**  
9            **puissance moindre pour récupérer une part plus faible des coûts de**  
10           **puissance (voir également la pièce HQD-1, document 3, section 7.3, du**  
11           **dossier R-3541-2004). Néanmoins, il demeure nécessaire de récupérer les**  
12           **coûts fixes en fonction de l'utilisation du client, ce qui implique des prix de**  
13           **l'énergie plus élevés.**

52.2 Considérant que le nombre de véhicules sur la route augmente aux heures de pointe, en phase avec la pointe coïncidente, et que le recours aux BRCC se produit habituellement durant le parcours du véhicule, veuillez expliquer comment l'affirmation que « *la coïncidence à la pointe diminue rapidement à mesure que le FU décroît* » peut s'appliquer aux BRCC.

**Réponse :**

14           **Les usagers rechargent généralement leur véhicule à partir de bornes de**  
15           **destination, soit des bornes à domicile ou au lieu de travail. Ainsi,**  
16           **contrairement à une voiture à essence qui peut nécessiter un plein d'essence**  
17           **lors des déplacements quotidiens, entre le domicile et le lieu de travail, la**  
18           **voiture électrique quitte à pleine capacité, la recharge s'étant effectuée au**  
19           **cours de la nuit ou durant la journée de travail.**

---

<sup>12</sup> Constantine Bary, Coincidence-Factor Relationships of Electric-Service-Load Characteristics, Transactions, septembre 1945, volume 64, <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5059190>  
Voir également, GRIGSBY, Leonard L. Power Systems Third Edition, 2012, CRC Press.

1 Quant aux BRCC, ce sont des bornes de transit servant avant tout à faire le  
2 plein lors de plus longs déplacements qui n'ont pas nécessairement lieu en  
3 périodes de pointe. Le profil de consommation de l'abonnement associé à la  
4 borne est constitué de l'ensemble des recharges sur une période de  
5 consommation.

6 Par ailleurs, un usage à très faible facteur d'utilisation ne peut pas en général  
7 être pleinement coïncident avec la pointe. De plus, le tarif BR est conçu de  
8 façon à ce qu'au fur et à mesure que le facteur d'utilisation augmente, le prix  
9 unitaire se rapproche de celui du tarif G-9.

10 Ainsi, le Distributeur estime qu'il est prématuré de conclure que l'appel de  
11 puissance maximal d'un abonnement d'une BRCC est coïncident à la pointe  
12 hivernale. L'analyse des données dans le cadre du projet pilote lui permettra  
13 de le vérifier.

#### Suivis demandés : Mesures visant les exploitations agricoles

53. Référence : Pièce [B-0052](#), p. 49.

#### Préambule :

*« Le Distributeur tient à mentionner à la Régie qu'il a entrepris en 2016 des discussions avec les Producteurs en serre du Québec et d'autres partenaires, notamment le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec, l'Union des producteurs agricoles et certains producteurs en serre afin d'évaluer la situation de la production en serre et les mesures qui pourraient être mises de l'avant pour favoriser la croissance de leur production et de leur consommation d'électricité. Ces démarches ne sont pas complétées. Pour l'instant, il est donc prématuré de modifier les modalités des mesures tarifaires applicables aux serres ».*

#### Demande :

53.1 Veuillez faire le point sur l'état des discussions et sur l'échéancier que se sont donné les participants.

#### Réponse :

14 À la suite des démarches entreprises par le Distributeur au début 2016, un  
15 groupe de travail a été mis sur pied par le ministère de l'Énergie et des  
16 Ressources naturelles (« MERN ») pour échanger sur les enjeux énergétiques  
17 propres au secteur agricole et proposer des pistes de solutions.

18 Ainsi, il a été convenu avec le MERN de regrouper les discussions relatives au  
19 secteur serricole dans le cadre de ce groupe de travail afin, notamment,  
20 d'évaluer la situation des producteurs et les mesures qui pourraient être

1 mises de l'avant pour favoriser la croissance de leur production et des ventes  
2 d'électricité.

3 Par ailleurs, le Distributeur poursuit sa collaboration avec les Producteurs en  
4 serre du Québec en offrant un service d'accompagnement visant à optimiser  
5 la performance électrique des producteurs. Il est envisagé notamment de  
6 produire un guide de gestion des meilleures pratiques en utilisation de  
7 l'électricité à l'intention des producteurs en serre.

### MÉNAGES À FAIBLE REVENU

54. Références : (i) Pièce [B-0056](#), p. 6;  
(ii) Décision [D-2016-033](#), p. 24, par. 36.

#### Préambule :

- (i) « **3.1. Entente plus généreuse pour clients à très faible revenu** [...] »

*Une analyse de données de Statistique Canada a été complétée en juin 2016 et a été présentée aux associations de consommateurs le 8 juin 2016.*

*Suite à cette analyse, le Distributeur compte :*

- proposer une nouvelle base pour la qualification des clients se situant à 50 % et moins des seuils de faible revenu ; [...] » [Nous soulignons]

- (ii) « [36] Également, la Régie prend acte de l'offre du Distributeur d'implanter un projet pilote pour son offre d'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu et de lui en faire rapport dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018. Elle examinera alors la question du seuil d'admissibilité ». [Nous soulignons]

#### Demande :

- 54.1 Veuillez préciser ce que le Distributeur propose comme nouvelle base pour la qualification des clients se situant à 50 % et moins des seuils de faible revenu.

#### Réponse :

8 L'analyse des données de Statistique Canada sur les dépenses des ménages  
9 en 2012 jumelée à un échantillon de 8 000 dossiers d'ententes personnalisées  
10 constitue la base sur laquelle le Distributeur se repose afin de définir le seuil  
11 d'admissibilité d'une nouvelle entente pour les clients à très faible revenu.  
12 Cette analyse a permis d'identifier un seuil statistiquement significatif comme  
13 base de qualification des clients à une entente plus généreuse.

1 Les résultats obtenus indiquent que le taux d'effort (proportion des revenus  
2 consacrée à payer la facture d'électricité) est significativement plus important  
3 pour les clients dont les revenus se situent en deçà de 50 % du seuil de faible  
4 revenu de Statistique Canada.

5 Actuellement, environ 33 % des clients à faible revenu qui ont une entente  
6 personnalisée sont sous ce seuil et bénéficieraient de l'entente plus  
7 généreuse.

8 Le Distributeur a amorcé les discussions avec la Table de travail sur le  
9 recouvrement afin de préciser les modalités de l'entente plus généreuse qui  
10 serait testée en projet pilote au premier trimestre 2017 (initialement planifié au  
11 deuxième trimestre).

55. Référence : Pièce [B-0056](#), p. 7.

**Préambule :**

« Ainsi en 2016, le Distributeur a jeté les bases lui permettant de réaliser un projet pilote afin de tester le modèle d'affaires en collaboration avec le BEIÉ et en consultation auprès des organismes communautaires. Pour ce faire, il a lancé en 2016 un appel de propositions afin de trouver un coordonnateur et un appel de candidatures pour des agents d'accompagnement budgétaire pour la réalisation de ce projet pilote ». [Nous soulignons]

**Demandes :**

55.1 Veuillez préciser et détailler l'état d'avancement de l'appel de propositions que le Distributeur a lancé en 2016 en vue de trouver un coordonnateur pour son projet pilote de centre d'accompagnement.

**Réponse :**

12 En avril 2016, le Distributeur a lancé un appel d'intérêts auprès des  
13 associations de consommateurs les invitant à agir à titre de coordonnateur  
14 pour le projet pilote de Centre d'accompagnement. Aucune soumission n'a  
15 alors été reçue. Aussi, un appel de propositions public permettant au secteur  
16 privé de soumissionner a été émis en août 2016. Puisqu'aucune candidature  
17 n'a été reçue suite à cette deuxième démarche, le Distributeur met fin au  
18 processus de mise en place d'un Centre d'accompagnement.

19 Toutefois, le Distributeur poursuit ses démarches de collaboration avec le  
20 BEIÉ afin de déployer une offre intégrée en efficacité énergétique par le biais  
21 d'un guichet de services unique. Il poursuit également la réflexion, en lien  
22 avec la nouvelle politique énergétique du Gouvernement du Québec, sur les  
23 actions en efficacité énergétique et les services offerts aux ménages à faible  
24 revenu en difficulté de paiement.

55.2 Veuillez préciser et détailler l'état d'avancement de l'appel de candidatures que le Distributeur a lancé en 2016 en vue de trouver des agents d'accompagnement budgétaire pour son projet pilote de centre d'accompagnement.

**Réponse :**

1            **À la suite de l'appel de candidatures afin de trouver des agents**  
2            **d'accompagnement budgétaire, lancé en mai 2016, le Distributeur a reçu**  
3            **quelques candidatures. Toutefois, la démarche n'a pas pu se poursuivre**  
4            **compte tenu que ce volet est complémentaire à celui de coordination des**  
5            **activités du Centre d'accompagnement.**

**ANNEXE A :**

**OPINION DES AUDITEURS INDÉPENDANTS D'HYDRO-QUÉBEC  
(QUESTION 6.7)**





KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.  
Tour KPMG  
Bureau 1500  
600, boul. de Maisonneuve Ouest  
Montréal (Québec) H3A 0A3

Téléphone (514) 840-2100  
Télécopieur (514) 840-2187  
Internet www.kpmg.ca



Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.  
Bureau 1500  
600, boul. de Maisonneuve Ouest  
Montréal (Québec) H3A 0A3  
Téléphone (514) 840-2100  
Télécopieur (514) 840-2187  
www.ey.com

## RAPPORT SUR LES AUTRES ÉLÉMENTS RELEVÉS DANS LE CADRE D'UNE MISSION D'AUDIT

À la Régie de l'énergie et à Hydro-Québec

Conformément à la *Demande de renseignements n°2 de la Régie de l'énergie (« la Régie ») à Hydro-Québec (le Distributeur) sur la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018 (la « demande »)*, en date du 27 septembre 2016, la direction d'Hydro-Québec nous a confié la mission d'émettre le présent rapport en relation avec la question 6.7 (les « autres obligations en matière de rapport ») de la demande qui porte sur les réponses préparées par la direction d'Hydro-Québec aux questions 6.1 à 6.6 (les « autres éléments »). Ces autres obligations en matière de rapport se rattachent à la mission d'audit des états financiers consolidés d'Hydro-Québec au 31 décembre 2015 et pour l'exercice clos à cette date que nous avons réalisée conjointement avec le Vérificateur général du Québec et pour lesquels, une opinion d'audit non modifiée a été émise le 19 février 2016.

Le présent rapport a été préparé conformément à la Norme canadienne de services connexes (NCSC) 4460, *Rapports sur les autres éléments relevés dans le cadre d'une mission d'audit ou d'examen*. Notre responsabilité consiste à faire rapport sur les autres éléments. Cette norme requiert que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et mettions en œuvre des procédures pour satisfaire aux autres obligations en matière de rapport. Les procédures que nous avons choisi de mettre en œuvre sont celles qui, selon notre jugement professionnel, nous permettent de fonder le présent rapport. Ces procédures diffèrent, de par leur nature et leur étendue moindre, des procédures à mettre en œuvre pour l'expression d'une opinion d'audit ou d'une conclusion de mission d'examen. Le lecteur doit donc garder à l'esprit que les procédures mises en œuvre pourraient ne pas convenir à ses fins.

En conséquence, nous n'exprimons pas d'opinion d'audit ou de conclusion de mission d'examen à l'égard des autres éléments.

En ce qui concerne les autres obligations en matière de rapport, nous avons pris connaissance des réponses d'Hydro-Québec aux questions 6.1 à 6.6 de la demande ci-jointe en annexe et nous n'avons pas de désaccord à l'égard de ces réponses.

Le présent rapport est destiné uniquement à l'usage de la Régie et de la direction d'Hydro-Québec et ne doit pas être utilisé par d'autres parties.

*KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.*

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. <sup>a)</sup>

*Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.*

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. <sup>b)</sup>

a) CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique n° A120220

b) CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique n° A109499

Le 14 octobre 2016

## Annexe 1

- 6.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie : Selon le Distributeur, le compte de stabilisation de la température est un actif ou un passif financier et son traitement réglementaire en vigueur, soit un amortissement de 5 ans, est conforme aux PCGR des États-Unis applicables aux sociétés en général. Sinon, veuillez expliquer.

### Réponse d'Hydro-Québec :

Le Distributeur le confirme.

- 6.2 Veuillez déposer l'extrait de la norme des PCGR des États-Unis qui justifie le traitement expliqué à la question 6.1.

### Réponse d'Hydro-Québec :

Les extraits pertinents des normes sont les suivants :

ASC 980-10-15-5

*Guidance in other Codification Topics that applies to entities in general also applies to regulated entities. However, entities subject to this Topic shall apply it instead of any conflicting provisions of other parts of the Codification.*

ASC 825-10-20, Glossary

*Financial instrument*

*Cash, evidence of an ownership interest in an entity, or a contract that both:*

- a. *Imposes on one entity a contractual obligation either:*
  1. *To deliver cash or another financial instrument to a second entity*
  2. *To exchange other financial instruments on potentially unfavorable terms with the second entity.*
- b. *Conveys to that second entity a contractual right either:*
  1. *To receive cash or another financial instrument from the first entity*
  2. *To exchange other financial instruments on potentially favorable terms with the first entity.*

*Financial asset*

*Cash, evidence of an ownership interest in an entity, or a contract that conveys to one entity a right to do either of the following:*

- a. *Receive cash or another financial instrument from a second entity*
- b. *Exchange other financial instruments on potentially favorable terms with the second entity.*

*Financial liability*

*A contract that imposes on one entity an obligation to do either of the following:*

- a. *Deliver cash or another financial instrument to a second entity*
- b. *Exchange other financial instruments on potentially unfavorable terms with the second entity.*

- 6.3 Selon les références (ii) et (iii), les comptes de stabilisation de la température de Gaz Métro et de Gazifère représentent un actif ou un passif réglementaire qui entrent dans le champ de la norme ASC 980, dont l'amortissement permis pour les états financiers statutaires est au plus de 24 mois (2 ans). Veuillez expliquer.

**Réponse d'Hydro-Québec :**

Il n'est pas du ressort du Distributeur, qui ne dispose pas de toute l'information, d'expliquer les conclusions de Gaz Métro et de Gazifère sur le traitement comptable des comptes de stabilisation de la température à titre d'actif ou passif réglementaire entrant dans le champ de la norme ASC 980, *Regulated Operations*.

- 6.4 Veuillez déposer l'extrait de la norme des PCGR des États-Unis qui justifie le traitement expliqué à la question 6.3.

**Réponse d'Hydro-Québec :**

Voir la réponse à la question 6.3.

- 6.5 Est-ce que le cadre juridique et réglementaire dans lequel Hydro-Québec « *exerce ses activités qui lui confère le droit de recevoir de la clientèle ou l'obligation de remettre à celle-ci, selon le cas, des sommes correspondant à tout écart entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires [...] donnent donc lieu à des actifs ou passifs financiers comptabilisés conformément aux normes applicables aux sociétés en général* », est différent de celui des distributeurs gaziers, dont Gaz Métro et Gazifère? Veuillez justifier.

**Réponse d'Hydro-Québec :**

Il n'est pas du ressort du Distributeur de comparer le cadre juridique et réglementaire dans lequel les distributeurs gaziers, dont Gaz Métro et Gazifère, exercent leurs activités et celui d'Hydro-Québec afin de justifier les conclusions sur les traitements comptables du Distributeur et ceux de Gaz Métro et Gazifère. Le cadre juridique et réglementaire du Distributeur comprend notamment la *Loi sur Hydro-Québec* et la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

- 6.6 Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec présente son compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale alors que les distributeurs gaziers présentent leur compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs réglementaires en vertu de la norme ASC 980. Veuillez expliquer les éléments qui justifient une interprétation différente des PCGR des États-Unis, pour des comptes de même nature.

**Réponse d'Hydro-Québec :**

Comme expliqué à la pièce HQTD-2, document 1.2 (B-0033), page 5, du dossier R-3768-2011, les écarts entre les revenus réels et les revenus prévus selon la normale climatique qui sont comptabilisés dans le compte de nivellement de la température autorisés par la Régie de l'énergie représentent, pour le Distributeur, un droit (obligation) légal et contractuel de recevoir de la clientèle (ou l'obligation de remettre à celle-ci) de la trésorerie à une date future. Conséquemment, ces écarts sont présentés comme des actifs ou passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale.

Malgré que ces comptes d'écarts de revenus liés aux aléas climatiques sont considérés de même nature par la Régie, il n'est pas du ressort du Distributeur, qui ne dispose pas de toute l'information, d'expliquer les conclusions de Gaz Métro et de Gazifère sur le traitement comptable des comptes de stabilisation de la température à titre d'actif ou passif réglementaire entrant dans le champ de la norme ASC 980, *Regulated Operations*.