

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE LA RÉGIE**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
À HYDRO-QUÉBEC RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2016 DU DISTRIBUTEUR**

**CONCILIATION DE L'ACTIF TOTAL STATUTAIRE ET RÉGLEMENTAIRE**

- 1. Références :** (i) Pièce [HQD-2, document 2.1](#), p. 9, tableau 3;  
(ii) [Rapport annuel statutaire 2016 d'Hydro-Québec](#), note 3, p. 56.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3, la conciliation de l'actif total statutaire et de la base de tarification au 31 décembre 2016, dont l'actif total statutaire attribué au Distributeur s'élève à 13 545,6 M\$.
- (ii) Dans son rapport annuel statutaire 2016, Hydro-Québec présente à la note 3 des états financiers consolidés, le détail des actifs réglementaires.

ACTIFS RÉGLEMENTAIRES

	Années prévues d'amortissement	2016	2015
Coûts liés au PGEÉ	2017-2026	684	800
Coûts liés au déglaceur du poste de Lévis	2017-2047	5	6
Coûts liés à une entente de suspension	2017-2020	482	356
Coûts liés au projet de remplacement des disjoncteurs de modèle PK	À déterminer	51	–
Frais de développement	2017-2021	16	17
Avantages sociaux futurs	À partir de 2017	3 122	2 877
Autre	–	–	5
		<b>4 360</b>	<b>4 061</b>
Actifs réglementaires à court terme		123	122
Actifs réglementaires à long terme		4 237	3 939

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez expliquer le traitement comptable de l'actif réglementaire relié aux « Avantages sociaux futurs » au montant de 3 122 M\$ en 2016 (référence (ii)). Veuillez expliquer également le traitement comptable de l'amortissement prévu à partir de 2017. Veuillez faire le lien avec la norme ASC 980 *Regulated Operations*.

**Réponse :**

- 1 **Comme indiqué à la note 3 des états financiers consolidés, l'actif**  
 2 **réglementaire au montant de 3 122 M\$ correspond aux quotes-parts du**  
 3 **Transporteur et du Distributeur des soldes non amortis des pertes actuarielles**  
 4 **nettes et du coût des (crédit pour les) services passés comptabilisés dans le**  
 5 **Cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des avantages sociaux**  
 6 **futurs qui seront recouverts dans les tarifs futurs. Cet actif réglementaire est**  
 7 **amorti au moment où les soldes non amortis sont reclassés en tant que**  
 8 **composante du coût des avantages sociaux futurs.**

1 À la suite de l'adoption de l'*Accounting Standards Update (ASU) 2017-07,*  
2 *Compensation — Retirement Benefits (Topic 715) : Improving the Presentation*  
3 *of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost* le  
4 1<sup>er</sup> janvier 2017<sup>1</sup>, les soldes non amortis des pertes actuarielles nettes et du  
5 coût des (crédit pour les) services passés sont reclassés aux résultats de la  
6 façon suivante :

- 7 • Un montant au titre du gain actuariel ou de la perte actuarielle est  
8 amorti dans le poste Autres composantes du coût des avantages  
9 sociaux, si le gain actuariel net non amorti ou la perte actuarielle nette  
10 non amortie au début de l'exercice excède soit 10 % de la valeur des  
11 obligations au titre des prestations projetées, soit 10 % de la valeur  
12 liée au marché de l'actif du régime, le plus élevé des deux montants  
13 étant retenu. L'amortissement correspond à l'excédent divisé par la  
14 durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs. La durée de vie  
15 résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs était de 13 ans pour le  
16 régime de retraite et de 12 ans pour les autres régimes au 1<sup>er</sup> janvier  
17 2017 ;
- 18 • Le solde non amorti du coût des (crédit pour les) services passés,  
19 quant à lui, est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire,  
20 sur des périodes n'excédant pas la durée résiduelle moyenne d'activité  
21 des salariés actifs.

22 Comme mentionné aux réponses aux questions 14.1 et 14.2 de la demande de  
23 renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQT-D-2, document 1.1 (B-0017) du  
24 dossier R-3927-2015, puisque le Distributeur est autorisé par la Régie à  
25 récupérer dans ses tarifs futurs le coût de retraite et le coût des avantages  
26 postérieurs à la retraite autres que la retraite calculés selon l'ASC 715,  
27 *Compensation — Retirement Benefits* (décision D-2015-189, paragraphe 139),  
28 les avantages sociaux futurs constatés dans les autres éléments du résultat  
29 étendu selon l'ASC 715 et qui seront recyclés aux résultats dans le futur  
30 conformément à l'ASC 715, seront par conséquent inclus dans les tarifs  
31 futurs. Cette différence entre le moment où les avantages sociaux futurs sont  
32 encourus dans les autres éléments du résultat étendu et le moment où ils sont  
33 recyclés dans les résultats et alors inclus dans les tarifs comme autorisé par  
34 la Régie, donne lieu automatiquement à un actif réglementaire puisque les  
35 critères généraux de l'ASC 980-340-25-1 sont respectés.

---

<sup>1</sup> Voir le dossier R-4009-2017, Demande relative aux modifications de méthodes comptables ASC 715, *Compensation – Retirement Benefits* et pour la création de comptes d'écarts.

1.2 Veuillez quantifier la quote-part du Distributeur de l'actif réglementaire relié aux « Avantages sociaux futurs ».

**Réponse :**

1                   **La quote-part du Distributeur de l'actif réglementaire relié aux Avantages**  
2                   **sociaux futurs représente 1 717 M\$.**

1.3 Veuillez indiquer si la quote-part du Distributeur de l'actif réglementaire relié aux « Avantages sociaux futurs » fait partie de l'actif total statutaire attribué au Distributeur qui s'élève à 13 545,6 M\$. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

3                   **Non, l'actif réglementaire relié aux avantages sociaux futurs est plutôt**  
4                   **présenté dans le secteur Activités corporatives et autres.**

5                   **L'actif total statutaire attribué au Distributeur présenté dans la conciliation de**  
6                   **l'actif total statutaire et de la base de tarification provient du montant présenté**  
7                   **à la note 20, Informations sectorielles, des états financiers consolidés à**  
8                   **vocation générale.**

9                   **Puisque cet actif réglementaire n'est pas inclus dans l'actif total statutaire**  
10                   **attribué au Distributeur et qu'il ne doit pas être inclus dans la base de**  
11                   **tarification du Distributeur aux fins de l'établissement des tarifs, aucun**  
12                   **ajustement n'est requis aux fins de la conciliation pour le rapport annuel.**

## RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES

2. **Référence :** Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 7 à 9, tableau 2.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2016. Il présente également les écarts entre le réel et le montant reconnu et ajusté.

**Demandes :**

2.1 Veuillez expliquer les écarts suivants reliés aux « Charges brutes directes » :

- Temps supplémentaire                   +11,8 M\$;
- Comptes à recevoir, intérêts et autres   +15,5 M\$;
- Stock, achats, locations et autres       +20,1 M\$.

Réponse :

- 1 Les écarts identifiés reliés aux charges brutes directes s'expliquent comme  
2 suit :
- 3 • Temps supplémentaires : L'écart défavorable de 11,8 M\$ s'explique  
4 principalement par les pannes majeures survenues au cours de  
5 l'année 2016, pour un montant de 8,6 M\$, comme présenté au tableau 2  
6 de la pièce HQD-2, document 3.1.
  - 7 • Comptes à recevoir, intérêts et autres : L'écart défavorable de 15,5 M\$  
8 s'explique principalement par des provisions pour litiges pour un  
9 montant de 10,5 M\$.
  - 10 • Stock, achats, locations et autres : L'écart défavorable de 20,1 M\$  
11 s'explique principalement par les éléments suivants :
    - 12 ○ un écart défavorable de 8,6 M\$ constaté à la suite de l'abandon  
13 du projet CATVAR, comme expliqué à la pièce  
14 HQD-6, document 15 (section 3.3).
    - 15 ○ un écart défavorable de 4,6 M\$ en lien avec les réclamations aux  
16 tiers et autres. Le Distributeur souligne que les revenus  
17 correspondants sont inclus à la rubrique Récupération de coûts  
18 et conséquemment, sans impact global sur les revenus requis.
    - 19 ○ Un écart défavorable de 4,5 M\$ attribuable à la dévaluation des  
20 stocks de compteurs de première génération ainsi qu'aux  
21 ajustements d'inventaires à la suite de leurs corroborations.

2.2 Veuillez expliquer les écarts suivants reliés aux « Charges de services partagés » :

- Produits d'exploitation TIC +20,4 M\$;
- Service de développement TIC -22,7 M\$;
- Hydro-Québec Équipement +23,0 M\$.

Réponse :

22 Le Distributeur constate que pour la décision D-2016-033, l'impact des  
23 réorganisations en lien avec la Vice-présidence – Technologies de  
24 l'information et des communications, au montant de 20,7 M\$ présenté au  
25 tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3, aurait dû être présenté à la rubrique  
26 Produits d'exploitation TIC plutôt qu'à la rubrique Services de développement  
27 TIC. Le tableau R-2.2 présente la mise à jour des composantes détaillées des  
28 revenus requis pour la Vice-présidence – Technologies de l'information et des  
29 communications.

**TABLEAU R-2.2 :**  
**COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2016 AJUSTÉS POUR LA**  
**VICE-PRÉSIDENTE – TECHNOLOGIE DE L'INFORMATION ET DES COMMUNICATIONS (M\$)**

	D-2016-033 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2016-033 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2016-033 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2016-033
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	198,7	20,7	219,4	-3,2	216,2	218,3	208,8	-7,4
Poste de travail TIC	48,6		48,6		48,6	47,4	46,1	-2,5
Produits TIC d'entreprise	35,9		35,9	0,1	36,0	35,0	35,0	-1,0
Produits d'exploitation TIC	57,1	20,7	77,8	-3,3	74,5	80,2	74,2	-0,3
Conduite du réseau	2,1		2,1		2,1	2,1	2,1	0,0
Radios mobiles	14,7		14,7		14,7	14,7	13,5	-1,2
Postes et centrales	0,5		0,5		0,5	0,5	0,5	0,0
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	25,7		25,7		25,7	25,7	25,3	-0,4
Services de développement TIC	14,1		14,1		14,1	12,7	12,1	-2,0

(1) Décision D-2016-033 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.  
(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.  
(3) Décision D-2016-033 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.  
(4) Ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-3980-2016, tel que décrits à la pièce HQD-10, document 1.  
(5) Décision D-2016-033 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2016.  
(6) Année de base 2016, tel que présenté au dossier R-3980-2016.

1            **À la lumière de cette mise à jour, les deux produits ne présentent plus**  
2            **d'écarts significatifs.**

3            **L'écart défavorable d'Hydro-Québec Équipement d'un montant de 23,0 M\$**  
4            **s'explique comme suit :**

- 5            • **Un écart défavorable de 18,6 M\$ lié aux coûts d'événements**  
6            **imprévisibles en réseaux autonomes, incluant le déversement de**  
7            **Cap-aux-meules aux Îles-de-la-Madeleine de 12,1 M\$, dont les coûts**  
8            **ont été versés au compte d'écarts relatif aux événements imprévisibles**  
9            **en réseaux autonomes, comme présenté au tableau 1 de la pièce**  
10           **HQD-4, document 3.6.**
- 11           • **Un écart défavorable de 3,6 M\$ lié aux coûts de réhabilitation des**  
12           **parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes. Le**  
13           **Distributeur souligne qu'en ce qui concerne la décision D-2016-033, les**  
14           **coûts de réhabilitation des parcs à carburant dans les centrales en**  
15           **réseaux autonomes sont planifiés en tant que services professionnels**  
16           **et autres. Toutefois, puisqu'Hydro-Québec Innovation, équipement et**  
17           **services partagés est le maître d'œuvre pour la réalisation de ces**  
18           **travaux en 2016, les coûts réels sont inclus à la rubrique Charges de**  
19           **services partagés.**

3.    **Références :**    (i)    Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 15;  
                              (ii)    Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 16.

**Préambule :**

(i)    « En 2016, le Distributeur a raffiné la façon d'évaluer la portion déjà provisionnée des radiations MFR. Cet exercice a permis de constater que la portion des radiations ayant déjà fait l'objet d'une provision dans les années antérieures est plus élevée que l'estimation

initiale. Cette réévaluation explique 8,4 M\$ de la baisse des coûts de la stratégie MFR. Le Distributeur précise que cette réévaluation n'a toutefois pas d'impact sur la dépense de mauvaises créances totale du Distributeur (voir ci-après l'écart défavorable correspondant relatif à cette dépense) ».

(ii) « Comme expliqué précédemment, le raffinement apporté à l'évaluation de la portion déjà provisionnée des radiations MFR a entraîné un impact défavorable de 8,4 M\$ sur la dépense de mauvaises créances ».

**Demandes :**

3.1 Veuillez expliquer de façon détaillée le raffinement apporté à l'évaluation de la portion déjà provisionnée des radiations MFR.

**Réponse :**

1 **Avant 2016, l'évaluation initiale de la portion déjà provisionnée des radiations**  
2 **sur les ententes personnalisées A et B démontrait qu'environ 40 % à 45 % des**  
3 **montants radiés reliés aux ententes MFR avaient déjà fait l'objet d'une**  
4 **provision dans les années antérieures. Ainsi, pour l'année 2016, le montant**  
5 **reconnu à titre de renversement de provision pour mauvaises créances**  
6 **(PPMC) s'est établi à 19,1 M\$, comme présenté au tableau R-3.1.**

7 **En 2016, le développement de requêtes informatiques a permis d'obtenir les**  
8 **radiations relatives à la clientèle à faible revenu par strates d'âge et, en**  
9 **conséquence, d'établir de façon plus précise les montants déjà provisionnés.**  
10 **Ainsi, pour 2016, la portion des radiations ayant déjà fait l'objet d'une**  
11 **provision dans les années antérieures, laquelle est plus élevée que**  
12 **l'estimation initiale, s'établit à 65 %, soit 23,5 M\$. Le tableau R-3.1 présente les**  
13 **données redressées pour fins de comparaison. Le montant reconnu à titre de**  
14 **renversement de la PPMC a été ajusté pour le ramener à 27,5 M\$, soit à 65 %**  
15 **du montant de radiations brutes reconnu. Ainsi, l'écart entre le montant**  
16 **initialement reconnu et le montant reconnu redressé, qui s'élève à 8,4 M\$,**  
17 **s'explique entièrement par la réévaluation de la portion déjà provisionnée des**  
18 **radiations MFR.**



**TABLEAU R-3.1 :**  
**COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (M\$)**

	<u>D-2016-033</u>	<u>D-2016-033</u> <u>Ajustée</u>	<u>Réel 2016</u>	<u>Écart</u> <u>D-2016-033 et</u> <u>D-2016-033</u> <u>ajustée</u>
<b>Stratégie Clientèle à faible revenu</b>				
Radiations brutes	42,5	42,5	36,3	
renversement PPMC	(19,1)	(27,5)	(23,5)	(8,4)
rabais MFR	(15,3)	(15,3)	(12,3)	
<b>Radiations MFR nettes</b>	<b>8,1</b>	<b>(0,3)</b>	<b>0,5</b>	<b>(8,4)</b>
<b>Coûts opérationnels</b>	<b>8,2</b>	<b>8,2</b>	<b>5,6</b>	-
<b>Stratégie MFR - Total</b>	<b>16,3</b>	<b>7,9</b>	<b>6,1</b>	<b>(8,4)</b>

3.2 Veuillez fournir le détail de la réévaluation au montant de 8,4 M\$ attribuable aux coûts de la stratégie MFR et à la dépense de mauvaises créances. Veuillez présenter les données avant et après le raffinement.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.1.**

4. **Références :** (i) Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 18, tableau 12;  
(ii) Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 14.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 12, les coûts capitalisés par types d'activités.

**TABLEAU 12 :**  
**COÛTS CAPITALISÉS PAR TYPES D'ACTIVITÉS (M\$)**

Description	2016		
	D-2016-033 ajustée <sup>(1)</sup>	Réel	Écart
Prestations de travail	(269,6)	(296,2)	26,6
<i>Activités de base</i>	(235,4)	(250,9)	15,5
<i>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques</i>	(34,2)	(45,3)	11,1
Gestion de matériel	(43,9)	(38,5)	(5,4)
<b>Coûts capitalisés</b>	<b>(313,5)</b>	<b>(334,7)</b>	<b>21,2</b>

<sup>(1)</sup> Incluant ajustements organisationnels

(ii) Le Distributeur explique l'écart relié aux activités de base des charges d'exploitation, notamment par une hausse de 15,5 M\$ des « Prestations de travail ». Il indique que :

*« L'écart favorable de 15,5 M\$ est principalement attribuable au comblement de poste des métiers-lignes, correspondant à 12 ETC supplémentaires, ainsi qu'à l'augmentation du nombre d'heures imputées aux investissements compte tenu des besoins du réseau. »*

**Demandes :**

4.1 Veuillez expliquer l'écart des « Prestations de travail » de 11,1 M\$ relié à l'activité de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques (référence (i)).

**Réponse :**

1            **L'écart de 11,1 M\$, attribuable au projet LAD, découle d'une augmentation de**  
2            **76 ETC liée à l'effort supplémentaire nécessaire afin de réaliser l'installation**  
3            **plus complexe de certains compteurs, soit les compteurs commerciaux et**  
4            **institutionnels, dans le cadre de la fin du projet au 31 décembre 2016.**

4.2 Veuillez justifier le comblement de poste des métiers-lignes, correspondant à 12 ETC supplémentaires, et l'augmentation du nombre d'heures imputées aux investissements compte tenu des besoins du réseau (référence (ii)).

**Réponse :**

5            **En cours d'année, le Distributeur réévalue régulièrement la planification de**  
6            **l'ensemble des travaux à réaliser sur son réseau en fonction des nouvelles**  
7            **réalités, de ses priorités et de l'évolution des besoins du réseau.**

8            **La force de travail nécessaire pour la réalisation de cette planification a été**  
9            **modulée comme suit en 2016 :**

- 10            • **comblement de postes de métiers-lignes équivalent à 12 ETC ;**
- 11            • **augmentation des heures productives par employé découlant du**  
12            **rajeunissement de la main-d'œuvre (par exemple, moins de vacances**  
13            **ou d'absences pour des raisons médicales) ;**
- 14            • **recours à des heures supplémentaires.**

15            **Cette modulation de la force de travail explique l'augmentation du nombre**  
16            **d'heures imputées aux investissements, permettant au Distributeur de**  
17            **combler les besoins du réseau.**

## BASE DE TARIFICATION

### Mises en service

5. **Références :** (i) Pièce [HQD-4, document 2](#), p. 9, tableau 5;  
 (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0035](#), p. 11, tableau 5;  
 (iii) Décision [D-2016-033](#), p. 154, par. 579.

#### Préambule :

- (i) Dans le rapport annuel 2016, le Distributeur présente au tableau 5, les mises en service réelles vs D-2016-033.

**TABLEAU 5 :**  
**MISES EN SERVICE RÉELLES 2016 vs D-2016-033 (M\$)**

CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT	Réel	D-2016-033	Variations
<b>Projets &gt; 10 M\$ déjà autorisés</b>	<b>99,0</b>	<b>123,2</b>	<b>-24,2</b>
<i>Construction de la centrale thermique d'Akulivik</i>	0,8	0,2	0,6
<i>Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)</i>	0,4	1,1	-0,7
<i>Lecture à distance - Phase 1</i>	0,5	0,3	0,2
<i>Lecture à distance - Phases 2 et 3</i>	63,8	52,9	10,9
<i>Travaux de raccordement au réseau de distribution</i>			
<i>Poste Lefrançois</i>	2,5	8,1	-5,6
<i>Poste de Charlesbourg</i>	0,6		0,6
<i>Poste de Limoilou</i>	8,4		8,4
<i>Poste de Port-Daniel</i>	0,1	4,9	-4,8
<i>Poste Charland</i>	0,3	4,0	-3,7
<i>Poste Bélanger</i>	5,2	6,5	-1,3
<i>Poste Henri-Bourassa</i>	5,8	7,3	-1,5
<i>Poste Fleury</i>	0,1		0,1
<i>Poste Duchesnay</i>	1,9	7,0	-5,1
<i>Poste de Baie-Saint-Paul</i>	0,1	14,9	-14,8
<i>Poste d'Adamsville</i>	7,9	16,0	-8,1
<i>Poste Saint-Jean</i>	0,4		0,4
<i>Poste De Lorimier</i>	0,2		0,2
<b>Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'art. 73</b>	<b>14,8</b>	<b>12,0</b>	<b>2,8</b>
<i>Programme d'enfouissement</i>	14,8	12,0	2,8
<b>Ensemble des projets &lt; 10 M\$ (EN BLOC)</b>	<b>543,6</b>	<b>510,5</b>	<b>33,1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>657,4</b>	<b>645,7</b>	<b>11,7</b>

- (ii) Dans le dossier tarifaire 2016, le Distributeur présente sa demande, notamment des mises en services des immobilisations, du contrat de location-acquisition, des actifs incorporels et des frais de développement, totalisant 645,7 M\$.

- (iii) Dans sa décision D-2016-033, la Régie a réduit globalement de 100 M\$ la projection de la base de tarification pour l'année témoin 2016 (moyenne des 13 soldes).

#### Demandes :

- 5.1 Veuillez compléter le tableau 5, en fournissant les composantes des mises en service pour :

- Le réel 2016, totalisant 657,4 M\$;
- La demande du Distributeur, totalisant 645,7 M\$;
- Le montant reconnu par Régie.

Veillez présenter les écarts entre le réel 2016 et le montant reconnu par la Régie, et expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

- 1 **Le Distributeur présente au tableau R-5.1 les écarts entre les mises en service**  
2 **réelles 2016 et le montant reconnu.**

**TABLEAU R-5.1 :**  
**ÉCART ENTRE LES MISES EN SERVICE RÉELLES, DEMANDÉES ET RECONNUES 2016 (M\$)**

CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT	Réel	Demande	Montant reconnu <sup>1</sup>	Écart Réel - Montant reconnu
<b>Projets &gt; 10 M\$ déjà autorisés</b>	<b>99,0</b>	<b>123,2</b>	<b>123,2</b>	<b>-24,2</b>
<i>Construction de la centrale thermique d'Akulivik</i>	0,8	0,2	0,2	0,6
<i>Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)</i>	0,4	1,1	1,1	-0,7
<i>Lecture à distance - Phase 1</i>	0,5	0,3	0,3	0,2
<i>Lecture à distance - Phases 2 et 3</i>	63,8	52,9	52,9	10,9
<i>Travaux de raccordement au réseau de distribution</i>				
<i>Poste Lefrançois</i>	2,5	8,1	8,1	-5,6
<i>Poste de Charlesbourg</i>	0,6			0,6
<i>Poste de Limoilou</i>	8,4			8,4
<i>Poste de Port-Daniel</i>	0,1	4,9	4,9	-4,8
<i>Poste Charland</i>	0,3	4,0	4,0	-3,7
<i>Poste Bélanger</i>	5,2	6,5	6,5	-1,3
<i>Poste Henri-Bourassa</i>	5,8	7,3	7,3	-1,5
<i>Poste Fleury</i>	0,1			0,1
<i>Poste Duchesnay</i>	1,9	7,0	7,0	-5,1
<i>Poste de Baie-Saint-Paul</i>	0,1	14,9	14,9	-14,8
<i>Poste d'Adamsville</i>	7,9	16,0	16,0	-8,1
<i>Poste Saint-Jean</i>	0,4			0,4
<i>Poste De Lorimier</i>	0,2			0,2
<b>Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'art. 73</b>	<b>14,8</b>	<b>12,0</b>	<b>12,0</b>	<b>2,8</b>
<i>Programme d'enfouissement</i>	14,8	12,0	12,0	2,8
<b>Ensemble des projets &lt; 10 M\$ (EN BLOC)</b>	<b>543,6</b>	<b>510,5</b>	<b>510,5</b>	<b>33,1</b>
<i>Équipement de mesurage</i>	20,6	21,3	21,3	-0,6
<i>Réseau de distribution</i>	400,7	352,0	352,0	48,7
<i>Réseaux autonomes</i>	38,0	31,5	31,5	6,5
<i>Actifs de soutien et Incorporiels</i>	78,1	105,8	105,8	-27,7
<i>Frais de développement</i>	6,2			6,2
<b>TOTAL</b>	<b>657,4</b>	<b>645,7</b>	<b>645,7</b>	<b>11,7</b>

<sup>1</sup> La réduction globale de 100 M\$ n'est pas reflétée dans le Montant reconnu car celle-ci a été appliquée au solde d'ouverture de la base de tarification de l'année 2016.

- 3 **L'écart de 11,7 M\$ entre les mises en service réelles et le montant reconnu**  
4 **s'explique principalement par les éléments suivants.**

- 5 • **Projets supérieurs à 10 M\$ (-24,2 M\$) :**
- 6 ○ **déploiement du projet Lecture à distance ;**
  - 7 ○ **réalisation de l'ingénierie retardée, causant le report des travaux**  
8 **(postes de Baie-Saint-Paul, de Port-Daniel et d'Adamsville) ;**

1                   ○ reports, modification de l'échéancier et de la séquence des  
2                   travaux à réaliser (postes Lefrançois, de Limoilou, Charland et  
3                   Duchesnay).

4                   • **Ensemble des projets inférieurs à 10 M\$ (33,1 M\$) :**

5                   ○ **Réseaux de distribution (48,7 M\$)**

6                   **Le Distributeur a reporté certains projets supérieurs à 10 M\$. Ce**  
7                   **report a permis une réallocation de la force de travail vers les**  
8                   **projets inférieurs à 10 M\$, ce qui explique l'écart constaté sur les**  
9                   **misés en service.**

10                  ○ **Actifs de soutien et Incorporels (-27,7 M\$)**

11                  – **Technologies de l'information et des communications**  
12                  **(-15 M\$)**

13                  **Le virage en matière de gouvernance des technologies de**  
14                  **l'information a entraîné une baisse des misés en service**  
15                  **puisque le Distributeur a reporté ou abandonné certains**  
16                  **projets qu'il avait planifiés.**

17                  – **Matériel roulant (-5,8 M\$)**

18                  **L'écart s'explique principalement par les délais de livraison**  
19                  **du matériel roulant plus importants que prévus.**

20                  **Dans sa décision D-2016-033, la Régie a réduit globalement de 100 M\$ la**  
21                  **projection de la moyenne 13 soldes de la base de tarification pour l'année**  
22                  **témoin 2016. En réponse à cette demande, le Distributeur a déposé une base**  
23                  **de tarification révisée pour l'année 2016<sup>2</sup>. Ainsi, le Distributeur a réduit le**  
24                  **solde d'ouverture de l'année 2016 comme suit :**

25                  • **Réduction appliquée aux rubriques de la base de tarification dont les**  
26                  **misés en service réelles 2015 étaient inférieures à celles planifiées à**  
27                  **l'année de base 2015 :**

28                  ○ **Équipement de mesurage (-19 M\$) ;**

29                  ○ **Logiciels (-20 M\$) ;**

30                  ○ **Interventions en efficacité énergétique (-39 M\$).**

31                  • **Réduction appliquée afin d'atteindre la réduction globale de 100 M\$**  
32                  **demandée par la Régie, même si les misés en service réelles 2015**  
33                  **n'étaient pas inférieures à celles planifiées à l'année de base 2015 :**

34                  ○ **Lignes aériennes de distribution (-22 M\$).**

---

<sup>2</sup> R-3980-2016, pièce HQD-9, document 1 (B-0035).

### Raisonnement supportant les réductions appliquées aux mises en service

1 La base de tarification de l'année témoin 2016 est composée principalement  
2 des éléments suivants :

- 3 • les immobilisations réelles existantes au 31 décembre 2014 ainsi que  
4 les mises en service réelles des quatre premiers mois de 2015 ;
- 5 • les mises en service prévues pour les huit derniers mois de 2015 et  
6 pour l'année 2016.

7 L'établissement de la base de tarification de l'année témoin comprend  
8 seulement 20 mois de mises en service prévisionnelles. En effet, la base de  
9 tarification de l'année témoin 2016 est constituée à 83 % des immobilisations  
10 réelles existantes au 31 décembre 2014. Ainsi, le Distributeur ne dispose que  
11 des trois options suivantes pour refléter une demande de réduction de la  
12 moyenne 13 soldes de la base de tarification par la Régie :

- 13 • un ajustement des mises en services prévues pour les 8 derniers mois  
14 de l'année de base :

15 Pour appliquer ce type d'ajustement au solde d'ouverture de la base de  
16 tarification de l'année témoin 2016<sup>3</sup>, les mises en service réelles de  
17 2015 doivent être inférieures à celles qui étaient prévues à l'année de  
18 base.

19 Cette situation s'est réalisée dans les rubriques suivantes :

- 20 ○ Équipement de mesurage ;
- 21 ○ Logiciels ;
- 22 ○ Interventions en efficacité énergétique.

23 Par conséquent, le Distributeur a réduit le solde d'ouverture de ces  
24 rubriques. Ainsi, les ajustements apportés au solde d'ouverture de ces  
25 rubriques entraînent un effet équivalent sur la moyenne 13 soldes de la  
26 base de tarification de l'année témoin.

- 27 • un ajustement des mises en service prévues de l'année témoin :

28 Afin d'obtenir un ajustement de 100 M\$ de la moyenne 13 soldes de la  
29 base de tarification de l'année témoin 2016, le Distributeur aurait dû  
30 ajuster les mises en service prévues de l'année témoin 2016 de plus de  
31 200 M\$. En effet, la mensualisation des mises en service exerce une  
32 pression à la hausse sur le niveau d'ajustement à effectuer aux mises  
33 en service prévues afin d'obtenir l'ajustement demandé sur la  
34 moyenne 13 soldes de la base de tarification.

---

<sup>3</sup> R-3980-2016, pièce HQD-9, document 1 (B-0035).

1                    **Conséquemment, une réduction d'environ 200 M\$ aurait représenté**  
2                    **une baisse de plus de 30 % du niveau des mises en service prévues**  
3                    **pour l'année témoin 2016. Puisque le Distributeur évaluait être en**  
4                    **mesure de réaliser les mises en service prévues en 2016, il n'a pas**  
5                    **diminué le niveau des mises en service prévues de l'année témoin.**

6                    • **Autres ajustements :**

7                    **Le seul choix qui demeurerait disponible pour le Distributeur pour**  
8                    **respecter la décision de la Régie était de réduire le solde d'ouverture**  
9                    **au 1<sup>er</sup> janvier 2016 d'une autre rubrique d'immobilisation. Le**  
10                   **Distributeur a choisi d'ajuster la rubrique Lignes aériennes de**  
11                   **distribution, et ce, même si la réduction effectuée n'était pas observée**  
12                   **pour les mises en service réelles de l'année 2015.**

5.2 Veuillez expliquer l'écart de l'ensemble des projets inférieurs à 10 M\$ de 33,1 M\$, entre le réel 2016 et le montant demandé par le Distributeur, et entre le réel 2016 et le montant reconnu par la Régie.

**Réponse :**

13                   **Voir la réponse à la question 5.1.**

### **Contributions à des projets de raccordement**

**6. Référence :** Pièce [HQD-4, document 1](#), p. 4 et 6.

**Préambule :**

Le Distributeur présente le détail de la base de tarification pour l'année historique 2016 et celui reconnu suite à la décision D-2016-033.

La base de tarification inclut la rubrique « Contributions à des projets de raccordement » au montant de 414,7 M\$ au 31 décembre 2016 et au montant reconnu de 355,3 M\$ en 2016, soit une hausse de 59,4 M\$.

À partir des rapports annuels du Distributeur, la Régie a préparé le tableau suivant :

Contributions à des projets de raccordement				
Solde au 31 décembre (en M\$)				
	Réel	Autorisé	Variation	
2016	414,7	355,3	59,4	16,7%
2015	210,4	299,2	-88,8	-29,7%
2014	100,1	104,9	-4,8	-4,6%
2013	103,9	92,1	11,8	12,8%
2012	73,3	137,8	-64,5	-46,8%

**Demandes :**

6.1 Veuillez confirmer les données du tableau préparé par la Régie, présenté au préambule. Veuillez déposer le tableau révisé, le cas échéant.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur les confirme.**

6.2 Veuillez commenter sur les difficultés à établir les prévisions des « Contributions à des projets de raccordement ». Veuillez expliquer les écarts de 2012 à 2016.

**Réponse :**

2 **La planification des projets de raccordement vise à répondre à la prévision de**  
 3 **la demande établie par le Distributeur. Le contexte économique, les besoins**  
 4 **des partenaires d'affaires, les délais entre l'établissement de la prévision de la**  
 5 **demande et la planification, l'autorisation et la réalisation des projets**  
 6 **influencent la prévision des contributions et expliquent les écarts constatés**  
 7 **entre les contributions autorisées et les contributions réelles. Le Distributeur**  
 8 **présente au tableau R-6.2 les écarts, qui s'expliquent principalement par les**  
 9 **éléments suivants :**

- 10 • **Projets en croissance du Transporteur**
  - 11 ○ **mise à jour du plan des charges et des ressources ;**
  - 12 ○ **mise à jour des coûts de réalisation des travaux ;**
  - 13 ○ **mise à jour du portefeuille des projets à la suite du report ou du**
  - 14 **devancement des mises en services prévues.**
- 15 • **Appels d'offres éoliens**
  - 16 ○ **report des projets de raccordement liés aux appels d'offres ;**
  - 17 ○ **coûts de raccordement du Transporteur.**
- 18 • **Autres contributions**
  - 19 ○ **modifications des demandes de raccordement du client ;**
  - 20 ○ **report ou devancement des mises en services prévues.**



**TABLEAU R-6.2 :**  
**CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**  
**VARIATION ANNUELLE (AUTORISÉ – RÉEL)**

Composantes	Variation annuelle				
	2012	2013	2014	2015	2016
Projets en croissance du Transporteur	(15,8)		(9,7)	(91,9)	87,2
Appels d'offres éoliens	(76,3)	(39,1)	0,9	0,1	
Autres contributions	27,6	50,9	4,0	3,0	(27,8)
Écart réel - reconnu	(64,5)	11,8	(4,8)	(88,8)	59,4

6.3 Veuillez fournir les composantes du compte « Contributions à des projets de raccordement » au montant réalisé de 414,7 M\$ et celui reconnu par la Régie de 355,3 M\$ au 31 décembre 2016 et veuillez expliquer les écarts s'y rapportant. Veuillez fournir l'analyse comparative selon le format des tableaux suivants :

- Dossier R-3933-2015, pièce [B-0041](#), p. 24 à 27, tableaux 15 à 19.

**Réponse :**

1                   **En réponse à la demande de la Régie, le Distributeur présente les tableaux**  
2                   **R-6.3A à R-6.3E et explique les écarts s'y rapportant.**

**TABLEAU R-6.3A :**  
**ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	D-2016-033				Réal 2016				Écart			
	Solde au 01/01/2016	MES 2016	Amort. 2016	Solde au 31/12/2016	Solde au 01/01/2016	MES 2016	Amort. 2016	Solde au 31/12/2016	Solde au 01/01/2016	MES 2016	Amort. 2016	Solde au 31/12/2016
<b>VILLAGE CRI WASKAGANISH</b>	<b>58,5</b>		<b>(2,2)</b>	<b>56,3</b>	<b>58,5</b>		<b>(2,2)</b>	<b>56,3</b>	<b>0,0</b>		<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Coûts de raccordement	53,1		(1,7)	51,4	53,1		(1,7)	51,4	0,0		0,0	0,0
Charges d'entretien et d'exploitation	5,4		(0,5)	4,9	5,4		(0,5)	4,9	0,0		0,0	0,0
<b>PREMIER APPEL D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02</b>	<b>28,2</b>		<b>(1,6)</b>	<b>26,6</b>	<b>28,3</b>		<b>(1,6)</b>	<b>26,7</b>	<b>0,0</b>		<b>0,0</b>	<b>(0,0)</b>
Coûts de raccordement	24,5		(1,4)	23,1	24,6		(1,4)	23,2	0,0		0,0	(0,0)
Charges d'entretien et d'exploitation	3,7		(0,2)	3,5	3,7		(0,2)	3,5	0,0		0,0	0,0
<b>PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR</b>	<b>121,3</b>	<b>127,4</b>	<b>(5,7)</b>	<b>243,1</b>	<b>121,2</b>	<b>216,6</b>	<b>(7,7)</b>	<b>330,2</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(89,2)</b>	<b>2,1</b>	<b>(87,2)</b>
Coûts de raccordement	105,8	110,8	(4,2)	212,4	105,7	188,3	(5,8)	288,3	(0,0)	(77,5)	1,6	(76,0)
Charges d'entretien et d'exploitation	15,5	16,6	(1,4)	30,7	15,5	28,3	(1,9)	41,9	0,0	(11,7)	0,5	(11,2)
<b>AUTRES CONTRIBUTIONS</b>	<b>0,6</b>	<b>28,3</b>	<b>0,5</b>	<b>29,3</b>	<b>2,4</b>	<b>(1,1)</b>	<b>0,3</b>	<b>1,5</b>	<b>(1,8)</b>	<b>29,3</b>	<b>0,3</b>	<b>27,8</b>
Contributions internes	(0,1)	24,6	0,6	25,1	1,6	(0,8)	0,3	1,1	(1,7)	25,4	0,3	24,0
Frais d'entretien	4,0	4,0	(0,3)	7,7	3,3	0,0	(0,2)	3,1	0,7	4,0	(0,1)	4,6
Revenus d'entretien	(3,3)	(0,4)	0,3	(3,4)	(2,5)	(0,3)	0,2	(2,6)	(0,8)	(0,1)	0,1	(0,8)
<b>TOTAL</b>	<b>208,5</b>	<b>155,7</b>	<b>(8,9)</b>	<b>355,3</b>	<b>210,4</b>	<b>215,5</b>	<b>(11,2)</b>	<b>414,7</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(59,9)</b>	<b>2,4</b>	<b>(59,4)</b>

**TABLEAU R-6.3B :**  
**CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**  
**ÉCARTS ENTRE LE RÉEL ET LE MONTANT RECONNU**

COMPOSANTES	D-2016-033	Réel 2016	Écart
<b>Contributions avec le Transporteur</b>			
Village cri Waskaganish	56,3	56,3	0,0
Premier appels d'offres éolien A/O 2003-02	26,7	26,7	0,0
Projets en croissance du Transporteur	243,0	330,2	87,2
Autres contributions	45,4	15,2	(30,2)
- travaux sur le réseau et activités de mesurage	(19,6)	(13,2)	6,4
- Autres	65,0	28,4	(36,6)
<b>Total des contributions avec le Transporteur</b>	<b>371,4</b>	<b>428,4</b>	<b>57,0</b>
<b>Contributions avec le Producteur</b>			
Autres contributions	(16,1)	(13,7)	2,4
<b>Total</b>	<b>355,3</b>	<b>414,7</b>	<b>59,4</b>

1 **L'écart de 59,4 M\$ entre les contributions réelles et celles reconnues**  
2 **s'explique principalement par les éléments suivants :**

- 3 • **Projets en croissance du Transporteur (87,2 M\$)**

4 **Contribution du Distributeur en 2016 découlant des projets mis en**  
5 **service en 2015 car aucune contribution requise pour les projets mis**  
6 **en service en 2016.**

- 7 • **Autres contributions (-30,2 M\$)**

8 **Report en 2017 de la contribution estimée concernant le projet de**  
9 **raccordement du parc éolien Rivière-Nouvelle (-31 M\$).**

**TABLEAU R-6.3C :**  
**PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2015 – MONTANT RECONNU**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2015	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste source Chomedey à 315-120 kV - augm. de capacité	-	-	3,0	(3,0)
D-2011-026	Reconstruction du poste satellite Bélanger à 315-25 kV	59,9	36,2	66,4	(30,2)
D-2011-032	Nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV	-	-	9,8	(9,8)
D-2014-028	Nouvelle ligne Pierre Le Gardeur - St-Sulpice	-	-	36,7	(36,7)
D-2013-120	Nouveau poste satellite Duchesnay à 315-25 kV	31,8	19,2	32,5	(13,3)
D-2012-161	Nouveau poste satellite Waswanipi à 315-25 kV	5,8	3,5	23,6	(20,1)
D-2012-140	Renforcement réseau Palmarolle-Rouyn	-	-	0,7	(0,7)
D-2013-167	Poste Normand (exp. Arc. Mittal à Fermont)	46,5	28,1	37,4	(9,3)
D-2013-181	Expansion Aluminerie Alouette à Sept-Îles	70,0	40,0	33,5	6,5
D-2012-061	Renforcement Abitibi ph. 1 - Poste Figuery	-	-	76,4	(76,4)
D-2011-120	Renforcement réseau de Bécancour	-	-	8,1	(8,1)
D-2014-068	Poste source Abitibi - rempl. des transformateurs	-	-	9,1	(9,1)
D-2012-007	Nouveau poste satellite de Blainville à 315-25 kV	90,0	54,4	89,8	(35,4)
D-2012-018	Nouvelle ligne biterne à 120 kV Chaudière - St-Agapit	-	-	0,3	(0,3)
D-2012-012	Poste satellite Laurent - ajout départs et batteries de cond.	9,3	5,6	12,3	(6,7)
-25 M\$	Poste satellite Jules A. Brillant - ajout du 3e transformateur	12,1	7,3	17,5	(10,3)
-25 M\$	Poste satellite de Limbour - ajout du 3e transformateur	45,9	27,7	11,1	16,7
-25 M\$	Poste satellite de Limoilou - ajout du 3e transformateur	81,0	48,9	10,2	38,7
-25 M\$	Poste satellite de Ste-Émèlie - ajout du 3e transformateur	30,6	18,5	20,1	(1,6)
-25 M\$	Poste satellite de St-Lin - ajout du 4e transformateur	24,4	14,7	7,4	7,3
-25 M\$	Ligne Boucherville-DuTremblay-ArcelorMittal-N-Dame	-	-	2,9	(2,9)
-25 M\$	Poste satellite de Val-Tétreau - ajout du 4e transformateur	40,5	24,5	9,5	15,0
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	40,0	23,9	6,9	17,0
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	125,5	75,8	13,9	61,9
	<b>Total</b>	<b>713,3</b>	<b>428,3</b>	<b>539,1</b>	<b>(110,8)</b>
	<b>Plus 15% des frais d'entretien et d'exploitation</b>				<b>(16,6)</b>
	<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>127,4</b>

**TABLEAU R-6.3D :**  
**PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2015 – RÉEL**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2016	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste source Chomedey à 315-120 kV - augm. de capacité	-	-	0,5	(0,5)
D-2011-026	Reconstruction du poste satellite Bélanger à 315-25 kV	34,6	20,9	68,9	(48,0)
D-2011-032	Nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV	-	-	11,0	(11,0)
D-2014-028	Nouvelle ligne Pierre Le Gardeur - St-Sulpice	-	-	31,8	(31,8)
D-2013-120	Nouveau poste satellite Duchesnay à 315-25 kV	41,6	25,1	30,3	(5,2)
D-2012-161	Nouveau poste satellite Waswanipi à 315-25 kV	5,5	3,3	29,9	(26,6)
D-2012-140	Renforcement réseau Palmarolle-Rouyn	-	-	0,1	(0,1)
D-2013-167	Poste Normand (exp. Arc. Mittal à Fermont)	-	-	-	-
D-2013-181	Expansion Aluminerie Alouette à Sept-Îles	70,0	40,0	35,8	4,2
D-2012-061	Renforcement Abitibi ph. 1 - Poste Figuery	-	-	75,2	(75,2)
D-2011-120	Renforcement réseau de Bécancour	-	-	7,4	(7,4)
D-2014-068	Poste source Abitibi - rempl. des transformateurs	-	-	7,4	(7,4)
D-2012-007	Nouveau poste satellite de Blainville à 315-25 kV	43,8	26,5	85,8	(59,4)
D-2012-018	Nouvelle ligne biterne à 120 kV Chaudière - St-Agapit	-	-	0,1	(0,1)
D-2012-012	Poste satellite Laurent - ajout départs et batteries de cond.	2,0	1,2	12,2	(11,0)
-25 M\$	Poste satellite Jules A. Brillant - ajout du 3e transformateur	15,1	9,1	17,2	(8,1)
-25 M\$	Poste satellite de Limbour - ajout du 3e transformateur	-	-	-	-
-25 M\$	Poste satellite de Limoilou - ajout du 3e transformateur	66,8	40,4	10,3	30,1
-25 M\$	Poste satellite de Ste-Émélie - ajout du 3e transformateur	19,1	11,5	17,5	(6,0)
-25 M\$	Poste satellite de St-Lin - ajout du 4e transformateur	32,2	19,4	6,7	12,7
-25 M\$	Ligne Boucherville-DuTremblay-ArcelorMittal-N-Dame	-	-	2,0	(2,0)
-25 M\$	Poste satellite de Val-Tétreau -ajout du 4e transformateur	21,9	13,2	9,2	4,0
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	44,4	26,5	6,2	20,4
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	83,8	50,6	10,6	40,0
	<b>Total</b>	<b>480,7</b>	<b>287,8</b>	<b>476,1</b>	<b>(188,3)</b>
	<b>Plus 15% des frais d'entretien et d'exploitation</b>				<b>(28,2)</b>
	<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>216,6</b>

**TABLEAU R-6.3E :**  
**PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2015**  
**MONTANT RECONNU VS RÉEL**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2016	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste source Chomedey à 315-120 kV - augm. de capacité	-	-	(2,5)	2,5
D-2011-026	Reconstruction du poste satellite Bélanger à 315-25 kV	(25,3)	(15,3)	2,6	(17,8)
D-2011-032	Nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV	-	-	1,2	(1,2)
D-2014-028	Nouvelle ligne Pierre Le Gardeur - St-Sulpice	-	-	(5,0)	5,0
D-2013-120	Nouveau poste satellite Duchesnay à 315-25 kV	9,7	5,9	(2,2)	8,1
D-2012-161	Nouveau poste satellite Waswanipi à 315-25 kV	(0,4)	(0,2)	6,3	(6,5)
D-2012-140	Renforcement réseau Palmarolle-Rouyn	-	-	(0,5)	0,5
D-2013-167	Poste Normand (exp. Arc. Mittal à Fermont)	(46,5)	(28,1)	(37,4)	9,3
D-2013-181	Expansion Aluminerie Alouette à Sept-Îles	-	-	2,2	(2,2)
D-2012-061	Renforcement Abitibi ph. 1 - Poste Figuery	-	-	(1,2)	1,2
D-2011-120	Renforcement réseau de Bécancour	-	-	(0,6)	0,6
D-2014-068	Poste source Abitibi - rempl. des transformateurs	-	-	(1,6)	1,6
D-2012-007	Nouveau poste satellite de Blainville à 315-25 kV	(46,2)	(27,9)	(4,0)	(23,9)
D-2012-018	Nouvelle ligne biterne à 120 kV Chaudière - St-Agapit	-	-	(0,2)	0,2
D-2012-012	Poste satellite Laurent - ajout départs et batteries de cond.	(7,4)	(4,4)	(0,2)	(4,3)
-25 M\$	Poste satellite Jules A. Brillant - ajout du 3e transformateur	3,0	1,8	(0,4)	2,2
-25 M\$	Poste satellite de Limbour - ajout du 3e transformateur	(45,9)	(27,7)	(11,1)	(16,7)
-25 M\$	Poste satellite de Limoilou - ajout du 3e transformateur	(14,2)	(8,6)	0,0	(8,6)
-25 M\$	Poste satellite de Ste-Émélie - ajout du 3e transformateur	(11,5)	(6,9)	(2,6)	(4,3)
-25 M\$	Poste satellite de St-Lin - ajout du 4e transformateur	7,8	4,7	(0,7)	5,4
-25 M\$	Ligne Boucherville-DuTremblay-ArcelorMittal-N-Dame	-	-	(0,9)	0,9
-25 M\$	Poste satellite de Val-Tétreau -ajout du 4e transformateur	(18,6)	(11,2)	(0,2)	(11,0)
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	4,4	2,6	(0,8)	3,4
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	(41,7)	(25,2)	(3,4)	(21,9)
	<b>Total</b>	<b>(232,6)</b>	<b>(140,5)</b>	<b>(63,0)</b>	<b>(77,5)</b>
	<b>Plus 15% des frais d'entretien et d'exploitation</b>				<b>(11,6)</b>
	<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>89,1</b>

L'écart entre la contribution requise réelle et celle reconnue s'élève à 89,1 M\$. L'écart de 77,5 M\$ (avant les frais d'entretien et d'exploitation) s'explique principalement par les éléments suivants :

- Mise à jour du plan des charges et des ressources (57,8 M\$)

Révision à la baisse de la prévision du Distributeur des charges associées aux projets mis en service (70,1 M\$) alors que les coûts liés aux projets mis en service ont été plus bas que prévus (-12,3 M\$).

- Report des mises en service (19,8 M\$)

Report de la mise en service de projets liés aux postes satellites (Normand et de Limbour) et de certains autres projets inférieurs à 5 M\$.

1            **Le Distributeur précise que l'écart entre la contribution pour les projets en**  
2            **croissance du Transporteur présenté au tableau R-6.3B (87,2 M\$) et celui**  
3            **présenté au tableau R-6.3E s'explique par l'amortissement cumulé en lien**  
4            **avec ces écarts.**

6.4 Veuillez confirmer que le Distributeur sera en mesure de déposer les composantes du compte « Contributions à des projets de raccordement » et l'analyse comparative, à partir du prochain dépôt du rapport annuel.

**Réponse :**

5            **Le Distributeur sera en mesure de déposer les composantes des**  
6            **contributions et l'analyse comparative qui seront disponibles lors des**  
7            **prochains rapports annuels.**

**Encaisse réglementaire**

7.    **Références :** (i) Pièce [HQD-4, document 2](#), p. 12, tableau 10;  
                          (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0164](#), p. 12.

**Préambule :**

(i) Dans le rapport annuel 2016, le Distributeur présente au tableau 10, les composantes de l'encaisse réglementaire totalisant 133,4 M\$ au 31 décembre 2016. L'encaisse réglementaire inclut la rubrique « Provision pour créances douteuses » au montant de -237,2 M\$ au 31 décembre 2016.

(ii) Dans le dossier tarifaire 2016, le Distributeur présente les composantes de l'encaisse réglementaire au montant reconnu de 52,1 M\$ par la Régie en 2016. L'encaisse réglementaire inclut la rubrique « Provision pour créances douteuses » au montant reconnu de -325,6 M\$ par la Régie en 2016.

À partir des rapports annuels du Distributeur, la Régie a préparé le tableau suivant :

<b>Provision pour créances douteuses</b>				
<b>Solde au 31 décembre (en M\$)</b>				
	Réel	Autorisé	Variation	
2016	-237,2	-325,6	88,4	-27,1%
2015	-244,5	-315,6	71,1	-22,5%
2014	-306,1	-304,4	-1,7	0,6%
2013	-304,4	-274,4	-30,0	10,9%
2012	-292,4	-252,8	-39,6	15,7%

**Demandes :**

7.1 Veuillez confirmer les données du tableau préparé par la Régie, présenté à la référence (ii). Veuillez déposer le tableau révisé, le cas échéant.

**Réponse :**

1                   **Le Distributeur les confirme.**

7.2 Veuillez commenter sur les difficultés à établir les prévisions de la « Provision pour créances douteuses » inclut dans l'encaisse réglementaire. Veuillez expliquer les écarts de 2012 à 2016.

**Réponse :**

2                   **Comme expliqué au dossier R-3776-2011<sup>4</sup>, le Distributeur utilise la provision**  
3                   **pour mauvaises créances (PPMC) du 30 avril de l'année de base dans le calcul**  
4                   **de l'encaisse réglementaire de l'année témoin. Cette provision est établie en**  
5                   **fonction de l'âge des comptes et du statut des dossiers clients à cette date. Le**  
6                   **Distributeur ne fait pas de prévision sur le solde des comptes à recevoir et,**  
7                   **par le fait même, sur la provision pour mauvaises créances.**

8                   **Cette utilisation de la provision au 30 avril de l'année de base peut amener**  
9                   **une certaine imprécision compte tenu du décalage entre le moment de**  
10                  **l'estimation de l'encaisse réglementaire et le moment de la constatation du**  
11                  **résultat réel. Cette imprécision est accentuée lorsque, durant cette période,**  
12                  **des changements importants de la situation économique ou des écarts reliés**  
13                  **aux températures affectent le niveau et l'âge des comptes à recevoir. Ces**  
14                  **fluctuations sont difficilement prévisibles. En conséquence, le Distributeur est**  
15                  **d'avis que la méthodologie actuelle demeure la plus représentative.**

16                  **En réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**  
17                  **Régie dans le cadre du rapport annuel 2015<sup>5</sup>, le Distributeur explique l'écart de**  
18                  **71,1 M\$ attribuable à la provision pour mauvaises créances pour l'année 2015**  
19                  **par la radiation au 31 décembre 2015 de 69 M\$ de comptes à recevoir de**  
20                  **300 jours et plus entièrement provisionnés. Pour l'année 2016, l'écart est**  
21                  **aussi attribuable à la radiation du solde des comptes à recevoir de 300 jours**  
22                  **et plus entièrement provisionnés, qui était de 76 M\$ au 31 décembre 2016.**  
23                  **Comme expliqué précédemment, le montant autorisé de la provision pour**  
24                  **mauvaises créances 2016 ne tient pas compte de cette radiation. De plus,**  
25                  **l'effet des températures chaudes de l'hiver 2015-2016 a influencé à la baisse le**  
26                  **niveau des comptes à recevoir de l'année 2016 et, par conséquent, la**  
27                  **provision pour mauvaises créances.**

<sup>4</sup> R-3776-2011, HQD-8, document 3 (B-0039), page 8 et 9

<sup>5</sup> Rapport annuel 2015, HQD-12, document 1, page 25.

1            **L'écart attribuable aux années 2012 et 2013 provient principalement du**  
2            **décalage entre le moment de l'estimation de l'encaisse réglementaire et le**  
3            **moment de la constatation du résultat réel, ainsi que de la fluctuation des**  
4            **comptes à recevoir qui est difficilement prévisible.**

7.3 Veuillez expliquer la baisse de 88,4 M\$ entre la provision pour créances douteuses réalisée en 2016 et celle reconnue en 2016.

**Réponse :**

5            **Voir la réponse à la question 7.2.**

### **COMPTES D'ÉCARTS**

**8. Références :** (i) Pièce [HQD-4, document 3.1](#), p. 8, tableau 4;  
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0160](#), p. 4, tableau R-1.1.

**Préambule :**

(i) Dans le rapport annuel 2016, le Distributeur présente au tableau 4, les écarts du compte de *pass-on* 2016 par catégories de consommateurs, totalisant -28,8 M\$.

(ii) Dans le dossier tarifaire 2017, le Distributeur présente au tableau R-1.1, la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés de 2016 (10/2 2016) des écarts du compte de *pass-on* par catégories de consommateurs, totalisant -8,2 M\$.

**Demande :**

8.1 Veuillez expliquer l'écart de -20,6 M\$ entre le compte de *pass-on* réel 2016 et la prévision 10/2 2016.

**Réponse :**

6            **L'écart de -20,6 M\$ provient essentiellement de la différence entre la**  
7            **production éolienne prévue et réelle des mois de novembre et décembre 2016.**  
8            **En effet, la production éolienne pour cette période a été en deçà de la**  
9            **prévision du scénario 10/2. Ainsi, conformément aux modalités du service**  
10           **d'intégration éolien, le Producteur a fourni les retours d'énergie requis, et ce,**  
11           **à un coût moindre que les achats prévus auprès des producteurs éoliens.**

12           **De plus, le coût réel d'approvisionnement au 31 décembre tient également**  
13           **compte de l'impact réel des aléas climatiques, élément alors inconnu au**  
14           **moment de la prévision 10/2. Le Distributeur rappelle qu'il prévoit ses coûts**  
15           **d'approvisionnement à conditions climatiques normales pour les mois**  
16           **prévisionnels.**



- 9. Références :** (i) Pièce [HQD-4, document 3.1](#), p. 11 et 12, tableau 6;  
(ii) Dossier R-3980-2016, [B-0160](#), p. 6 et 7, tableau R-2.1.

**Préambule :**

(i) Dans le rapport annuel 2016, le Distributeur présente au tableau 6, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 décembre 2016, par mois et par catégories de consommateurs, totalisant 11,4 M\$ (incluant les intérêts de 0,2 M\$). Le solde au 31 octobre 2016 est de -0,5 M\$ (incluant les intérêts de 0,2 M\$).

(ii) Dans le dossier tarifaire 2017, le Distributeur présente au tableau R-2.1, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 octobre 2016, par mois et par catégories de consommateurs, totalisant -5,1 M\$ (incluant les intérêts de 0,1 M\$).

**Demande :**

- 9.1 Veuillez expliquer l'écart entre le solde au 31 octobre 2016 (-0,5 M\$) du rapport annuel 2016 (référence (i)) et le solde au 31 octobre 2016 (-5,1 M\$) du dossier tarifaire 2017 (référence (ii)).

**Réponse :**

1            **L'écart est attribuable à une modification de l'impact climatique en GWh au**  
2            **tarif D pour le mois de janvier 2016. En effet, à la fin de l'année 2016, le**  
3            **Distributeur a détecté que l'impact climatique retenu et présenté à la**  
4            **référence (ii) s'appuyait sur des données de températures erronées pour**  
5            **quelques jours du mois de janvier 2016. En utilisant les données de**  
6            **températures observées pour l'ensemble du mois de janvier 2016, l'impact**  
7            **climatique en GWh au tarif D est de -571,7 GWh (référence (i)) au lieu**  
8            **de -463,5 GWh (référence (ii)). Conséquemment, cette correction a modifié de**  
9            **+4,5 M\$ l'aléa climatique du tarif D porté au compte de nivellement pour**  
10           **janvier 2016 (23 633,0 k\$ au lieu de 19 162,3 k\$) et, dans une moindre mesure,**  
11           **le calcul des intérêts.**

**PROJET CATVAR**

- 10. Références :** (i) Pièce [HQD-6, document 15](#), p. 5;  
(ii) Pièce [HQD-6, document 15](#), p. 8;  
(iii) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-6, document 15](#), Annexe A en liasse, p. 8;  
(iv) Dossier R-3980-2013, pièce [B-0116](#), p. 34;

(v) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0108](#), p. 47, lignes 14-18.

**Préambule :**

(i) « Comme indiqué dans le rapport annuel 2015, le Distributeur a entrepris une réévaluation complète du Projet.

*Celle-ci a mené le Distributeur à prendre la décision de mettre fin au Projet en considérant l'évolution du contexte depuis son démarrage. En effet, l'ampleur des surplus énergétiques prévus, le fait que le projet ne permet pas de réduire les besoins en puissance et la révision à la baisse des économies d'énergie anticipées par le projet ne justifient plus la poursuite du projet.*

*Le Distributeur met donc fin au Projet tout en maintenant les équipements déjà déployés en réseau jusqu'à la fin de leur vie utile. Les économies d'énergie continueront donc d'être réalisées dans les postes où l'asservissement de la tension a été mis en service. »*

(ii) « Les mesures implantées dans le cadre du Projet ont généré en 2016 des économies d'énergie de 243,7 GWh. »

(iii) La direction *Encadrement réseau et planification* du Distributeur présente, dans un rapport daté du 22 mars 2016, une analyse selon deux méthodes différentes, montrant que le projet CATVAR, génère des économies d'énergie annuelles supérieures à 2 TWh :

« 3.1 Analyse 1

*En considérant que l'abaissement de tension correspond aux prévisions initiales (après travaux MT) et qu'il est identique pour chaque saison, les économies d'énergie<sup>5</sup> pour les 146 postes sont de 2,018 TWh en considérant les facteurs CVR saisonniers comparativement à 2,006 TWh en considérant un facteur CVR de 0,4. L'écart est donc de 0,6 %.*

3.2 Analyse 2

*En pondérant l'abaissement de tension correspondant aux prévisions initiales par les proportions du Tableau 1 et toujours en considérant les facteurs CVR saisonniers, les économies d'énergie pour les 146 postes sont de 2,058 TWh, ce qui représente un écart de 2,6 % par rapport aux résultats obtenus en considérant un facteur CVR de 0,4 et un abaissement de tension moyen identique pour chaque saison. »*

(iv) « 18.1 Veuillez préciser à quel moment le Distributeur a révisé à la baisse les gains escomptés du projet CATVAR à une valeur de 0,8 TWh, soit un écart de 60 % par rapport à l'objectif de 2 TWh et expliquer les motifs de cette baisse.

**Réponse :**

*L'évaluation des gains à une valeur de l'ordre de 0,8 TWh a été complétée à la mi-année 2016. Cette évaluation est basée sur les résultats obtenus depuis le début du projet ainsi que sur les prévisions initiales d'abaissement de tension. La baisse des gains escomptés est attribuable aux contraintes rencontrées sur le réseau qui affectent la marge de tension disponible, par exemple les déséquilibres de tension, le maintien de la tension des services auxiliaires des postes et la présence d'un réseau en contingence. »*

(v) « D'emblée, le Distributeur souligne que la prémisse à la question 25.3 est erronée. En effet, la somme de 40 M\$ investie à ce jour dans le projet CATVAR a permis de générer des gains annuels récurrents de l'ordre de 250 GWh, et non de 2 TWh, qui étaient les gains originaux prévus pour le projet. » [nous soulignons]

**Demandes :**

10.1 Veuillez confirmer qu'il n'y a aucune mesure implantée en 2016 dans le cadre du projet CATVAR et que « *les mesures implantées dans le cadre du Projet* » mentionnées en référence (ii) doivent se comprendre comme étant les mesures implantées « *au début du Projet* ».

**Réponse :**

1                   **Le Distributeur confirme qu'il n'y a eu aucune mesure implantée en 2016. Les**  
2                   **mesures implantées dans le cadre du projet l'ont été les années précédentes.**

10.2 La Régie constate que le Distributeur rapporte en référence (ii) 243,7 GWh d'économies d'énergie en 2016 pour le Projet, soit une valeur du même ordre que les gains annuels récurrents rapportés depuis le début du Projet, tel que mentionné en référence (v). Veuillez expliquer en quoi les mesures des abaissements réels de tension obtenus avec le Projet, effectuées vers la mi-année 2016 et qui ont conduit, selon la référence (iv), à abaisser l'impact du Projet de 2 TWh à 0,8 TWh, n'affectent pas les impacts des mesures implantées au début du Projet. Le cas échéant, veuillez fournir une valeur corrigée des économies d'énergie du Projet pour 2016.

**Réponse :**

3                   **Les économies d'énergie de 243,7 GWh réalisées en 2016 ont été calculées à**  
4                   **partir des abaissements de tension réels mesurés. La révision de l'impact de**  
5                   **2 TWh à 0,8 TWh touche l'estimation des gains potentiels du projet. Elle**  
6                   **n'influence donc pas les gains réels.**

10.3 Depuis le début du projet jusqu'au rapport technique de mars 2016 mentionné en référence (iv), il a été laissé entendre dans les rapports annuels du Distributeur que le Projet générerait 2 TWh d'économies d'énergie une fois complété. Veuillez expliquer, les raisons pour lesquelles les abaissements de tension obtenus, la raison d'être du projet CATVAR, n'ont été mesurés qu'entre mars 2016 et la mi-année 2016, soit 6 ans après le début du Projet.

**Réponse :**

7                   **Les abaissements de tension sont mesurés depuis le début du projet**  
8                   **puisque'ils font partie du calcul des économies d'énergie indiquées dans les**  
9                   **rapports annuels du Distributeur.**

1 La cible du projet, à l'origine de 2 TWh, n'a été réévaluée qu'en 2016, entre  
2 autres, afin de disposer d'un nombre suffisant de données et de postes  
3 asservis pour permettre une évaluation précise.

4 Le déploiement des équipements en réseau a été réalisé essentiellement  
5 jusqu'en 2013. À ce moment, l'asservissement de la tension avait été réalisé  
6 dans 15 postes satellites, dont 9 pour la seule année 2013. Avant cette date, le  
7 nombre de postes asservis était donc trop faible pour constituer un  
8 échantillon valable qui aurait permis de réévaluer précisément la cible du  
9 projet.

10 De plus, il est à noter qu'après la mise en service de l'asservissement d'un  
11 poste, une période de plusieurs mois est requise pour assurer l'optimisation  
12 du système et ainsi maximiser les économies d'énergie. Une fois  
13 l'optimisation complétée, une période d'un an est nécessaire afin d'obtenir  
14 une évaluation annuelle des économies d'énergie.

15 En conséquence, les données des 15 postes asservis ne furent disponibles  
16 pour analyse qu'en 2015.

## SUIVIS DES RÉSULTATS DU PGEÉ ET DES ÉVALUATIONS DE PROGRAMMES

11. **Références :** (i) Pièce [HQD-7, document 3](#), p. 5;  
(ii) [Suivi 2015 des évaluations des programmes](#), p. 13.

### Préambule :

(i) Le contenu intégral du chapitre sur les évaluations de programmes du rapport annuel 2016 du Distributeur est le suivant :

#### « 2.1 Suivi des résultats des évaluations

*Comme annoncé au dossier R-3980-2016, le Distributeur dépose à l'annexe A le rapport d'évaluation pour le programme Produits Mieux consommer – Éclairage résidentiel.*

*Dans ce rapport, une projection de la transformation du marché de l'éclairage efficace attribuable aux efforts passés d'Hydro-Québec est présentée pour une période de six ans (voir la section 8 du rapport). Ceci permet au Distributeur de se créditer de nouvelles économies en transformation de marché pour l'année 2016 pour le programme (voir la section 3.1 de la présente pièce).*

*En 2017, le Distributeur poursuivra cette démarche d'évaluation de transformations de marché potentielles attribuables à Hydro-Québec, notamment dans le cas de l'éclairage efficace au marché affaires.*

## 2.2 Suivi des hypothèses des programmes évalués

En 2016, le Distributeur n'a modifié aucune hypothèse de calcul de l'impact énergétique pour ses programmes à la suite d'évaluations faites par des firmes externes.

## 2.3 Redressements historiques

Avec la fin du PGEÉ au 31 décembre 2015, le Distributeur a décidé de ne plus appliquer de redressements historiques aux résultats de ses programmes à la suite du dépôt d'évaluations, et ce, même si des économies supplémentaires peuvent être comptabilisées pour certaines années antérieures. Ainsi, la dernière évaluation du programme Produits Mieux consommer – Éclairage Résidentiel démontre que les résultats de 2013 et de 2014 auraient pu être redressés respectivement de 28 GWh et 56 GWh grâce à la transformation de marché attribuable à Hydro-Québec.

Même si le Distributeur ne fera plus de redressements historiques de ses résultats, les évaluations permettront, au besoin, d'effectuer :

- une mise à jour des hypothèses de calcul des programmes pour les années futures;
- des redressements dans l'année en cours, comme dans le cas des résultats 2016 du programme Produits Mieux consommer – Éclairage Résidentiel. »

(ii) « [54] La Régie tient à rappeler que les rapports annuels du Distributeur sont l'occasion de présenter le suivi interne des résultats et de l'état des différents programmes du PGEÉ, incluant les modifications réalisées au cours de l'année ou envisagées par le Distributeur afin d'en assurer la rentabilité. Ces modifications sont ensuite déposées dans le dossier tarifaire suivant, tel qu'elle le stipulait dans sa lettre du 18 septembre 2013 :

- Le suivi de l'état des programmes du PGEÉ, à savoir les plus récents résultats des programmes au plan des hypothèses, des paramètres, des économies d'énergie, du budget, etc., sera présenté dans le cadre du Rapport annuel du Distributeur.
- La Régie transmettra, au besoin, une DDR portant sur l'état des programmes.
- À la suite des réponses du Distributeur à la DDR, la Régie tiendra, au besoin, une séance de travail de type informative afin de clarifier certains éléments du Rapport annuel et des réponses à la DDR, laquelle regroupera le personnel technique de la Régie et du Distributeur.

[55] La Régie juge approprié de maintenir un suivi administratif sur l'état et la performance de chacun des programmes du PGEÉ dans le Rapport annuel du Distributeur, en complément des informations données dans le dossier tarifaire sur les modifications proposées aux programmes par rapport à l'année précédente.

[56] Considérant ce qui précède, la Régie accueille favorablement la proposition du Distributeur de modifier la façon de faire le suivi des programmes du PGEÉ et demande qu'il présente dès le prochain Rapport annuel 2015 l'information sur le suivi de l'état des programmes du PGEÉ mentionné dans la lettre du 18 septembre 2013. Le Distributeur

devra y décrire et justifier les ajustements de stratégies pour améliorer la performance de ses programmes. »

**Demandes :**

11.1 Veuillez élaborer sur les conclusions du Distributeur concernant le programme *Produits Mieux consommer – Éclairage Résidentiel* suite à l'évaluation présentée en Annexe A.

**Réponse :**

1 L'évaluation a démontré l'influence considérable du Distributeur sur le  
2 marché de l'éclairage efficace au Québec, et ce, depuis plus d'une décennie.  
3 Plus particulièrement, l'aide financière fournie par Hydro-Québec a permis de  
4 réduire le coût d'achat des produits d'éclairage efficace, notamment les DEL,  
5 et a favorisé l'achat de ces produits par un très grand nombre de clients. Le  
6 fort taux de pénétration des DEL, influencé par la promotion d'Hydro-Québec  
7 comme observé en 2014, suggère que le Distributeur a contribué à changer  
8 plusieurs éléments de l'offre et de la demande, dont la disponibilité des  
9 produits efficaces, la baisse de prix ainsi que l'infrastructure de production et  
10 de distribution.

11 Le fait que les ventes d'ampoules efficaces aient connu une progression  
12 accélérée à partir de 2014 confirme que la décision de mettre fin à l'appui  
13 financier était justifiée. L'évaluateur recommande toutefois à Hydro-Québec  
14 de maintenir ses activités de promotion générale des produits d'éclairage  
15 efficace pour les clients ainsi que ses actions pour influencer, d'une part,  
16 l'offre de la part des manufacturiers et distributeurs et, d'autre part, la  
17 réglementation des produits.

11.2 Veuillez présenter et justifier la stratégie du Distributeur quant à la poursuite de ce programme au-delà de 2016, suite à cette évaluation, notamment en ce qui a trait au niveau de financement qui y sera consacré, pour quels types d'activités.

**Réponse :**

18 Voir la réponse à la question 11.1.

19 Conformément aux recommandations des experts, les activités actuelles en  
20 ce qui concerne l'éclairage efficace sont les suivantes :

- 21 • mise à jour de la page Web sur l'éclairage ;
  - 22 ○ nouveaux conseils
  - 23 ○ nouveaux outils pour aider le client à choisir ses ampoules
- 24 • création d'ententes de partenariat en éclairage dans le cadre des  
25 activités de commercialisation ;

- 1                   • **poursuite des campagnes de sensibilisation sur divers canaux.**

2                   **D'autres activités sont entreprises par le Distributeur pour soutenir l'intérêt**  
3                   **des clients pour les produits d'éclairage efficace, d'ici à ce qu'une**  
4                   **réglementation sur le retrait de l'éclairage de type incandescent soit en**  
5                   **vigueur. Ces activités incluent la contribution à l'évolution des normes et de la**  
6                   **réglementation, le développement et le soutien des labels éconergétiques, le**  
7                   **développement de programmes de formation et de sensibilisation et la**  
8                   **recherche et l'appui à des programmes de démonstration.**

11.3 Veuillez indiquer si, hormis celle jointe en Annexe A de la référence (i), d'autres évaluations faites par des firmes externes ont été commandées et reçues par le Distributeur. Si oui, veuillez les déposer et expliquer pourquoi il n'y a pas eu de modifications aux hypothèses des programmes évalués.

**Réponse :**

9                   **Le Distributeur a commandé et reçu une évaluation de la transformation de**  
10                   **marché pour les thermostats électroniques. Il n'y a pas eu de modification aux**  
11                   **hypothèses du programme *Thermostats électroniques*, car le Distributeur y a**  
12                   **mis fin en 2014. Par ailleurs, le Distributeur continue à faire de la**  
13                   **sensibilisation pour ce produit afin de maintenir l'intérêt des clients jusqu'à la**  
14                   **venue d'une réglementation visant le retrait des thermostats bimétalliques.**

**12. Référence :** Pièce [HQD-7, document 3](#), p. 8.

**Préambule :**

*« Éclairage Résidentiel (+51 GWh) : Le Distributeur a comptabilisé des économies liées à la transformation du marché de l'éclairage efficace au Québec comme en 2015. Par ailleurs, aucune campagne promotionnelle n'a été déployée en 2016, d'où des charges moindres que prévu (-1 M\$); »*

**Demande :**

12.1 Veuillez élaborer sur le fait de comptabiliser des économies liées à la transformation de marché en 2016 quand aucune campagne promotionnelle n'a été déployée au cours de l'année. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur la durée de l'influence du Distributeur et le fait de comparer ce type d'impact au même niveau que celui de projets concrets financés dans le cadre de programmes de déploiement.

**Réponse :**

15                   **Voir les réponses aux questions 11.1 et 11.2.**

1 L'évaluateur a démontré que l'influence du Distributeur sur les achats de  
2 produits d'éclairage efficace persiste au-delà du programme. Par conséquent,  
3 il est justifié de comptabiliser les économies associées à l'achat et  
4 l'installation de ces produits pour l'année 2016.

5 Sur la base de projections, il a estimé cette influence pour la période de 2016  
6 à 2021. Toutefois, ces projections devront être validées, et au besoin  
7 corrigées, par des suivis périodiques de l'évolution du marché.

13. **Références :** (i) [Rapport d'évaluation éclairage résidentiel 2013-2015](#), p. 23;  
(ii) [Suivi 2015 des évaluations des programmes](#), p. 13.

**Préambule :**

(i) « *Étape 3 : Révision du taux d'effets croisés. L'évaluation du programme pour la période 2006-2009 avait établi les effets croisés en fonction du type de chauffage (TAE ou non) et de la présence de climatisation. Or, les effets croisés n'avaient pas été révisés depuis cette évaluation. Ces valeurs ont été utilisées en tenant compte de la distribution des ménages selon le type de chauffage et la climatisation en 2014. Ceci permet de refléter correctement le profil des habitations et d'ajuster les effets croisés pour tenir compte de l'évolution observée. Le tableau 5-3 présente le calcul des effets croisés.*

**Tableau 5-3 Effets croisés**

Source	Évaluation 2006-2009	2014	
	A) Effets croisés	B) Proportion du marché	Effets croisés pondérés
	Évaluation 2006-2010	Données HQ	(A * B)
Chauffé TAE et non climatisé	-58,0 %	34,2 %	-19,8 %
Chauffé TAE et climatisé	-54,4 %	43,2 %	-23,5 %
Chauffé non TAE et climatisé	3,6 %	11,2 %	0,4 %
Chauffé non TAE et non climatisé	0,0 %	11,2 %	0,0 %
Total marché et effets croisés pondérés		100 %	-42,9 %
Proportion d'ampoules intérieures			90,0 %
Effets croisés			-38,6 %

*Un produit d'éclairage moins performant produit davantage de chaleur résiduelle qu'un produit efficace. Or, cette chaleur résiduelle diminue l'énergie nécessaire pour le chauffage et augmente l'énergie requise pour la climatisation. Afin de prendre en considération ces effets croisés, il est nécessaire de procéder à un ajustement. Ainsi, afin d'obtenir les économies brutes finales, les économies brutes initiales sont réduites d'un facteur correspondant aux économies brutes multipliées par le taux d'effets croisés (-38,6 %) ».*

(ii) « [52] Dans le cas des programmes qui ont un impact sur plus d'une source d'énergie, la Régie juge approprié de connaître l'impact énergétique total du programme puisque cela a un impact direct sur leur rentabilité par delà les seules économies d'électricité que le Distributeur porte au bilan de son PGEÉ. La Régie considère opportun d'avoir l'information sur tous les impacts énergétiques d'un programme avant de considérer l'inclusion éventuelle de bénéfices non énergétiques. »



**Demandes :**

13.1 Veuillez fournir, en kWh, les impacts des effets croisés du programme *Éclairage résidentiel* du Distributeur sur les charges de chauffage des résidences qui ne se chauffent pas à l'électricité.

**Réponse :**

1            **La responsabilité du Distributeur est de s'assurer que les économies en**  
2            **électricité qu'il comptabilise soient les plus rigoureuses possible. Pour cette**  
3            **raison, le rapport d'évaluation ne calcule que les effets croisés sur le**  
4            **chauffage et la climatisation électriques. Le Distributeur ne dispose pas**  
5            **d'hypothèses précises et récentes permettant de calculer les effets croisés**  
6            **sur les charges de chauffage des résidences qui ne se chauffent pas à**  
7            **l'électricité.**

13.2 Veuillez confirmer la possibilité pour le Distributeur de fournir systématiquement cette information toutes les fois que la situation se présente.

**Réponse :**

8            **Les effets croisés électriques associés à l'éclairage ne changent que si les**  
9            **proportions de participants qui se chauffent à l'électricité et qui climatisent**  
10           **varient. Comme ces proportions ne fluctuent que très peu d'une année à**  
11           **l'autre, elles ne sont pas recalculées systématiquement à chaque évaluation**  
12           **de programme.**

## **COÛT DE LA DETTE**

- 14. Références :**
- (i) Pièce [HQD-8, document 1](#), p. 7 et 8;
  - (ii) Pièce [HQD-8, document 1](#), p. 8;
  - (iii) R-3933-2015, pièce [B-0020](#), p. 19;
  - (iv) R-3933-2015, pièce [B-0132](#), p. 9;
  - (v) Rapport annuel 2016 Hydro-Québec, p. 29.

**Préambule :**

(i) « *Le coût moyen réel de la dette en 2016 est de 6,183 %, en diminution de 0,093 % par rapport au coût moyen de 6,276 % retenu par la Régie.* »

« *Comme présenté au tableau 3, la diminution du coût moyen de la dette s'explique par la baisse des taux d'intérêt (-0,017 %) ainsi que par un effet de volume et de composition (- 0,076 %). Ce dernier effet découle principalement de deux éléments :*

- *Le calendrier des emprunts a été réalisé plus tôt que prévu. Comme les taux des nouveaux emprunts sont inférieurs au coût moyen de la dette intégrée, leur devancement crée une diminution du coût de la dette.*
- *Des sommes ont été encaissées en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit. Ces encaissements ont un effet à la baisse sur le coût moyen car ils correspondent à une source de financement à taux variable. »*

(ii) « *De plus, compte tenu de l'incidence des swaps et des contrats à terme transigés aux fins de la gestion des risques à long terme, 84,8 % des obligations et des billets à moyen terme portaient un taux fixe alors que 15,2 % portaient un taux variable au 31 décembre 2016.* » [nous soulignons]

(iii) « *Pour l'année 2016, les emprunts prévus se chiffrent à 2,5 G\$, comparativement aux emprunts réalisés de 1,5 G\$ en 2014. De plus, Hydro-Québec n'anticipe aucun rachat d'emprunt pour 2015 et 2016.* »

« *Hydro-Québec retient l'hypothèse pour 2016 d'une composition de financement pour les nouvelles émissions entièrement en obligations à taux fixe de 30 ans. Avec cette hypothèse, la part de la dette à taux variable devrait être de l'ordre de 14 % en moyenne pour 2016 compte tenu de la composition des dettes et swaps venant à échéance au cours de la période 2014 à 2016. Cette proportion pourrait toutefois fluctuer selon les conditions de marché.* » [nous soulignons]

(iv)

**TABLEAU 4 :**  
**PRÉVISIONS DES VARIABLES ÉCONOMIQUES POUR 2016 SELON**  
**LES CONSENSUS FORECASTS DE MAI ET NOVEMBRE 2015**  
**(VERSION RÉVISÉE DU TABLEAU D-1 DE LA PIÈCE HQD-4, DOCUMENT 3.2 [B-0020])**

	2016 Année témoin	2016 Révisé en décembre 2015
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,183%	0,947%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,194%	0,948%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,823%	0,558%
Bons du Trésor américains - 3 mois	1,044%	0,712%
Taux LIBOR américain - 3 mois	1,199%	0,902%
Taux LIBOR américain - 6 mois	1,304%	1,053%
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,703%	1,503%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,140%	1,923%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	2,154%	1,978%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,703%	3,602%

(v) « En 2016, les activités de financement d'Hydro-Québec ont permis de réunir 2,0 G\$ sur le marché canadien des capitaux.

En mai, l'entreprise a émis pour 1,0 G\$ de billets à moyen terme à taux fixe, à un coût de 1,1 %. En août, elle a émis des billets à taux variable totalisant 1,0 G\$. Ces deux séries de billets arriveront à échéance en 2019 ». [nous soulignons]

La Régie constate un changement de la stratégie de financement mise de l'avant par Hydro-Québec en 2016 par rapport à la stratégie présentée au dossier tarifaire R-3933-2015. Le Distributeur annonçait l'émission d'obligations à taux fixe de 30 ans, tel que souligné au préambule (iii), pour lesquels les taux d'intérêt prévus étaient d'environ 3,60 % avant frais de garantie et d'émission, tel qu'il apparaît au préambule (iv), et une réduction de la portion de la dette à taux variable à environ 14 % en 2016.

Au rapport annuel 2016 d'Hydro-Québec, la Régie note l'absence d'émission de dette à échéance 30 ans, mais plutôt une augmentation des dettes à échéance de 3 ans, soit en 2019, à raison de 1,0 G\$ à taux fixe 3 ans et 1 G\$ à taux variable. Aussi, la dette à taux variable qui devait diminuer de 14,5 % à la fin de 2015 à une moyenne de 14 % pour l'année 2016, tel qu'indiqué au préambule (iii), a plutôt augmenté pour atteindre plus de 15 % au 31 décembre 2016, tel que souligné à la référence (ii).

Enfin, la Régie note un écart significatif entre les taux d'intérêt prévus au dossier R-3933-2015 pour les obligations 30 ans, à 4,162 % (3,602 % plus frais de garantie et d'émission de 0,56 %), les obligations 3 ans à 2,063 % (1,503 % plus frais de garantie et d'émission de 0,56 %) et le taux des acceptations bancaires 3 mois à 1,648 % (0,948 % plus écart de crédit, frais de garantie et d'émission de 0,70 %).

**Demandes :**

14.1 Veuillez préciser les montants et le nombre de mois du devancement des nouveaux emprunts mentionnés au préambule (i), considérant le calendrier des activités de financement énoncé au préambule (v). Veuillez démontrer et quantifier l'impact du devancement des nouveaux emprunts sur la réduction du coût moyen de la dette en 2016.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur tient à préciser d'emblée que la stratégie de financement à**  
2           **laquelle réfère le préambule (iii) est celle présentée dans le cadre de sa**  
3           **politique financière à la pièce HQD-4, document 3.2 (B-0020) [référence (iii)]**  
4           **déposée à la fin de juillet 2015. Le coût moyen de la dette, qui en découlait,**  
5           **était alors établi à 6,410 %.**

6           **Le coût moyen de la dette a été révisé à 6,276 % en décembre 2015, comme le**  
7           **veut la procédure (voir le tableau 1 de la pièce HQD-4, document 3.3 (B-0132)).**  
8           **Cette révision reflète, entre autres, un ajustement de la stratégie de**  
9           **financement de l'entreprise. En effet, cette stratégie ajustée prévoyait des**  
10           **émissions de 2 G\$ à taux fixe d'une durée de 3 ans au cours de l'année 2016,**  
11           **soit une émission de 500 M\$ en mai, une autre de 500 M\$ en août et une**  
12           **troisième de 1 G\$ en novembre.**

13           **Le préambule (i), auquel réfère la question, explique l'écart entre le coût**  
14           **moyen de la dette réel et le coût moyen de la dette reconnu par la Régie, soit**  
15           **le taux de 6,276 % présenté en décembre 2015 et qui repose sur la stratégie**  
16           **ajustée.**

17           **Sur cette base, le devancement de la date réelle des émissions en regard des**  
18           **activités de financement d'Hydro-Québec rapportées au Rapport annuel 2016**  
19           **d'Hydro-Québec (préambule (V)) consiste donc en :**

- 20           •   **une émission de 1 G\$ effectuée en mai au lieu des 500 M\$ prévus, la**  
21           **différence de 500 M\$ étant le devancement de l'émission prévue en**  
22           **août ;**
- 23           •   **une émission de 1 G\$ en août plutôt qu'en novembre, soit trois mois**  
24           **plus tôt que prévu.**

25           **Ces émissions ayant un taux inférieur au coût moyen de la dette intégrée,**  
26           **elles créent un impact à la baisse de l'ordre de 0,049 % sur le taux autorisé.**

14.2 Veuillez décrire la nature des ententes d'atténuation du risque de crédit évoquées au préambule (i) et préciser les montants reçus en vertu de ces ententes pour chacune des années de 2014 à 2016. Veuillez démontrer et quantifier l'impact de ces encaissements sur la réduction du coût moyen de la dette en 2016.

**Réponse :**

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

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

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

18           **Il faut comprendre que, même si les flux réels associés aux ententes**  
19           **d'atténuation du risque ont représenté des déboursés cumulatifs entre le**  
20           **31 octobre 2015 et le 31 décembre 2016, ils sont le résultat de plusieurs**  
21           **encaissements et décaissements tout au long de la période, ce qui leur**  
22           **confèrent une valeur moyenne (moyenne 13 soldes ou notionnel moyen**  
23           **représentant une réelle disponibilité de fonds sur l'année) différente du solde**  
24           **cumulatif des flux. Ainsi, pour l'année 2016, malgré des sorties de fonds**  
25           **cumulatives, les fonds provenant de ces ententes et disponibles pour financer**  
26           **les actifs ont été supérieurs de 224 M\$ à ceux prévus.**

14.3 Veuillez commenter les observations de la Régie au préambule (v) et préciser l'impact sur le coût moyen de la dette en 2016 du changement de stratégie de financement mise de l'avant par Hydro-Québec en 2016 par rapport à la stratégie présentée au dossier tarifaire R-3933-2015. Veuillez quantifier l'impact sur le coût moyen de la dette d'avoir émis des obligations à échéance de 3 ans plutôt que 30 ans, ainsi que l'impact d'avoir augmenté la portion de la dette à taux variable plutôt que de l'avoir réduite tel que suggéré au dossier R-3933-2015.

**Réponse :**

1 **Comme mentionné en réponse à la question 14.1, le taux autorisé de 6.276 %**  
2 **tient compte d'une stratégie de financement par des émissions à taux fixe**  
3 **3 ans pour l'année 2016.**

4 **Les émissions réalisées à taux variables et à taux fixes ont donné lieu à un**  
5 **écart volume de 0,049 %, tel qu'il est présenté en réponse à la question 14.1.**  
6 **Par ailleurs, l'écart de taux découlant de la stratégie réelle s'est traduit par**  
7 **une diminution du coût de la dette de 0,005 %.**

- 15. Références :** (i) Pièce [HQD-8, document 1](#), p. 6;  
(ii) RA-HQD-2015, pièce [HQD-8, document 1](#), p. 6.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 1 :**  
**SOLDES MENSUELS DE LA DETTE 2016 (M\$)<sup>1</sup>**

	31 déc. an. préc.	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 sept.	31 oct.	30 nov.	31 déc.	Moyenne 13 soldes
Dettes à long terme	43 253 <sup>2</sup>	43 529	43 147	42 666	41 773	43 153	41 873	41 911	42 985	42 994	43 136	43 069	43 048	
Intruments dérivés	125	(123)	87	279	376	85	(63)	101	(127)	(98)	16	65	(73)	
Autres dettes	25	25	25	25	25	25	25	25	123	123	123	122	122	
Dettes et instruments dérivés à long terme	43 403	43 431	43 258	42 970	42 174	43 262	41 835	42 037	42 981	43 019	43 275	43 257	43 097	42 923
Dette à perpétuité	311	307	295	283	274	286	284	284	286	286	292	293	293	290
Dettes et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	43 714	43 738	43 553	43 253	42 448	43 548	42 118	42 321	43 267	43 305	43 567	43 549	43 390	43 213
Cumul des autres éléments du résultat étendu	124	315	129	(34)	(80)	31	132	114	56	36	87	(110)	(130)	51
Ajustements														
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	(772)	(770)	(770)	(770)	(770)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(766)
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	374	373	373	373	297	297	297	297	297	297	297	297	297	320
Dénominateur	43 460	43 677	43 305	42 842	41 914	43 133	41 804	41 989	42 877	42 894	43 208	42 993	42 813	42 839

<sup>1</sup> Les totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

<sup>2</sup> L'écart entre cette valeur et celle publiée au rapport annuel précédent s'explique par un ajustement requis pour exclure le financement théorique des comptes d'écarts et de report.

(ii) La Régie constate que le solde de la dette à long terme au 31 décembre 2015, tel qu'il apparaît au Tableau 1 de la référence (ii), est de 43 172 M\$. La Régie constate que le solde au 31 décembre de l'année précédente présenté au Tableau 1 de la référence (i) est de 43 253 M\$, soit de 81 M\$ plus élevé. La note 2 du Tableau souligne que « *l'écart entre cette valeur et celle publiée au rapport annuel précédent s'explique par un ajustement requis pour exclure le financement théorique des comptes d'écarts et de report* ».

**Demandes :**

15.1 Veuillez concilier les deux soldes du préambule (ii) concernant la dette à long terme au 31 décembre 2015, en décrivant la nature de l'ajustement mentionné à la note 2 et en détaillant et justifiant les éléments composant cet ajustement.

**Réponse :**

1           **Le tableau R-15.1A présente la conciliation demandée des deux soldes du**  
 2           **préambule (ii).**

**TABLEAU R-15.1A :**  
**CONCILIATION DES SOLDES DE LA DETTE AU 31 DÉCEMBRE 2015**  
**PRÉSENTÉS AU RAPPORT ANNUEL 2016 ET AU RAPPORT ANNUEL 2015**

	Rapport annuel 2016	Rapport annuel 2015	Écart
<b>Dettes à long terme au 31 décembre 2015 (solde non-ajusté des CER)</b>	<b>43 626</b>	<b>43 626</b>	<b>--</b>
<b>Comptes d'écarts et de report (CER)</b>	<b>373</b>	<b>454</b>	<b>(81)</b>
<b>Dettes à long terme au 31 décembre 2015 (solde ajusté des CER)</b>	<b>43 253</b>	<b>43 172</b>	<b>81</b>

3           **Au Rapport annuel 2016, l'ajustement apporté au dénominateur pour tenir**  
 4           **compte du financement théorique des comptes d'écarts et de report (CER)**  
 5           **reflète le total du solde des CER au 31 décembre 2015 du Distributeur**  
 6           **(403,5 M\$) et du Transporteur (-30,6 M\$), conformément aux décisions**  
 7           **D-2015-018 et D-2016-029.**

8           **Au Rapport annuel 2015, l'ajustement apporté au dénominateur pour tenir**  
 9           **compte du financement théorique des CER reflète le solde au 31 décembre**  
 10           **2014 des comptes du Distributeur seulement (453,7 M\$), conformément à la**  
 11           **décision D-2015-018. Pour l'année 2015, aucune décision portant sur le**  
 12           **financement des CER n'avait été rendue dans le dossier tarifaire du**  
 13           **Transporteur.**

14           **Enfin, comme il s'agit d'un ajustement apporté au dénominateur en vertu de la**  
 15           **méthodologie approuvée, le même montant est ajusté dans le calcul de la**  
 16           **dette à long terme de chacun des 13 mois. Cependant, le détail des soldes**

- 1 mensuels de la dette pour les deux années 2015 et 2016 aurait pu être
- 2 présenté comme aux tableaux R-15.1-B et R-15.1-C.



**R-15.1-B :**  
**SOLDES MENSUELS DE LA DETTE 2015 (M\$)**

	31 déc. an. préc.	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 sept.	31 oct.	30 nov.	31 déc.	Moyenne 13 soldes
Dettes à long terme	42 573	43 657	42 906	42 774	42 246	42 551	42 528	43 061	43 218	43 289	43 014	43 238	43 626	42 975
Ms: ajustement pour CER														(454)
Dettes à long terme ajusté	42 573	43 657	42 906	42 774	42 246	42 551	42 528	43 061	43 218	43 289	43 014	43 238	43 626	42 522
Intruments dérivés	116	(633)	(103)	(44)	33	(241)	(113)	(145)	3	(148)	68	(109)	125	(92)
Autres dettes	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Dettes et instruments dérivés à long terme	42 714	43 050	42 828	42 755	42 304	42 335	42 440	42 940	43 246	43 166	43 107	43 154	43 776	42 455
Dette à perpétuité	267	292	288	292	279	287	287	293	297	301	294	300	311	291
<b>Dettes et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité</b>	<b>42 981</b>	<b>43 342</b>	<b>43 115</b>	<b>43 047</b>	<b>42 583</b>	<b>42 622</b>	<b>42 727</b>	<b>43 234</b>	<b>43 543</b>	<b>43 467</b>	<b>43 401</b>	<b>43 454</b>	<b>44 087</b>	<b>42 746</b>
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(298)</b>	<b>37</b>	<b>(279)</b>	<b>(99)</b>	<b>(173)</b>	<b>(124)</b>	<b>(224)</b>	<b>(134)</b>	<b>(75)</b>	<b>157</b>	<b>33</b>	<b>31</b>	<b>124</b>	<b>(79)</b>
<b>Ajustements</b>														
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	(847)	(847)	(847)	(774)	(774)	(774)	(774)	(773)	(773)	(772)	(772)	(772)	(772)	(790)
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	84	83	82	20	21	21	20	20	20	20	20	20	20	35
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	504	504	504	396	396	374	374	374	374	374	374	374	374	407
<b>Dénominateur</b>	<b>42 424</b>	<b>43 119</b>	<b>42 575</b>	<b>42 590</b>	<b>42 052</b>	<b>42 118</b>	<b>42 123</b>	<b>42 720</b>	<b>43 089</b>	<b>43 246</b>	<b>43 057</b>	<b>43 107</b>	<b>43 833</b>	<b>42 320</b>

Les totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

**TABLEAU R-15.1-C :**  
**SOLDES MENSUELS DE LA DETTE 2016 (M\$)**

	31 déc. an. préc.	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 sept.	31 oct.	30 nov.	31 déc.	Moyenne 13 soldes
Dettes à long terme	43 626	43 902	43 520	43 039	42 146	43 525	42 245	42 284	43 358	43 367	43 509	43 442	43 421	43 183
Ms: ajustement pour CER														(373)
Dettes à long terme ajusté														42 810
Intruments dérivés	125	(123)	87	279	376	85	(63)	101	(127)	(98)	16	65	(73)	50
Autres dettes	25	25	25	25	25	25	25	25	123	123	123	122	122	63
Dettes et instruments dérivés à long terme	43 776	43 804	43 631	43 343	42 547	43 635	42 207	42 410	43 353	43 392	43 648	43 629	43 470	42 923
Dette à perpétuité	311	307	295	283	274	286	284	284	286	286	292	293	293	290
<b>Dettes et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité</b>	<b>44 087</b>	<b>44 111</b>	<b>43 926</b>	<b>43 626</b>	<b>42 821</b>	<b>43 921</b>	<b>42 491</b>	<b>42 694</b>	<b>43 640</b>	<b>43 678</b>	<b>43 940</b>	<b>43 922</b>	<b>43 763</b>	<b>43 213</b>
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>124</b>	<b>315</b>	<b>129</b>	<b>(34)</b>	<b>(80)</b>	<b>31</b>	<b>132</b>	<b>114</b>	<b>56</b>	<b>36</b>	<b>87</b>	<b>(110)</b>	<b>(130)</b>	<b>51</b>
<b>Ajustements</b>														
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	(772)	(770)	(770)	(770)	(770)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(766)
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	374	373	373	373	297	297	297	297	297	297	297	297	297	320
<b>Dénominateur</b>	<b>43 833</b>	<b>44 050</b>	<b>43 678</b>	<b>43 215</b>	<b>42 287</b>	<b>43 506</b>	<b>42 177</b>	<b>42 362</b>	<b>43 250</b>	<b>43 267</b>	<b>43 581</b>	<b>43 366</b>	<b>43 186</b>	<b>42 839</b>

Les totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

15.2 Veuillez détailler et justifier les ajustements portés au montant d'intérêts nets sur dettes à long terme au Tableau 2 de la pièce de la référence (i) afin d'exclure le financement théorique des comptes d'écarts et de report.

**Réponse :**

1            **Le tableau R-15.2 présente l'ajustement au montant d'intérêts nets sur la dette**  
2            **à long terme afin d'exclure le financement théorique des comptes d'écarts et**  
3            **de report.**

**TABLEAU R-15.2 :**  
**AJUSTEMENT AU MONTANT D'INTÉRÊTS NET (NUMÉRATEUR) (M\$)**

<b>Numérateur</b>	<b>2 651</b>
<b>Ajustement pour comptes d'écart et de report (Comptes d'écart et de report : 373 M\$ X 0,5771 %<sup>1</sup>)</b>	<b>(2)</b>
<b>Numérateur présenté au tableau 2 de la pièce citée en référence (i)</b>	<b>2 649</b>

<sup>1</sup> Représente le coût réel en 2016 des financements de l'année 2015, soit le coût des encaissements découlant des ententes d'atténuation du risque assujetties principalement aux taux d'intérêt CORRA, et, dans une moindre mesure, au taux des acceptations bancaires 3 mois.

15.3 Veuillez fournir le détail du calcul du coût moyen de la dette en 2016 avant et après ajustement pour exclure le financement des comptes d'écarts et de report.

**Réponse :**

4            **Le tableau R-15.3 présente le détail du calcul du coût moyen de la dette avant**  
5            **et après l'ajustement associé aux comptes d'écarts et de reports.**

**TABLEAU 15.3 :**  
**DÉTAIL DU CALCUL DU COÛT MOYEN DE LA DETTE 2016 RÉEL**  
**AVANT ET APRÈS AJUSTEMENT ASSOCIÉ AUX COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS (M\$)**

		2016 réel avant ajustement	Ajustement pour comptes d'écart et de report	2016 réel après ajustement
+	Intérêts sur dettes à long terme	2 433	(2)	2 431
	Frais de garantie	218		218
	<b>Numérateur</b>	2 651	(2)	2 649
/				
	Dettes et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	43 586	(373)	43 213
-	Éléments dans la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs :			
	• Cumul des autres éléments du résultat étendu	(51)		(51)
	• Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	766		766
	• Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	(20)		(20)
	• Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	(320)		(320)
	<b>Dénominateur</b>	43 212	(373)	42 839
=		<b>6,135%</b>	<b>0,577%</b>	<b>6,183%</b>

### INDICATEURS DE PERFORMANCE

- 16. Références :** (i) Pièce [HQD-9, document 2](#), p. 9;  
(ii) R-3980-2016, pièce [B-0013](#), p. 17;  
(iii) R-3933-2015, pièce [B-0013](#), p. 15.

**Préambule :**

(i) « L'année 2016 est la 2<sup>e</sup> année en importance des dix dernières années pour ce qui est de l'IC brut avec 338 minutes d'interruption de service. En effet, la clientèle du Distributeur aura connu, en 2016, 17 journées d'événement climatique majeur, comparativement à 4 journées en 2015 et à 11 journées en moyenne pour les dix dernières années. En comparaison, l'année 2015 figurait parmi les trois années de la même période les moins affectées par des événements majeurs.

Une fois l'impact des journées d'événement majeur retiré, l'année 2016 est équivalente à 2015 avec un IC normalisé de 143 minutes. »

(ii) « Avec 195 minutes d'interruption, l'indice de continuité (IC) brut de l'année 2015 est inférieur à la moyenne des cinq dernières années (286 minutes). En effet, les événements météorologiques significatifs ont été de moindre envergure en 2015, ce qui a conduit à seulement quatre jours d'événements majeurs, alors que la moyenne historique est habituellement de dix à onze jours. Ces événements météorologiques de moindre envergure, par conséquent sous le seuil de normalisation, ont eu un fort impact sur l'IC normalisé, ce qui explique son niveau élevé de 143 minutes en 2015. »

(iii)

### INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR

INDICATEURS	UNITÉ DE MESURE	2010	2011	2012	2013	2014
<b>FIABILITÉ DU SERVICE</b>						
Indice de continuité - Distribution						
Indice de continuité brut	minutes	201	313	291	474	159
Indice de continuité normalisé	minutes	120	133	120	126	120

La Régie note que le niveau de l'indice de continuité normalisé de 143 atteint en 2015 et 2016 constitue le plus haut niveau atteint au cours des 10 dernières années. Elle note, au préambule (iii), que l'indice de continuité normalisé se situait à un niveau de 7 à 16 % inférieur entre 2010 et 2014, soit entre 120 et 133, avec une moyenne d'un peu moins que 124. Elle remarque la hausse du niveau de l'indice de continuité normalisé que le nombre d'événements climatiques majeurs soit plus faible que la normale comme en 2015, ou qu'il soit plus élevé que la normale comme en 2016.

**Demande :**

16.1 Veuillez élaborer sur les facteurs d'ordre climatique, ceux liés à l'entretien ou sur tout autre facteur pouvant expliquer la détérioration de l'indice de continuité normalisé des deux dernières années.

**Réponse :**

- 1            **Les principaux facteurs ayant une incidence sur l'indice de continuité**  
 2            **normalisé sont :**
- 3            • les événements climatiques importants ;
  - 4            • l'architecture du réseau et l'état des équipements ;
  - 5            • le contrôle de la végétation ;
  - 6            • les délais de rétablissement, lesquels sont grandement influencés par
  - 7            la localisation des centres de service et les équipes disponibles.
- 8            Depuis quelques années, le Distributeur observe une tendance à la hausse du  
 9            taux de pannes aux 100 km reliés à la végétation. Le Distributeur avise  
 10            d'ailleurs la Régie, dans son dossier R-4011-2017<sup>6</sup>, de l'importance  
 11            d'augmenter les sommes consacrées à la maîtrise de la végétation au cours  
 12            des prochaines années afin d'assurer la sécurité du public et des employés et

<sup>6</sup> Pièce HQD-8, document1 (B-0025), annexe B.

1 de répondre aux préoccupations exprimées par plusieurs municipalités qui  
2 souhaitent voir une réduction du nombre de pannes et l'amélioration de la  
3 fiabilité de l'alimentation.

4 Le Distributeur observe également une tendance à la hausse des défaillances  
5 d'équipement. L'âge de ses équipements et la croissance de la demande sur  
6 les lignes existantes pourraient expliquer en partie cette tendance. Une  
7 analyse est en cours pour bien caractériser les causes et les actions à  
8 entreprendre.

17. Référence : Pièce [HQD-9, document 2](#), p. 9.

**Préambule :**

« Des modifications apportées aux processus de raccordement en 2015 ont fait en sorte que certains travaux d'ajout de transformateurs sont maintenant inclus dans les demandes de raccordement simple. Le traitement des demandes des clients s'en trouve amélioré mais cela a contribué à l'augmentation du délai moyen de raccordement simple par rapport aux années précédentes. Au cours de l'année 2016, le Distributeur a toutefois amélioré le traitement de ces demandes faisant passer le délai de 7,7 jours en 2015 à 7,1 jours en 2016. »

**Demande :**

17.1 Veuillez quantifier, pour chacune des années 2015 et 2016, l'impact sur le délai moyen de raccordement simple en aérien – Distributeur de l'inclusion de « certains travaux d'ajout de transformateurs » depuis 2015, tel que mentionné au préambule. Veuillez commenter.

**Réponse :**

9 Le Distributeur n'est pas en mesure d'isoler les demandes de raccordements  
10 simples où il y a eu des installations de transformateurs puisque le système  
11 informatique ne permet pas ce type d'extraction. De ce fait, il ne peut  
12 quantifier l'impact sur le délai moyen de raccordement simple en aérien –  
13 Distributeur de l'inclusion de « certains travaux d'ajout de transformateurs ».

14 Cependant, le Distributeur tient à souligner que le changement reflète une  
15 amélioration du service à la clientèle. En effet, le processus actuel fait en  
16 sorte que lorsqu'un transformateur de 25 kVA est nécessaire pour finaliser le  
17 raccordement simple, l'employé responsable des travaux est en mesure de  
18 l'installer sans qu'aucun retour à l'unité responsable de l'ingénierie ne soit  
19 nécessaire, alors qu'un tel retour devait être fait auparavant. Ainsi, lorsque  
20 l'installation du transformateur requis se fait immédiatement, cela occasionne  
21 souvent un délai d'une journée pour prendre possession du transformateur et  
22 retourner sur les lieux pour procéder à l'installation et au raccordement, ce

1 qui est négligeable en comparaison du temps requis pour un retour à l'unité  
2 responsable de l'ingénierie. Du point de vue du client, ce délai d'une journée  
3 est donc une amélioration.

18. Référence : Pièce [HQD-9, document 2](#), p. 11.

**Préambule :**

« Pour les demandes de prolongement en souterrain, les délais bruts ont augmenté de façon proportionnelle aux délais associés aux clients entre 2015 et 2016. En raison du faible nombre de projets de promoteurs en souterrain mis en service, l'impact des délais exceptionnels associés à un seul projet, compte tenu de sa complexité, vient expliquer la hausse des délais pour 2016. »

**Demande :**

18.1 Veuillez fournir le nombre de projets de promoteurs en souterrain mesurés par l'indicateur pour chacune des années de 2012 à 2016. Veuillez préciser et quantifier l'impact des délais exceptionnels dus au projet mentionné au préambule. Veuillez commenter.

**Réponse :**

Le tableau R-18.1 présente le nombre de projets de promoteurs en souterrain mesurés par l'indicateur pour chacune des années 2012 à 2016.

**TABLEAU R-18.1 :**  
**NOMBRE DE PROJETS DE PROMOTEURS EN SOUTERRAIN SOUS-JACENT À L'INDICATEUR**

2012	2013	2014	2015	2016
103	80	83	69	68

4 Parmi les 68 projets de prolongement de réseau en souterrain de l'année 2016,  
5 11 cumulent un délai moyen de plus de 600 jours, contrairement aux années  
6 antérieures où entre 2 et 6 cas présentant un tel délai étaient répertoriés. Ces  
7 délais exceptionnels d'attente liée au client ont un impact assez important sur  
8 le délai moyen brut global, comme il appert notamment des résultats de  
9 l'année 2016.

## SUIVI DES ACTIVITÉS PROMOTIONNELLES

- 19. Références :** (i) Décision [D-2013-037](#), p. 152 et 153;  
(ii) R-3814-2012, pièce [B-0048](#), p. 14.

**Préambule :**

- (i) « [613] *Le nouvel article 2.3 des CDSÉ proposé prévoit ce qui suit :*

*« Le Distributeur peut réaliser des activités promotionnelles relatives aux modalités décrites aux chapitres 5 et 11 des présentes conditions de service. Ces activités promotionnelles doivent être temporaires et peuvent s'appliquer à l'ensemble de la clientèle ou à divers groupes de clients, de manière à réduire les frais payables par les clients visés en vertu du chapitre 12 des Tarifs et conditions du Distributeur.*

*Le Distributeur fait rapport à la Régie de l'énergie de ces activités promotionnelles, selon les instructions données par celle-ci. »* [note de bas de page omise]

*[614] Le Distributeur souhaite que ces initiatives et les projets mis en œuvre aient un impact neutre ou favorable sur les tarifs. Comme mécanisme de suivi, le Distributeur propose de présenter les analyses de rentabilité et les activités commerciales amorcées dans le cadre de son Rapport annuel. »*

[...]

*« [621] La Régie approuve la proposition du Distributeur de faire le suivi des activités promotionnelles dans le cadre de son Rapport annuel. »*

- (ii) « *Le Distributeur souhaite que les initiatives et les projets mis en œuvre dans le cadre de ce nouvel article aient un impact neutre ou favorable sur les tarifs. Conséquemment, chacune des activités promotionnelles sera supportée par une analyse en démontrant la rentabilité. Le Distributeur propose de présenter ces analyses, de même que les activités commerciales amorcées, dans le cadre de son Rapport annuel.* » [nous soulignons]

**Demande :**

19.1 Veuillez fournir une analyse de rentabilité du projet précisant, entre autres, les économies effectivement réalisées par le Distributeur lorsque les clients effectuent leurs transactions en libre-service sur le Web par opposition aux transactions effectuées à travers un représentant au Service à la clientèle. Veuillez commenter.

**Réponse :**

- 1 **Comme mentionné en réponse à l'engagement n° 2 pris lors des audiences**  
2 **tenues dans le cadre du dossier R-3964-2016<sup>7</sup>, le Distributeur établit à 23 \$ le**

---

<sup>7</sup> Dossier R-3964-2016, Réponse à l'engagement n° 2, pièce HQD-19, document 5 (B-0202), page 3.



1           coût évité par transaction effectuée au moyen du libre-service Web en  
 2           opposition à celle effectuée par l’entremise d’un représentant des services à  
 3           la clientèle. Plus spécifiquement, le coût d’abonnement (ouverture et gestion  
 4           des dossiers) applicable lorsque effectué par un représentant est de 25 \$ par  
 5           transaction et de 2 \$ par transaction lorsque complété par le client au moyen  
 6           du libre-service sur le Web.

7           Le tableau R-19.1 présente, pour l’année 2016, le coût évité de 3,1 M\$ réalisé  
 8           durant la période du projet pilote.

**TABLEAU R-19.1 :**  
**COÛT ÉVITÉ DES TRANSACTIONS EFFECTUÉES AU MOYEN DU LIBRE-SERVICE**  
**PLUTÔT QUE PAR L’ENTREMISE D’UN REPRÉSENTANT**  
**PÉRIODE DU 11 AVRIL AU 30 SEPTEMBRE 2016**

Nombre de transactions	Coût évité unitaire (\$)	Coût évité (M\$)
132 557	23	3,1

9           Ce coût évité de 3,1 M\$ ne tient pas compte du coût additionnel lié aux  
 10          transactions d’abonnement de certains clients qui, en raison de problèmes  
 11          techniques rencontrés lors de leur tentative par le libre-service, ont dû  
 12          finaliser leur demande par téléphone. Ce coût additionnel se chiffre à 0,4 M\$<sup>8</sup>.

13          De plus, le coût évité de 3,1 M\$ ne tient pas compte du coût évité par le  
 14          nombre additionnel d’abonnements complétés sur le Web après le projet  
 15          pilote, donc sans incitatif financier, au cours des trois derniers mois de 2016  
 16          comparativement à la même période en 2015.

17          Enfin, au-delà d’une stricte logique de rentabilité, le Distributeur tient à  
 18          souligner de nouveau que la trajectoire Web s’inscrit dans une volonté  
 19          générale de simplifier l’accès aux services répondant aux besoins de sa  
 20          clientèle<sup>9</sup>. La trajectoire Web a déjà permis la mise en place de mesures  
 21          bénéfiques pour la clientèle, comme le prolongement des heures d’ouverture  
 22          des centres d’appel les soirs de semaine et les fins de semaine, le nivellement  
 23          du trafic d’appels et la diminution du délai de réponse téléphonique<sup>10</sup>. Comme  
 24          mentionné dans le dossier R-3964-2016, l’ensemble des clients bénéficieront à  
 25          terme de réductions de coûts découlant d’une utilisation accrue du Web par la  
 26          clientèle, en remplacement de moyens plus coûteux, comme peut l’être la  
 27          téléphonie<sup>11</sup>.

<sup>8</sup> Soit 16 395 transactions x (25 \$ + 2 \$) = 0,4 M\$.

<sup>9</sup> Dossier R-3964-2016, Réponse à l’engagement n° 1 de l’atelier 1 du 11 mai 2016, pièce HQD-8, document 3 (B-0037), page 3.

<sup>10</sup> Dossier R-3964-2016, Réponse à la question 1.11 de la demande de renseignements n° 1 de la FCEI, pièce HQD-16, document 4 (B-0166).

<sup>11</sup> Dossier R-3964-2016, Réponse à l’engagement n° 1 de l’atelier 1 du 11 mai 2016, *op. cit.*, page 3.

## HISTORIQUE DES VENTES, PRODUITS ET ABONNEMENTS

20. Références : (i) Pièce [HQD-10, document 2](#), p. 5;  
(ii) Pièce [HQD-10, document 2](#), p. 4.

Préambule :

(i)

**TABLEAU 3 :**  
**HISTORIQUE DU NOMBRE D'ABONNEMENTS AU QUÉBEC PAR TARIFS**  
**2012 À 2016**

	2012	2013	2014	2015	2016
D (1)	3 456 473	3 498 074	3 539 116	3 579 293	3 616 274
DM	194 985	197 470	197 417	195 519	194 723
DT	125 738	125 468	121 249	116 144	113 995
G (2)	290 975	291 830	287 135	287 539	282 373
G9	3 293	3 243	3 630	3 798	3 952
M (3)	20 572	21 446	26 836	27 891	28 415
LG			105	102	107
L (4)	249	260	156	153	157
Contrats spéciaux	10	8	8	8	11
Éclairage (5)	3 972	4 191	4 198	4 274	4 534
<b>Total</b>	<b>4 096 267</b>	<b>4 141 990</b>	<b>4 179 850</b>	<b>4 214 721</b>	<b>4 244 541</b>

- (1) : Tarifs D, DH, DA et DB.  
(2) : Tarifs G, T1, T2 et T3.  
(3) : Tarifs M et MR.  
(4) : Tarifs L, LD, LP, LR et H.  
(5) : Éclairage Sentinelle et éclairage public.

(ii)

**TABLEAU 1 :**  
**HISTORIQUE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR TARIFS (GWh)**  
**2012 À 2016**

	2012	2013	2014	2015	2016
D (1)	56 659	60 616	62 715	61 518	60 159
DM	2 275	2 342	2 352	2 288	2 212
DT	3 022	3 025	3 007	2 752	2 694
G (2)	10 900	11 168	10 399	9 636	9 432
G9	980	984	990	1 019	1 049
M (3)	28 411	28 830	29 911	30 782	31 032
LG			8 755	8 690	8 620
L (4)	37 734	38 726	30 509	29 601	27 335
Contrats spéciaux	26 942	26 253	24 983	24 377	26 127
Éclairage (5)	601	599	602	600	585
<b>Total</b>	<b>167 524</b>	<b>172 543</b>	<b>174 223</b>	<b>171 263</b>	<b>169 245</b>

Demandes :

20.1 Veuillez ventiler le nombre d'abonnements au tarif L présenté au préambule (i) entre les tarifs L, LD, LP, LR et H pour les années 2014 à 2016. Veuillez élaborer sur l'augmentation du nombre de clients industriels au tarif L en 2016 et sur son impact sur les ventes.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur présente, au tableau R-20.1A, la ventilation du nombre**  
2            **d'abonnements au tarif L pour les années 2014 à 2016.**

**TABLEAU R-20.1A :**  
**VENTILATION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS AU TARIF L 2014-2016**

	2014	2015	2016
<b>D</b>	3 539 116	3 579 293	3 616 274
<b>DM</b>	197 417	195 519	194 723
<b>DT</b>	121 249	116 144	113 995
<b>G</b>	287 135	287 539	282 373
<b>G9</b>	3 630	3 798	3 952
<b>M</b>	26 836	27 891	28 415
<b>LG</b>	105	102	107
<b>L</b>	156	153	157
<i>L</i>	153	151	155
<i>LD</i>			
<i>LP</i>	2	1	1
<i>LR</i>			
<i>H</i>	1	1	1
<b>Contrats spéciaux</b>	8	8	11
<b>Éclairage</b>	4 198	4 274	4 534
<b>Total</b>	<b>4 179 850</b>	<b>4 214 721</b>	<b>4 244 541</b>

3            **L'augmentation de quatre clients industriels au tarif L entre 2015 et 2016 n'a**  
4            **aucun impact significatif sur les ventes.**

5            **La diminution du volume de ventes au tarif L entre ces mêmes années, telle**  
6            **qu'elle apparaît au tableau R-20.2, s'explique principalement par la prise de**  
7            **décrets gouvernementaux, qui ont entraîné le transfert de ventes du tarif L**  
8            **vers les contrats spéciaux.**

**TABLEAU R-20.1B :**  
**VENTILATION DES VENTES EN GWh 2014-2016**

	2014	2015	2016
<b>D</b>	62 715	61 518	60 159
<b>DM</b>	2 352	2 288	2 212
<b>DT</b>	3 007	2 752	2 694
<b>G</b>	10 399	9 636	9 432
<b>G9</b>	990	1 019	1 049
<b>M</b>	29 911	30 782	31 032
<b>LG</b>	8 755	8 690	8 620
<b>L</b>	30 509	29 601	27 335
<b>L</b>	30 501	29 593	27 327
<b>LD</b>			
<b>LP</b>			
<b>LR</b>			
<b>H</b>	8	8	8
<b>Contrats spéciaux</b>	24 983	24 377	26 127
<b>Éclairage</b>	602	600	585
<b>Total</b>	<b>174 223</b>	<b>171 263</b>	<b>169 245</b>

20.2 Veuillez préciser le niveau des ventes d'électricité en GWh, telles que présentées au préambule (ii), attribuable uniquement aux clients industriels du tarif L, à l'exclusion des ventes aux tarifs LD, LP, LR et H, pour les années 2014 à 2016.

**Réponse :**

1

**Voir la réponse à la question 20.1.**