

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION (DISTRIBUTEUR)  
RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2017**

---

**APPLICATION DU MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT  
(MTÉR)**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 3;
  - (ii) Pièce [B-0008](#), p. 6;
  - (iii) Rapport annuel 2017 du Transporteur, pièce [B-0008](#), p.4;
  - (iv) Rapport annuel 2017 du Transporteur, pièce [B-0007](#), p. 7.

**Préambule :**

L'année 2017 constitue la première année à partir de laquelle le MTÉR autorisé par la décision D-2014-034 prend effet pour le Distributeur et le Transporteur. La Régie se questionne sur le calcul de l'écart de rendement à partager du Distributeur avec sa clientèle et celui du Transporteur avec sa clientèle, dont le Distributeur fait partie:

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, le calcul de l'écart de rendement 2017 à partager au montant de de 36,4 M\$.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1, l'écart entre le bénéfice net réglementé réalisé en 2017 et celui reconnu en 2017, soit un trop-perçu de 36,0 M\$ (18,2 M\$ et 17,8 M\$).

(iii) Le Transporteur présente au tableau 1, le calcul de l'écart de rendement 2017 à partager au montant de 55,1 M\$.

(iv) Le Transporteur présente au tableau 2, l'écart entre du bénéfice net réglementé réalisé en 2017 et celui reconnu en 2017, soit un trop perçu de 45,3 M\$ ou l'écart du coût des capitaux propres avant partage. Par ailleurs, il mentionne à la note 1 que:

*« Pour les fins d'établissement du rendement à partager, le coût des capitaux propres autorisés est révisé à 478,8 M\$ selon la base de tarification réelle (19 463,1 M\$ X 30% X 8,20%). Ainsi, l'écart à partager est de 55,1 M\$, tel que présenté au tableau 1 de la pièce HQT-3, Document 3.1, correspondant à l'écart entre le coût des capitaux propres de l'année historique de 533,9 M\$ et le coût des capitaux propres autorisés révisés de 478,8 M\$. »*

Bien que l'écart entre le trop-perçu en 2017 (36,0 M\$) et le montant à partager (36,4 M\$) pour le Distributeur est non significatif, la Régie se questionne sur la méthodologie du calcul de l'écart de rendement à partager avec sa clientèle. Par ailleurs, l'écart entre le trop-perçu en 2017 (45,3 M\$) et le montant à partager (55,1 M\$) est plus significatif pour le Transporteur.

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez expliquer pourquoi l'écart entre le bénéfice net réglementé réalisé par le Distributeur en 2017 et celui reconnu en 2017, soit un trop-perçu de 36,0 M\$ (référence (ii)) ne représente pas le montant à partager avec sa clientèle, en opposition avec le montant à partager de 36,4 M\$ (référence (i))? Veuillez démontrer la justesse de la méthode de calcul de l'écart de rendement à partager.
- 1.2 Veuillez expliquer pourquoi l'écart entre le bénéfice net réglementé réalisé par le Transporteur en 2017 et celui reconnu en 2017, soit un trop-perçu de 45,3 M\$ (référence (iv)) ne représente pas le montant à partager avec sa clientèle, en opposition avec le montant à partager de 55,1 M\$ (référence (iii)). Veuillez démontrer la justesse de la méthode de calcul de l'écart de rendement à partager.

2. **Référence :** Rapport annuel 2017 du Transporteur, pièce [B-0008](#), p. 4.

**Préambule :**

Le Transporteur présente un écart de rendement de 55 086 k\$ en 2017. L'écart de rendement à partager avec sa clientèle est de 27 543 M\$.

Le Distributeur fait partie de sa clientèle, à une hauteur d'environ 88 %.

**Demande :**

- 2.1 Veuillez indiquer le traitement réglementaire dans le dossier du Distributeur relatif au partage de l'écart de rendement du Transporteur avec le Distributeur. Veuillez quantifier.

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES ET  
DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2017**

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0008](#), p. 11;
  - (ii) Pièce [B-0059](#), p. 5, tableau 3;
  - (iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0203](#), p. 14, tableau 9A;
  - (iv) Pièce [B-0016](#), p. 8, tableau 4;
  - (v) Pièce [B-0008](#), p. 10, tableau 3.

**Préambule :**

- (i) « *Tarifs D, DM et DP : Les ventes réalisées normalisées sont supérieures de 679 GWh aux ventes reconnues. Cet écart s'explique en partie par une économie plus favorable qu'anticipée.*

*L'écart favorable lié aux revenus nets des achats s'explique en majeure partie par les ventes réelles supérieures et, dans une moindre mesure, par la variation du profil mensuel des revenus. »*

(ii) Tableau 3 : Historique du nombre d'abonnements au Québec par tarifs, 2013 à 2017;

		2013	2014	2015	2016	2017
D	(1)	3 498 074	3 539 116	3 579 293	3 616 274	3 649 154
DM		197 470	197 417	195 519	194 723	193 284
DP						4 664
DT		125 468	121 249	116 144	113 995	111 198
G	(2)	291 830	287 135	287 539	282 373	283 316
G9	(3)	3 243	3 630	3 798	3 952	4 120
M	(4)	21 446	26 836	27 891	28 415	28 915
LG			104	101	106	109
H		1	1	1	1	1
L	(5)	259	156	153	157	160
Contrats spéciaux		8	8	8	11	9
Éclairage	(6)	4 191	4 198	4 274	4 534	4 566
<b>Total</b>		<b>4 141 990</b>	<b>4 179 850</b>	<b>4 214 721</b>	<b>4 244 541</b>	<b>4 279 496</b>

(iii) Dans le tableau 9A : Achats d'électricité pour l'année témoin 2017, produit en suivi de la décision D-2017-022, le Distributeur indique qu'il prévoit, pour le tarif DP, des achats en énergie de 1 211 GWh (ligne 3, colonne 9). Il prévoit également des ventes de 61 017 GWh aux tarifs D et DM (ligne 2, colonne 9).

(iv) Dans le tableau 4 : Écarts du compte de *pass-on* 2017 par catégories de consommateurs, le Distributeur indique que les ventes prévues pour 2017 étaient de 1 211 GWh pour le tarif DP (colonne 14), et de 61 017 GWh pour les tarifs D et DM.

(v) Dans le tableau 3 : Ventes d'électricité 2017 (GWh), le Distributeur indique que les ventes prévues pour l'année témoin 2017, tel qu'approuvées par la Régie dans sa décision 2017-022, sont de 828 GWh au tarif DP et de 61 401 GWh aux tarifs D et DM<sup>1</sup>.

### **Demandes :**

- 3.1 La Régie ne constate aucune hausse significative du nombre d'abonnements aux tarifs du secteur Résidentiel et agricole par rapport aux années antérieures (référence (ii)). Veuillez élaborer sur les facteurs économiques qui expliquent l'écart prévisionnel des ventes normalisées aux tarifs D, DM et DP (référence (i)).
- 3.2 Veuillez concilier les montants de ventes prévues aux tarifs D & DM ainsi qu'au tarif DP, pour l'année témoin 2017, des références (iii) et (iv) de celles de la référence (v). Advenant une erreur du Distributeur, veuillez présenter les tableaux concernés corrigés des bonnes quantités. Veuillez également commenter l'impact que ces ajustements ont sur les revenus des ventes nettes du Distributeur pour 2017.

<sup>1</sup> Pour le réseau intégré uniquement.

4. **Référence :** Pièce [B-0008](#), p. 7 à 9.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2017.

**Demande :**

4.1 Veuillez expliquer de façon détaillée l'écart entre le réel 2017 et le montant reconnu en 2017, pour les rubriques suivantes :

- Temps supplémentaires, en hausse de 23,5 M\$ (70 %);
- Primes et revenus divers, en hausse de 3,2 M\$ (12 %);
- Comptes à recevoir, intérêts et autres, en hausse de 6,1 M\$ (136 %);
- Stock, achats, locations et autres, en hausse de 4,0 M\$ (3,5 %);
- Hydro-Québec –Équipement, en hausse de 5,9 M\$ (120 %).

5. **Références :** (i) Pièce [B-0008](#), p. 7 à 9;  
(ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0021](#), p. 9;  
(iii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0021](#), p. 11.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2017, dont le coût de retraite et le coût des autres régimes.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 6, les composantes du coût de retraite et des autres régimes.

**TABLEAU 6 :**  
**COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE ET DES AUTRES RÉGIMES**  
**DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

	2016	2017			2018
	Réel	D-2017-022	D-2017-022 ajustée ASC 715 <sup>1</sup>	Année de base	Année témoin
<b>Coût de retraite</b>					
Charges d'exploitation					
Masse salariale	25,0	21,6	106,5	103,3	115,4
Charges de services partagés	7,8	7,0	41,6	39,6	50,8
Coûts capitalisés	(7,1)	(6,3)	(30,8)	(29,4)	(39,4)
	<b>25,7</b>	<b>22,3</b>	<b>117,3</b>	<b>113,5</b>	<b>126,8</b>
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs			(101,2)	(118,7)	(121,6)
Frais corporatifs	0,8	0,7	3,6	3,1	3,5
<b>Total - Coût de retraite</b>	<b>26,5</b>	<b>23,0</b>	<b>19,7</b>	<b>(2,1)</b>	<b>8,7</b>
<b>Coût des autres régimes</b>					
Charges d'exploitation					
Masse salariale	30,0	26,5	10,9	10,8	10,8
Charges de services partagés	11,3	10,3	4,2	4,2	4,8
Coûts capitalisés	(8,5)	(7,7)	(3,2)	(3,1)	(3,7)
	<b>32,8</b>	<b>29,1</b>	<b>11,9</b>	<b>11,9</b>	<b>11,9</b>
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs			18,6	19,8	18,6
Frais corporatifs	1,0	0,9	0,4	0,3	0,3
<b>Total - Coût des autres régimes</b>	<b>33,8</b>	<b>30,0</b>	<b>30,9</b>	<b>32,0</b>	<b>30,8</b>
<b>Total - Coût de retraite et coût des autres régimes</b>	<b>60,3</b>	<b>53,0</b>	<b>50,6</b>	<b>29,9</b>	<b>39,5</b>

<sup>1</sup> D-2017-022 ajustée pour tenir compte des modifications à l'ASC 715

(iii) Le Distributeur présente au tableaux 8 et 9, l'évolution du coût de retraite sur les revenus requis 2016-2018.

**TABLEAU 8 :**  
**COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

Description	Réel 2016						D-2017-022					
	Facteur Y		CER pré-MRI				Facteur Y		CER pré-MRI			D-2017-022
	Réel 2016 avant la disposition des comptes d'écart 2014 et 2015 et excluant le compte d'écart 2016	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2014 (Incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2016 (Incluant les intérêts)	Compte d'écart 2016	Total	Réel 2016	D-2017-022 avant la disposition des comptes d'écart 2016 et 2018	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2016 (Incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2018 (Incluant les intérêts)	Total		
Charges d'exploitation												
Masse salariale	25,0	1,4	2,1	23,3	26,8	51,8	21,6	-3,8	-24,2	-28,0	-6,4	
Charges de services partagés	7,8	-0,4	-1,5	6,2	4,3	12,1	7,0	1,9	-6,2	-4,3	2,7	
Coûts capitalisés	-7,1	-2,3	-3,1	-5,3	-10,7	-17,8	-6,3	-3,2	5,3	2,1	-4,2	
	<b>25,7</b>	<b>-1,3</b>	<b>-2,5</b>	<b>24,2</b>	<b>20,4</b>	<b>46,1</b>	<b>22,3</b>	<b>-5,1</b>	<b>-25,1</b>	<b>-30,2</b>	<b>-7,9</b>	
Frais corporatifs	0,8	-0,2	-0,1	0,5	0,2	1,0	0,7		-0,5	-0,5	0,2	
<b>Total - Coût de retraite</b>	<b>26,5</b>	<b>-1,5</b>	<b>-2,6</b>	<b>24,7</b>	<b>20,6</b>	<b>47,1</b>	<b>23,0</b>	<b>-5,1</b>	<b>-25,6</b>	<b>-30,7</b>	<b>-7,7</b>	

**TABLEAU 9 :**  
**COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR CONSIDÉRANT LES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Description	D-2017-022 - ajustée ASC 715 <sup>a</sup>					Année de base 2017						
	Facteur Y	CER pré-MRI			Total	D-2017-022 - ajustée ASC 715 <sup>a</sup>	Facteur Y	CER pré-MRI			Total	Année de base 2017
D-2017-022 - ajustée ASC 715 <sup>a</sup> avant la disposition des comptes d'écarts 2015 et 2016	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)		Année de base 2017 avant la disposition des comptes d'écarts 2015 et 2016 et excluant le compte d'écarts 2017			Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2017			
Charges d'exploitation												
Masse salariale	106,5	-3,8	-24,2	-28,0	78,5	103,3	-3,8	-24,2	3,2	-24,8	78,5	
Charges de services partagés	41,6	1,9	-6,2	-4,3	37,3	39,6	1,9	-6,2	2,0	-2,3	37,3	
Coûts capitalisés	-30,8	-3,2	5,3	2,1	-28,7	-29,4	-3,2	5,3	-1,4	0,7	-28,7	
	117,3	-6,1	-26,1	-30,2	87,1	113,6	-6,1	-26,1	3,8	-28,4	87,1	
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	-101,2				-101,2	-118,7			17,5	17,5	-101,2	
Frais corporatifs	3,6		-0,5	-0,5	3,1	3,1		-0,5	0,5	0,0	3,1	
<b>Total - Coût de retraite</b>	<b>19,7</b>	<b>-6,1</b>	<b>-26,8</b>	<b>-30,7</b>	<b>-11,0</b>	<b>-2,1</b>	<b>-6,1</b>	<b>-26,8</b>	<b>21,8</b>	<b>-8,8</b>	<b>-11,0</b>	

**Demandses :**

5.1 Veuillez déposer les composantes du coût de retraite et du coût des autres régimes, selon le format du tableau présenté à la référence (ii) :

- D-2017-022, redressée des ajustements organisationnels;
- D-2017-022 redressée et ajustée pour tenir compte des modifications à l'ASC 715;
- Année de base 2017;
- Année historique 2017.

Veuillez également expliquer les écarts entre les données réelles 2017 et celles redressées et reconnues en 2017.

5.2 Veuillez déposer l'évolution du coût de retraite, selon le format des tableaux présentés à la référence (iii) :

- D-2017-022, redressée des ajustements organisationnels;
- D-2017-022 redressée et ajustée pour tenir compte des modifications à l'ASC 715;
- Année de base 2017;
- Année historique 2017.

6. **Référence :** Pièce [B-0008](#), p. 17.

**Préambule :**

« La charge d'amortissement s'établit à 915,2 M\$ au 31 décembre 2017 comparativement à un montant reconnu de 905,8 M\$. L'écart défavorable de 9,4 M\$ s'explique par les éléments suivants:

- Une augmentation de 12,3 M\$ de l'amortissement des actifs corporels découlant de la réduction de 15 M\$ de l'amortissement dans la décision D-2017-022; [...]. »

**Demande :**

6.1 Outre la réduction de 15 M\$ dans la décision D-2017-022, veuillez expliquer de façon détaillée l'augmentation de 12,3 M\$ de l'amortissement des actifs corporels.

7. **Référence :** Pièce [B-0008](#), p. 18.

**Préambule :**

« L'écart de 13,2 M\$ défavorable des revenus autres que ventes d'électricité entre le montant reconnu pour 2017 et l'année historique 2017 est principalement attribuable :

- *D'une part, à la baisse de 9,8 M\$ des revenus liés aux frais d'administration due à un niveau de comptes à recevoir sur lesquels sont calculés les frais d'administration plus bas qu'anticipé, en raison des températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017 ainsi qu'à la gestion active, effectuée par le Distributeur, des comptes à recevoir. [...]. »*

**Demandes :**

7.1 Veuillez fournir le calcul des frais d'administration réalisé en 2017 et celui reconnu en 2017, en fournissant notamment le niveau de comptes à recevoir.

7.2 Veuillez quantifier l'impact découlant des températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017.

### ÉVOLUTION DE L'EFFECTIF EN ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET (ETC)

8. **Références :** (i) Pièce [B-0058](#), p. 5;  
(ii) Décision [D-2018-025](#), dossier R-4011-2017, p. 86 à 91.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur explique la diminution de 79 ETC entre le nombre réel 2017 d'ETC et celui reconnu ajusté 2017, notamment par les éléments suivants :

- *« Une diminution nette de 31 ETC découlant des activités liées au réseau de distribution expliquée, d'une part, par une baisse de 50 ETC due au ralentissement dans l'embauche des équipes relève en raison principalement des difficultés d'intégration des nouveaux employés métiers-lignes dans les équipes régulières. D'autre part, cette baisse est compensée par une hausse de 20 ETC en lien avec la gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale qui permet une meilleure flexibilité dans les opérations et qui contribue à une imputabilité de proximité. »*

- *Une diminution de 10 ETC liée aux activités de services à la clientèle expliquée, d'une part, par une baisse de 34 ETC à la suite des départs non prévus et par les délais de comblement de ces postes ainsi que par les efforts d'efficacité opérationnelle. D'autre part, cette baisse est compensée par une hausse de 15 ETC affectés aux activités liées aux services à la clientèle d'affaires, au développement de nouveaux marchés et à la croissance des ventes. » [nous soulignons]*

(ii) Dans sa décision D-2018-025, la Régie accepte l'ajout de 101 ETC (9,3 M\$) en 2018 par rapport aux 191 ETC (20,2 M\$) demandés par le Distributeur.

Aux paragraphes 296 et 306, la Régie accepte, en 2018, la demande du Distributeur en ce qui a trait à une augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources humaines favorisant une gestion locale de la charge de travail. Le Distributeur souhaite faire évoluer, d'une part, le rôle d'opérateur dans le but d'obtenir une meilleure flexibilité dans ses opérations et, d'autre part, le rôle des cadres afin de leur donner l'imputabilité de proximité. Cette optimisation mènera à une gestion plus efficace qui contribuera à diminuer les délais de raccordement et à augmenter la satisfaction des clients.

Aux paragraphes 297 et 309, la Régie refuse, en 2018, la hausse nette de 6 ETC (2,9 M\$) reliée aux SALC provenant des activités suivantes :

- Une augmentation de 20 ETC dans le cadre du développement des marchés et de la croissance des ventes. Pour mener à bien ses efforts, le Distributeur est à mettre en place une équipe de développement des affaires.
- Une augmentation de 13 ETC découlant principalement des activités liées aux services à la clientèle d'affaires. Dans l'objectif d'améliorer le contact client, le Distributeur entend assurer une plus grande présence auprès de cette clientèle afin de promouvoir les ventes et développer des offres adaptées à ses besoins.
- Une diminution de 27 ETC découlant des efforts d'efficacité déployés par le Distributeur.

### **Demandes :**

8.1 Veuillez expliquer de façon détaillée la hausse de 20 ETC en lien avec la gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale. Veuillez faire le lien avec sa demande d'ajout de 42 ETC autorisée par la Régie en 2018 (référence (ii)). Veuillez indiquer si le Distributeur a devancé l'ajout des 20 ETC en 2017.

8.2 Veuillez ventiler et expliquer de façon détaillée la hausse de 15 ETC pour les activités suivantes :

- services à la clientèle d'affaires,
- développement de nouveaux marchés et croissance des ventes.

Veuillez également faire le lien avec sa demande d'ajout d'ETC rejetée par la Régie en 2018 (référence (ii)). Veuillez indiquer si le Distributeur a devancé l'ajout des 15 ETC en 2017.



## BASE DE TARIFICATION

- 9. Références :** (i) Pièce [B-0015](#), p. 12 ;  
(ii) Pièce [B-0015](#), p. 15.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 10, le calcul de l'encaisse réglementaire 2017.
- (ii) Le Distributeur présente au tableau 14, les composantes du fonds de roulement faisant partie de la base de tarification 2017 (moyenne des 13 soldes).

**TABLEAU 14 :  
FONDS DE ROULEMENT – MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)**

Composantes	2017		
	Réel	D-2017-022	Variation
Encaisse	141,5	105,3	36,2
Matériaux, combustibles et fournitures	114,7	131,0	(16,3)
<b>Total</b>	<b>256,2</b>	<b>236,3</b>	<b>19,9</b>

**Demandes :**

- 9.1 Veuillez compléter le tableau 10 présenté à la référence (i), en fournissant les données reconnues en 2017 et les écarts.
- 9.2 Veuillez expliquer et quantifier la variation de l'encaisse au montant de 36,2 M\$ (34 %) entre le réel 2017 et le montant reconnu en 2017, et ce, par composante.

## INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

- 10. Références :** (i) Pièce [B-0024](#), p.13 ligne 7 ;  
(ii) Pièce [B-0024](#), p.10 ligne 12.

**Préambule :**

- (i) « *Le Distributeur assume l'ensemble du coût des travaux électriques des demandes acceptées en vertu du programme Embellir les voies publiques et celui des ouvrages civils sur une distance d'un kilomètre jusqu'à concurrence de 1,2 M\$. L'excédent du coût des ouvrages civils est*

à la charge de la municipalité. »

(ii) À propos des investissements pour Respect des exigences, le Distributeur précise : « Le niveau d'investissements du Distributeur est tributaire des demandes provenant des municipalités, du ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports, des câblodistributeurs et autres. »

**Demande :**

10.1 Veuillez élaborer sur la complémentarité, et le cas échéant, sur les exclusions mutuelles des investissements pour *Respect des exigences et Embellir les voies publiques*.

**PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$**

11. **Référence :** Pièce [B-0031](#), p. 4.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 1, le suivi des investissements du raccordement du village de la Romaine au 31 décembre 2017.

**TABEAU 1 :  
 SUIVI DES INVESTISSEMENTS (EN K\$)**

	Solde au 31 décembre 2016	Transfert de coûts		Radiation 2017	Solde au 31 décembre 2017
		nouveau projet	autres projet		
Ingénierie	3 643	783	104	2 756	-
Travaux civils	2	2		-	-
Travaux électriques:					
aériens	2 529	2 348	130	51	-
souterrains	-	-		-	-
<b>Sous-total</b>	<b>6 174</b>	<b>3 133</b>	<b>234</b>	<b>2 807</b>	<b>-</b>
Frais d'emprunt à capitaliser	1 072	774	29	269	-
Contingence	-	-		-	-
<b>Total</b>	<b>7 246</b>	<b>3 907</b>	<b>263</b>	<b>3 076</b>	<b>-</b>

**Demandes :**

11.1 Veuillez justifier les coûts radiés au montant de 3 096 k\$.

11.2 Veuillez indiquer dans quelle rubrique des revenus requis 2017 la radiation a été comptabilisée.

11.3 Depuis le début du projet initial de raccordement du village de la Romaine, est-ce qu'il y a eu d'autres radiations de coûts? Si oui, veuillez expliquer et quantifier par année.

12. Référence : Pièce [B-0034](#), p.4.

**Préambule :**

**DÉPENSES ENCOURUES CUMULATIVES AU 31 DÉCEMBRE 2017 (K\$)**

	1 <sup>er</sup> janvier 2010 au 31 décembre 2017		
	Réel <sup>(1)</sup>	Budget initial	Écart (réel/budget)
Ingénierie	7 225	10 982	(3 757)
Travaux civils	16 590	17 147	(557)
Travaux électriques:			
aériens	1 114	447	667
souterrains	11 027	17 851	(6 824)
Compensation financière	1 364	1 821	(457)
<b>Sous-total</b>	<b>37 320</b>	<b>48 247</b>	<b>(10 927)</b>
Frais d'emprunt à capitaliser	4 499	12 529	(8 030)
Contingence	-	9 649	(9 649)
<b>Total</b>	<b>41 819</b>	<b>70 426</b>	<b>(28 607)</b>

<sup>(1)</sup> Inclut des dépenses de 271 k\$ antérieures à 2010 pour des travaux d'ingénierie préliminaires.

« Le projet est essentiellement complété. À l'échéance, le Distributeur anticipe que les coûts totaux atteindront 41,9 M\$. »

**Demande :**

12.1 Veuillez préciser quels travaux, d'un montant inférieur à 0,1 M\$, se poursuivent en 2018 et si le projet peut être considéré comme mis en service en 2017. Veuillez élaborer.

13. Référence : Pièce [B-0042](#), p.4.

**Préambule :**

Le projet du distributeur (raccordement du poste Henri-Bourassa), a été autorisé le 13 décembre 2011, au coût total de 33,3 M\$. Il devait s'échelonner sur 6 ans pour se terminer en 2017. En 2013, la fin des travaux a été reportée à 2018. Elle est maintenant prévue à 2019. Les coûts du projet, encore annoncés à 32,2 M\$ l'an dernier sont maintenant revus à la baisse à 22,0 M\$, soit une diminution de 31 % par rapport au coût initial, alors que l'avancement du projet n'a généré des dépenses que de 2,5 M\$ en 2017.

**Demandes :**

13.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les coûts prévus du projet de 6 ans sont demeurés inchangés pendant 5 ans pour être diminués de plus de 30 % dans la dernière

année de réalisation du projet une fois que le projet est déjà complété à près de 80 %, (17,5 M\$/22 M\$).

- 13.2 Veuillez élaborer sur le processus de suivi et d'évaluation des coûts des projets du Distributeur et indiquer si les écarts favorables constatés dans un grand nombre de projets amènent un questionnement visant à améliorer ce processus.

## INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

14. Référence : Pièce [B-0050](#), p.6.

### Préambule :

#### ÉVALUATIONS ET SUIVIS FINALISÉS EN 2017

Titre des études	Date des rapports
1. Suivi du programme <i>Offre intégrée piscines efficaces</i> (2016)	Juin 2017
2. Projection des résultats du programme <i>Offre intégrée piscines efficaces</i> (2017 à 2021)	Juin 2017
3. Contribution d'Hydro-Québec à la transformation du marché de l'éclairage efficace affaires (2012 à 2016)	Janvier 2018
4. Analyse des meilleures méthodes de comptabilisation des économies d'énergie pour les programmes d'efficacité énergétique à maturité pour la clientèle Affaires	Mars 2018
5. Suivi du programme <i>Sensibilisation intégrée</i> (2017)	Mars 2018

### Demande :

- 14.1 Veuillez déposer les 5 rapports d'évaluations de programmes d'efficacité énergétique finalisés en 2017.

15. Référence : Pièce [B-0050](#), p.9 ligne 30.

### Préambule :

*« La mise en place d'un programme visant l'utilisation de la minuterie pour chauffe-moteur au Nunavik n'a pas eu lieu puisque les résultats du projet pilote dans les villages de Kuujjuarapik, Salluit et Umiujaq n'ont pas été concluants »*

### Demandes :

- 15.1 Veuillez déposer le rapport présentant le projet-pilote sur les chauffe-moteur au Nunavik

et ses résultats.

15.2 Veuillez élaborer sur les résultats et proposer une approche permettant de relancer cette mesure avec de meilleures chances de succès.

**16. Références :** (i) [D-2018-025](#), paragraphe 532 ;  
(ii) Pièce [B-0050](#), p.12.

**Préambule :**

(i) « [532] La Régie note que les modifications importantes qui ont été apportées à la conception, au déploiement, et au suivi des programmes font en sorte que le Distributeur ne calcule plus l'évaluation des économies tendancielle. La Régie demande au Distributeur de lui présenter, dès le rapport annuel 2017, sa nouvelle méthodologie de suivi interne des programmes. La Régie souhaite revoir dans le prochain dossier tarifaire les paramètres en vertu desquels les programmes d'efficacité énergétique sont établis, notamment les gains unitaires ou les situations de référence qui doivent tenir compte des économies tendancielle. »

(ii) « En réponse à la demande de la Régie dans la décision D-2018-025 quant à la méthodologie de suivi interne des programmes, le Distributeur tient à préciser qu'il n'y a pas de changement dans les méthodes d'évaluation et de suivi de ses programmes. »

**Demandes :**

16.1 Veuillez clarifier comment le Distributeur tient compte de l'évolution du tendanciel en prévision de la demande et justifier comment cet exercice le dispense de tenir compte du tendanciel dans le calcul d'impact de ses interventions en efficacité énergétique.

16.2 Veuillez élaborer sur les distinctions à faire entre transformation du marché et évolution du tendanciel en efficacité énergétique.

17. Référence : Pièce [B-0050](#), p.13.

Préambule :

**ÉVALUATIONS ET SUIVIS RÉALISÉS EN 2015 ET 2016**

Titre des études	Date des rapports
1. Suivi des économies du programme <i>Piscines efficaces</i> (2015)	Janvier 2016
2. Mesure des effets d'opportunisme, d'entraînement et de bénévolat – Offre intégrée en efficacité énergétique bâtiments (2013 à 2015)	Mai 2016
3. Potentiels de transformation de marché	Mai 2016
4. Évaluation du programme <i>Produits Mieux Consommer Éclairage résidentiel</i> (2013 à 2015)	Août 2016
5. Évaluation de la transformation du marché des thermostats électroniques muraux pour plinthes électriques (2012 à 2015)	Décembre 2016
6. Suivi du programme <i>Sensibilisation intégrée</i> (2016)	Mai 2017

**Demande :**

17.1 Veuillez déposer à la Régie les études #1, 2, 3, 5 et 6 sur les évaluations et suivis réalisés en 2015 et 2016.

18. Référence : Pièce [B-0050](#).

Préambule :

**ÉVALUATIONS ET SUIVIS PRÉVUS EN 2018**

Titre des études	Statut
1. Évaluation de la transformation du marché des fenêtres et portes fenêtres <i>Energy Star</i> dans le secteur résidentiel au Québec (2016)	En cours
2. Suivi du marché de l'éclairage efficace au marché résidentiel (2016 à 2018)	En cours
3. Suivi des économies du programme Offre intégrée piscines efficaces (2018)	À octroyer
4. Suivi du programme <i>Sensibilisation intégrée</i> (2018)	À octroyer

**Demande :**

18.1 Veuillez déposer à la Régie les cahiers des charges des mandats en cours et de ceux qui sont prévus être octroyés.

## COÛT DE LA DETTE

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0051](#), p. 7;
  - (ii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-12, document 1](#), p. 37;
  - (iii) R-4011-2017, pièce [B-0160](#), p. 3;
  - (iv) Pièce [B-0051](#), p. 6.

### **Préambule :**

(i) « *L'écart pour 2017 de 0,125 % entre le coût moyen de la dette réalisé et celui autorisé s'explique par la hausse des taux d'intérêt (+0,028 %) ainsi que par un effet de volume et de composition de la dette (+0,097 %). Ce dernier effet découle principalement des sommes qui ont été décaissées en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit. La dette liée à ces ententes porte intérêt à un taux variable, inférieur au coût moyen de la dette intégrée. Ainsi, les décaissements, ou remboursements de celle-ci, ont un effet à la hausse sur le coût moyen de la dette.* » [nous soulignons]

(ii) « *Hydro-Québec utilise des instruments dérivés afin de couvrir le risque de change des dettes émises en devises et pour gérer la part de la dette à taux fixe et à taux flottant. Afin de réduire les risques de crédit liés à ces instruments dérivés, des ententes sont négociées avec les contreparties financières afin de limiter la valeur au marché des portefeuilles d'instruments dérivés. Ces ententes d'atténuation du risque de crédit donnent lieu à des décaissements ou encaissements de fonds en fonction de la valeur des portefeuilles, laquelle fait l'objet d'un suivi quotidien. En 2014 et 2015, des encaissements de l'ordre de 925 M\$ et 1 823 M\$, respectivement, ont eu lieu, alors qu'en 2016, Hydro-Québec a dû déboursier 781 M\$.*

*Au 31 octobre 2015, date de la mise à jour du coût de la dette 2016, le volume d'encaissement cumulé découlant de ces ententes était de 1 676 M\$. Ce montant a été maintenu pour établir le coût de la dette reconnu, puisqu'il n'est pas possible de connaître à l'avance les échanges de fonds à venir.*

*Enfin, le volume moyen d'encaissement cumulé réel pour l'année 2016 a été de l'ordre de 1 900 M\$, soit une augmentation des fonds de 224 M\$, qui a entraîné une réduction du coût de la dette de 0,03 %. » [nous soulignons]*

(iii) « *Entre la dette présentée à la pièce HQD-4, document 3.1, établie au 30 avril 2017, et sa mise à jour de décembre 2017, établie au 31 octobre 2017, la gestion du risque de crédit a donné lieu à des décaissements de l'ordre de 900 M\$, faisant passer le montant de la dette liée à la GRC de 1,8 G\$ à 0,9 G\$. Cette dette étant rémunérée à un taux variable, son coût est inférieur au coût moyen de la dette. Ainsi, les décaissements ont eu comme effet de faire augmenter le coût moyen de la dette de 0,125 %. En réponse à une demande de renseignements dans le cadre de son rapport annuel 2016, le distributeur avait expliqué que des ententes d'atténuation du risque de crédit entre Hydro-Québec et ses contreparties financières donnaient lieu à des encaissements ou*

*décaissements de fonds en fonction de la valeur marchande du portefeuille d'instruments dérivés. Cette valeur marchande est sensible aux mouvements des taux d'intérêt et des taux de change. »*  
 [nous soulignons]

(iv)

**TABLEAU 1 :  
 SOLDES MENSUELS DE LA DETTE (M\$)<sup>1</sup>**

	31-déc-16	31-janv-17	28-févr-17	31-mars-17	30-avr-17	31-mai-17	30-juin-17	31-juil-17	31-août-17	30-sept-17	31-oct-17	30-nov-17	31-déc-17	Moyenne 13 soldes
Dettes à long terme	43 421	43 163	43 338	43 392	43 672	43 578	41 070	41 548	41 607	42 179	42 997	43 024	42 795	42 614
Ajustement pour CER <sup>2</sup>														-212
<b>Dettes à long terme ajusté</b>														<b>42 602</b>
Instruments dérivés	-73	170	-365	-61	-61	-77	174	56	-175	-101	-298	-92	47	-65
Autres dettes	122	122	122	121	121	121	121	120	120	120	119	119	119	121
<b>Dettes et instruments dérivés à long terme</b>	<b>43 470</b>	<b>43 455</b>	<b>43 105</b>	<b>43 453</b>	<b>43 731</b>	<b>43 622</b>	<b>42 165</b>	<b>41 724</b>	<b>41 552</b>	<b>42 198</b>	<b>42 819</b>	<b>43 051</b>	<b>42 961</b>	<b>42 657</b>
Dettes à perpétuité	293	262	266	268	275	271	261	251	251	251	259	259	251	263
<b>Dettes et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité</b>	<b>43 763</b>	<b>43 716</b>	<b>43 371</b>	<b>43 720</b>	<b>44 006</b>	<b>43 893</b>	<b>42 425</b>	<b>41 975</b>	<b>41 803</b>	<b>42 449</b>	<b>43 078</b>	<b>43 310</b>	<b>43 212</b>	<b>42 920</b>
Cumul des autres éléments du résultat étendu	-130	-247	-228	-204	-100	-105	-110	-94	-61	-75	-87	-166	-166	-138
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	-763	-759	-759	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	20	19	19	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	18
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	297	295	295	293	291	287	283	223	223	223	223	223	223	260
<b>Dénominateur</b>	<b>43 186</b>	<b>43 024</b>	<b>42 699</b>	<b>43 069</b>	<b>43 456</b>	<b>43 315</b>	<b>41 857</b>	<b>41 364</b>	<b>41 225</b>	<b>41 857</b>	<b>42 473</b>	<b>42 627</b>	<b>42 529</b>	<b>42 302</b>

<sup>1</sup>Les totaux et sous-totaux sont calculés à partir de montants non arrondis.

<sup>2</sup>Le solde net de 212 M\$ des CER correspond à la somme du solde de 172 M\$ des CER du Distributeur et du solde de 40 M\$ des CER du Transporteur au 31 décembre 2016.

## Demandes :

- 19.1 Veuillez préciser la taille du portefeuille d'instruments dérivés au 31 décembre 2016 et 2017, en détaillant quelle portion servait à couvrir le risque de change des dettes émises en devises et quelle portion couvrait le risque lié aux taux d'intérêt, tel qu'énoncé au préambule (ii).
- 19.2 Veuillez préciser la sensibilité respective aux mouvements des taux d'intérêt et des taux de change de la valeur marchande du portefeuille d'instruments dérivés, soulignée à la référence (iii) et commentez l'évolution de cette sensibilité de 2015 à 2017.
- 19.3 Veuillez expliquer les concepts d'encaissements et de décaissements soulignés au préambule (ii), le concept de volume moyen d'encaissement cumulé réel, souligné au préambule (ii), préciser le lien entre ces concepts ainsi que ce qui les distingue. Veuillez fournir, sous forme de tableau, leur valeur respective au 31 décembre 2015, 2016 et 2017, ainsi qu'au 30 avril et au 31 octobre 2016 et 2017.
- 19.4 Veuillez préciser si l'effet de volume et de composition de la dette découlant principalement des sommes qui ont été décaissés en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit, tel que souligné au préambule (i), fait référence aux décaissements du premier paragraphe du préambule (ii) ou au volume moyen d'encaissement cumulé réel du troisième paragraphe. Veuillez élaborer.
- 19.5 Veuillez expliquer ce que représente la ligne « Instruments dérivés » au Tableau 1 de la référence (iv) et comment ce solde est lié aux encaissements, décaissements et volume moyen d'encaissement cumulé réel du préambule (ii).



- 20. Références :**
- (i) R-3980-2016, pièce [B-0020](#), p. 8;
  - (ii) Pièce [B-0051](#), p. 7;
  - (iii) Rapport annuel 2017 d'Hydro-Québec, p. 25;
  - (iv) Rapport annuel 2016, pièce HQD-8, document 1, p. 7;
  - (v) Pièce [B-0051](#), p. 6.

**Préambule :**

(i) « *Le coût de la dette correspond au ratio des frais financiers sur les montants associés à la dette et aux swaps susceptibles d'avoir financé les actifs.*

Hydro-Québec rappelle qu'elle réalise son financement et gère sa dette selon une approche corporative intégrée, tel qu'il a été approuvé par la Régie dans la décision D-2003-93.

*Le coût de la dette est ajusté pour tenir compte de l'effet du financement spécifique des comptes d'écarts et de reports (« CER ») du Distributeur et du Transporteur. Le coût de la dette non ajusté représente le coût de la dette intégrée de référence d'Hydro-Québec.* » [nous soulignons]

(ii) « *L'écart pour 2017 de 0,125 % entre le coût moyen de la dette réalisé et celui autorisé s'explique par la hausse des taux d'intérêt (+0,028 %) ainsi que par un effet de volume et de composition de la dette (+0,097 %). Ce dernier effet découle principalement des sommes qui ont été décaissées en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit. La dette liée à ces ententes porte intérêt à un taux variable, inférieur au coût moyen de la dette intégrée. Ainsi, les décaissements, ou remboursements de celle-ci, ont un effet à la hausse sur le coût moyen de la dette.* » [nous soulignons]

(iii) « *Les frais financiers ont totalisé 2 513 M\$ en 2017, comparativement à 2 532 M\$ l'exercice précédent. Cette baisse s'explique notamment par l'effet sur le fonds de roulement libellé en dollars américains des opérations de couverture réalisées par l'entreprise dans le cadre de la gestion des risques liés au taux de change.* » [nous soulignons]

(iv) À partir des rapports annuels du Distributeur de 2016 et de 2017 ainsi que des rapports annuels d'Hydro-Québec pour 2016 et 2017, la Régie a produit les tableaux suivants :

<b>Coût de la dette (M\$) - Hydro-Québec</b>		<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2017</b>
		<b>Réel</b>	<b>Réel</b>	<b>Réel</b>	<b>Variation /2016</b>
1	<b>Numérateur - Frais financiers (note 6)</b>		2 532	2 513	-19
2	Intérêts sur titres d'emprunt		2 510	2 532	22
3	Perte nette de change		32	10	-22
4	Frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt		218	217	-1
5			2 760	2 759	-1
6	- Frais financiers capitalisés		194	203	9
7	Revenu net de placement		34	43	9
8			228	246	18
9	<b>Dénominateur (notes 12 et 14)</b>	<b>45 983</b>	<b>45 909</b>	<b>45 259</b>	<b>-650</b>
10	Dettes à long terme	43 613	44 218	43 825	-393
11	Dettes à perpétuité	311	293	251	-42
12	Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	2 059	1 398	1 183	-215
13	<b>Taux moyen de la dette</b> (moyenne 2 soldes fin d'année)		<b>5,511%</b>	<b>5,513%</b>	<b>0,002%</b>

Sources : Rapports annuels 2016 et 2017 d'Hydro-Québec

<b>Coût de la dette (M\$) - Hydro-Québec Distribution</b>		<b>2016</b>	<b>2017</b>		<b>2017</b>	
		<b>Réel</b>	<b>Autorisé</b>	<b>Réel</b>	<b>Écart vs. Autorisé</b>	<b>Variation /2016</b>
1	<b>Numérateur - Frais financiers</b>	<b>2 649</b>	<b>2 685</b>	<b>2 675</b>	<b>-11</b>	<b>26</b>
2	Intérêts nets sur dette à long terme (LT)	2 431	2 470	2 459	-11	28
3	+ Frais de garantie	218	215	216	0	-2
4	<b>Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps</b>	<b>42 839</b>	<b>43 325</b>	<b>42 302</b>	<b>-1 023</b>	<b>-537</b>
5	Dettes à long terme et swaps	43 213	43 717	42 920	-797	-293
6	- Éléments dans valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs	374	393	618	225	244
7	Cumul des résultats étendus	-51	-89	138	227	189
8	Solde des radiations - norme 1650	766	762	758	-3	-8
9	Solde des radiations - nouvelles normes 2007	-20	-19	-18	1	2
10	Solde des autres éléments	-320	-261	-260	2	60
11	<b>Taux moyen de la dette à LT</b> (moyenne 13 soldes, ajusté pour CER)	<b>6,183%</b>	<b>6,198%</b>	<b>6,323%</b>	<b>0,125%</b>	<b>0,140%</b>

Sources : Rapports annuels 2016 et 2017 du Distributeur, pièce HQD-8, document 1, p. 7.

En comparant les résultats de l'année 2017 à ceux de l'année 2016, la Régie note une augmentation des frais financiers de 26 M\$ selon les rapports annuels du Distributeur et une hausse du taux moyen de la dette à long terme de 14 points de base de 2016 à 2017. Au rapport annuel d'Hydro-Québec, la Régie note plutôt une diminution des frais financiers de 19 M\$ et une hausse très modeste du taux moyen de la dette totale, soit de 0,2 point de base.

La Régie comprend que les frais financiers d'Hydro-Québec incluent ceux de la dette à moins d'un an, contrairement au Distributeur, et que le coût de la dette à long terme chez le Distributeur est calculé à partir des soldes 13 mois, ajusté pour les CER, ce qui fait que les résultats ne sont pas tout à fait comparables. Ces différences, selon la Régie, n'expliquent toutefois pas l'essentiel de l'écart observé au paragraphe précédent.

## Demandes :

- 20.1 À l'instar de l'explication donnée au préambule (ii) concernant le coût moyen réel de la dette en 2017 par rapport au coût autorisé, veuillez expliquer et commenter la variation du coût de la dette du Distributeur en 2017 par rapport à celui réalisé en 2016.

- 20.2 Considérant qu'Hydro-Québec gère sa dette selon une approche corporative intégrée, tel que souligné au préambule (i), veuillez expliquer comment l'utilisation des instruments dérivés afin de couvrir le risque de change et pour gérer la part de la dette à taux fixe et à taux flottant, semble avoir un impact différent pour le Distributeur que chez Hydro-Québec dans son ensemble, tel qu'observé aux préambules (iii) et (iv). Veuillez préciser si l'explication soulignée au préambule (ii) s'applique également à Hydro-Québec dans sa gestion intégrée et se reflète dans ses états financiers. Veuillez commenter.
- 20.3 Veuillez expliquer le traitement différent de la perte nette de change inclus dans les frais financiers dans le rapport annuel d'Hydro-Québec mais non inclus dans les frais financiers au rapport annuel du Distributeur.
- 20.4 Veuillez expliquer à quoi est dû l'écart entre le cumul des résultats étendus de 138 M\$ en 2017, par rapport à -89 M\$ autorisé pour 2017 et -51 M\$ en 2016, tel qu'il apparaît à la ligne 7 du second tableau du préambule (iv).
- 20.5 Veuillez concilier le montant de la dette et instruments dérivés à long de 42 961 M\$ au 31 décembre 2017, tel qu'il apparaît au Tableau 1 de la référence (v), avec le montant de dette à long terme de 43 825 M\$ du premier tableau du préambule (iv).
- 20.6 Veuillez indiquer si le Distributeur a des objections à fournir dans son rapport annuel, en plus de la comparaison des résultats annuels réalisés par rapport au rendement autorisé par la Régie, les résultats réels de l'année par rapport à l'année précédente, accompagnés des explications quant aux variations annuelles. Si oui, veuillez commenter.

## INDICATEUR DE PERFORMANCE

- 21. Références :** (i) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-12, doc. 1](#), p. 45;  
(ii) Pièce [B-0056](#), p. 9.

### **Préambule :**

(i) À la référence (i), la Régie demandait au Distributeur d'élaborer sur les facteurs pouvant expliquer la détérioration de l'indice de continuité normalisé des années 2015 et 2016. Le Distributeur répondait :

*« Depuis quelques années, le Distributeur observe une tendance à la hausse du taux de pannes aux 100 km reliés à la végétation. [...]*

*Le Distributeur observe également une tendance à la hausse des défaillances d'équipement. L'âge de ses équipements et la croissance de la demande sur les lignes existantes pourraient*

*expliquer en partie cette tendance. Une analyse est en cours pour bien caractériser les causes et les actions à entreprendre. »*

(ii) Dans le présent dossier, le Distributeur indique :

*« L'IC normalisé est en hausse de 13 % en 2017 par rapport à 2016. De plus, il est supérieur à la moyenne des 5 dernières années. Le nombre de pannes ayant pour cause la défaillance d'équipements et la végétation est en augmentation depuis quelques années. Des analyses sont en cours pour mieux comprendre les causes et identifier les actions à prendre afin d'améliorer la fiabilité du réseau. »*

**Demande :**

21.1 Compte tenu de l'évolution de l'indice de continuité normalisé, le Distributeur envisage-t-il de déposer lors du prochain dossier tarifaire, le résultat des analyses dont il fait mention dans le préambule (ii) ? Veuillez élaborer.

**HISTORIQUE DES DONNÉES 2013-2017**

22. Référence : Pièce [B-0059](#).

**Préambule :**

**HISTORIQUE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR TARIFS (GWH)  
 2013 À 2017**

	2013	2014	2015	2016	2017
D (1)	60 616	62 715	61 518	60 159	60 647
DM	2 342	2 352	2 288	2 212	2 185
DP					663
DT	3 025	3 007	2 752	2 664	2 616
G (2)	11 168	10 399	9 636	9 432	9 522
GS (3)	984	990	1 019	1 049	1 100
M (4)	28 830	29 911	30 782	31 032	31 134
LG		8 747	8 682	8 612	8 753
H	8	8	8	8	7
L (5)	38 718	30 509	29 601	27 335	27 018
Contrats spéciaux	26 253	24 983	24 377	26 127	26 480
Éclairage (6)	599	602	600	585	578
<b>Total</b>	<b>172 543</b>	<b>174 223</b>	<b>171 263</b>	<b>169 245</b>	<b>170 703</b>

**HISTORIQUE DES PRODUITS DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR TARIFS (M\$)  
 2013 À 2017**

	2013	2014	2015	2016	2017
D (1)	4 474	4 804	4 871	4 836	4 908
DM	171	176	176	172	171
DP					81
DT	180	190	186	159	159
G (2)	1 043	1 009	970	988	988
G9 (3)	122	126	132	138	145
M (4)	2 145	2 305	2 449	2 505	2 525
LG		480	492	495	508
H	1	1	1	1	1
L (5)	1 833	1 438	1 425	1 331	1 319
Contrats spéciaux	802	811	888	919	1 016
Eclairage (6)	56	59	81	80	80
Rabais sur ventes - Clientèle MFR	(5)	(8)	(11)	(12)	(12)
<b>Total</b>	<b>10 822</b>	<b>11 391</b>	<b>11 640</b>	<b>11 570</b>	<b>11 825</b>

**HISTORIQUE DES PRODUITS UNITAIRES MOYENS PAR TARIFS (¢/kWh)  
 2013 À 2017**

	2013	2014	2015	2016	2017
D (1)	7,38	7,66	7,92	8,04	8,08
DM	7,30	7,48	7,69	7,78	7,83
DP					9,20
DT	5,95	6,32	6,78	5,90	6,08
G (2)	9,34	9,70	10,07	10,24	10,14
G9 (3)	12,40	12,73	12,95	13,16	13,18
M (4)	7,44	7,71	7,98	8,07	8,11
LG		5,49	5,67	5,75	5,80
H	11,00	10,86	11,27	11,35	11,43
L (5)	4,73	4,71	4,81	4,87	4,88
Contrats spéciaux	3,05	3,25	3,64	3,52	3,84
Eclairage (6)	9,35	9,80	10,17	10,26	10,38

**HISTORIQUE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR SECTEURS (GWh)  
 2013 À 2017**

	2013	2014	2015	2016	2017
Résidentiel	65 983	68 074	66 558	65 065	66 111
Commercial, institutionnel et petits industriels	44 620	45 189	45 335	45 483	45 816
Grands clients industriels	56 855	55 738	54 200	53 635	53 699
Autres	5 085	5 222	5 170	5 062	5 077
<b>Total</b>	<b>172 543</b>	<b>174 223</b>	<b>171 263</b>	<b>169 245</b>	<b>170 703</b>

**Demandes :**

- 22.1 Veuillez ajouter à la présente section du rapport annuel les données de contribution en puissance à la pointe par secteurs et par tarifs et ventiler les produits des ventes entre les revenus des ventes d'énergie et les revenus en puissance facturée.
- 22.2 Veuillez élaborer sur la possibilité de fournir ce portrait dans les prochains rapports annuels.

## SUIVI DES ACTIVITÉS PROMOTIONNELLES

- 23. Références :**
- (i) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-10, document 4](#), p. 7;
  - (ii) Pièce [B-0061](#), p. 6;
  - (iii) Décision [D-2017-118](#), p. 23.

### **Préambule :**

(i) « Un des objectifs du projet pilote était de déterminer les ajustements à apporter aux procédures et aux systèmes pour traiter adéquatement les demandes des clients. Au cours du projet pilote, les problèmes empêchant le traitement de la demande d'abonnement avec succès par le libre-service sur le Web ont été plus nombreux que prévus.

*Certaines demandes d'abonnement n'ont pu être complétées par les clients sur le Web pour des raisons techniques. L'entrée d'une adresse non reconnue par le système, d'un numéro d'assurance sociale non valide ou non fourni, un lieu de consommation visé par un défaut de paiement, ainsi que le chevauchement ou un écart entre les dates d'emménagement et de déménagement sont des exemples de problèmes rencontrés par les clients qui ont dû téléphoner pour finaliser leur demande.*

*Dans le cadre du projet pilote, le Distributeur n'a pas facturé de frais d'abonnement aux clients visés par ces problèmes techniques. [...]*

Les problèmes associés au manque de clarté, aux erreurs d'adresse dans le libre-service ou aux lieux de consommation pour lesquels le client est en défaut de paiement seront corrigés avant la prochaine pointe de déménagements-emménagements de juillet 2017. Toutefois certains problèmes rencontrés par les clients ne seront pas rectifiés comme par exemple, l'impossibilité de compléter la demande en ligne lorsque le numéro d'assurance sociale (NAS) n'est pas fourni puisqu'il s'agit d'un renseignement obligatoire à la conclusion d'une demande d'abonnement en vertu des CSÉ. »  
[nous soulignons]

(ii) « À la suite du projet pilote de 2016, certains problèmes empêchant le traitement de la demande d'abonnement avec succès par le libre-service sur le Web ont été corrigés. Des ajustements au libre-service ont permis de traiter plus de transactions avec succès. Toutefois, quelques 20 % des demandes d'abonnement réalisées au moyen du libre-service sur le Web n'ont pu être complétées par les clients pour des raisons techniques ou parce que le client n'était pas éligible. Comme lors du projet pilote de 2016, le Distributeur constate qu'un numéro d'assurance sociale (NAS) non valide ou non fourni, un lieu de consommation visé par un défaut de paiement sont des exemples de problèmes rencontrés par les clients qui ont dû téléphoner pour finaliser leur demande.

*Dans le cadre du projet pilote, le Distributeur n'a pas facturé de frais d'abonnement aux clients visés par ces problèmes techniques ou blocages. »*

« Le nombre de transactions complétées par téléphone est plus élevée que lors du projet pilote de 2016 et s'explique par un taux de pénétration plus élevé du Web (27 % vs 17 % en 2016) et par la durée du projet pilote (13 semaines de plus en 2017). Aucune nouvelle cause technique n'a été identifiée comme étant la cause de ces appels.

*Le Distributeur rappelle que certains problèmes rencontrés par les clients lors de leur demande ne seront pas rectifiés. Un exemple est l'impossibilité de compléter la demande en ligne lorsque le NAS n'est pas fourni puisqu'il s'agit d'un renseignement obligatoire à la conclusion d'une demande d'abonnement en vertu des CS.* » [nous soulignons]

(iii) « [70] *La Régie considère également que le Distributeur simplifie ses frais en proposant des frais uniques de 25 \$ pour les demandes d'abonnement effectuées autrement qu'à l'aide des libres-services, alors qu'actuellement les frais d'ouverture de dossier sont fixés à 50 \$ et les frais de gestion de dossier à 20 \$. La Régie retient que les frais uniques proposés sont avantageux pour la clientèle dans son ensemble.*

*[71] Enfin, lorsqu'il ne sera pas possible d'utiliser les libres-services pour une raison liée au Distributeur, le Régie note qu'aucuns frais ne seront facturés.*

*[72] La Régie est d'avis que les propositions du Distributeur relatives aux frais applicables lors d'une demande d'abonnement sont justifiées et raisonnables. En conséquence, elle approuve ces propositions.* » [note de bas de page omises] [nous soulignons]

(iv) À partir des tableaux 2 et 3 des pièces HQD-10, document 4 des rapports annuels du Distributeur de 2016 et de 2017, la Régie a produit le tableau suivant :

	2016		2017		Var. 2017/2016	
<b>Transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques:</b>						
Nombre de transactions	16 395	11%	46 146	20%	181%	
Total des frais crédités	471 570 \$		1 340 970 \$		184%	
<b>Transactions complétées sur le Web:</b>						
Nombre de transactions	132 557	89%	181 906	80%	37%	
Total des frais crédités	4 663 990 \$		6 194 750 \$		33%	
Total des transactions (ligne 1 + ligne 3)	148 952	100%	228 052	100%	53%	
Total des frais crédités (ligne 2 + ligne 4)	5 135 560 \$		7 535 720 \$		47%	
<b>Transactions complétées sur les autres canaux</b>	322 472		437 952		36%	
<b>Nombre total de transactions</b>	455 029		619 858		36%	

En comparant les résultats de l'année 2017 à ceux de l'année 2016, la Régie constate que l'augmentation de 37 % du nombre de transactions complétées sur le web est similaire à l'augmentation de 36 % du nombre total de transactions et du nombre de transactions complétées sur les autres canaux. Par contre, la part des transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques est passé de 11 % à 20 %, et leur nombre a augmenté de 181 %.

La Régie comprend que selon les nouvelles dispositions à l'article 2.1 des CS, le total des frais crédités, malgré que les transactions n'ont pas été complétées sur le web, aurait été de 1 153 650 \$ sur une base pro-forma des nouveaux frais de 25 \$.

**Demandes :**

- 23.1 Considérant qu'aucune nouvelle cause technique n'a été identifiée pour expliquer la hausse de 181 % des transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques, tel que souligné au préambule (ii), veuillez fournir la ventilation du nombre de transactions non complétées sur le Web pour chacune des raisons techniques expliquant pourquoi ces demandes n'ont pu être complétées sur le Web par les clients, tel qu'identifiées au préambule (i), pour les années 2016 et 2017. Veuillez commenter.
- 23.2 Considérant qu'un des objectifs du projet pilote lancé en 2016 était de déterminer les ajustements à apporter aux procédures et aux systèmes pour traiter adéquatement les demandes des clients, tel que souligné au préambule (i), veuillez expliquer l'augmentation, plutôt que la réduction anticipée, de la proportion des transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques. Veuillez préciser l'objectif que se donne le Distributeur pour l'année 2018 quant à la part des transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques, par rapport aux 11 % et 20 % enregistrés en 2016 et 2017 respectivement. Veuillez commenter.
- 23.3 Considérant la forte hausse de 184 % des frais crédités pour des transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques, à plus de 1,34 M\$ en 2017 tel que constaté au préambule (iv), veuillez préciser comment le Distributeur entend appliquer la condition d'impossibilité *d'utiliser les libres-services pour une raison liée au Distributeur*, soulignée au préambule (iii), et indiquer quelles causes empêchant le traitement de la demande d'abonnement avec succès par le libre-service sur le Web donneront droit aux frais crédités, et quelles sont celles qui n'y donneront pas droit, s'il y a lieu.