

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION (LE DISTRIBUTEUR)
SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019**

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

1. Référence : Pièce [B-0009](#), p. 8.

Préambule :

« La simplification de la facture des clients résidentiels et de celle des clients affaires fait également partie des priorités du Distributeur. Une refonte de la facture résidentielle est actuellement en cours et le lancement de son nouveau format est prévu en novembre 2017. Le Distributeur note qu'il a tenu plusieurs rencontres de consultation avec des clients et des associations de consommateurs pour s'assurer que le format et le contenu de la nouvelle facture résidentielle répondent adéquatement à leurs besoins. »

Demandes :

- 1.1 Veuillez préciser les modifications mises de l'avant par le Distributeur en vue d'atteindre son objectif de combler adéquatement les besoins de sa clientèle résidentielle.
- 1.2 Veuillez présenter les conclusions sur ses rencontres de consultation auprès de la clientèle résidentielle.
- 1.3 Veuillez préciser les cibles visées des indices de performance ou taux de succès associés à l'atteinte de l'objectif de simplification de la facture résidentielle.
- 1.4 Veuillez préciser et élaborer sur les mesures et suivis déployées suivant le lancement du nouveau format de la facture résidentielle.

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

Préambule :

(i) *« Le Distributeur a déjà implanté certaines initiatives porteuses afin de rendre ses centres de relations clientèle plus performants en assurant notamment une accessibilité améliorée à ses services. Depuis 2016, la prolongation des heures d'ouverture des centres d'appels les soirs de semaine ainsi que les fins de semaine répond à un besoin exprimé par la clientèle à cet égard. »*

Demande :

2.1 Veuillez préciser et quantifier si les initiatives dont fait mention le Distributeur dans la référence citée en préambule ont eu un effet positif sur les indices d'efficience.

3. **Référence :** Pièce [B-0009](#), p. 10.

Préambule :

« L'indicateur 6 [CEN SALC (\$ par abonnement)] présente une croissance de 2,2 % entre 2017 et 2018, principalement attribuable à l'évolution des coûts liés au développement des marchés ainsi qu'à l'amélioration des services à la clientèle affaires. » [nous soulignons]

Demande :

3.1 Veuillez détailler et quantifier l'évolution des coûts liés au développement des marchés, d'une part, et à l'amélioration des services à la clientèle affaires, d'autre part.

COÛTS ÉVITÉS

4. **Références :** (i) Pièce [B-0019](#), p.5;
(ii) Décision [D-2017-22](#), p. 57, par 191;
(iii) Pièce [B-0022](#), p. 18.

Préambule :

(i) « De 2018 à 2027 inclusivement :
○ le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation » [nous soulignons]

(ii) « De 2017 à 2027 inclusivement :
○ le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh (en \$ 2016), indexé à l'inflation » [nous soulignons]

(iii) Tableau A-1(suite), ligne intitulée Achat d'énergie de court terme.

Demandes :

4.1 Veuillez expliquer et justifier l'écart à la baisse de près de 20 % du coût évité pour la période hivernale de l'énergie de court terme entre la présente demande en référence (i) du Distributeur et le coût évité autorisé par la Régie dans sa décision D-2017-22 en référence (ii).

- 4.2 Veuillez concilier la valeur du coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) de 5,2 ¢/kWh en référence (i) à celle le prix des achats d'énergie de court terme de 6,7 ¢/kWh du tableau A-1 de la pièce B-0022 en référence (iii).

INDICATEUR DE PERFORMANCE

5. **Référence :** Décision [D-2017-043](#), p. 100.

Préambule :

« [421] Toutefois, la Régie estime que les intervenants ont fait la preuve d'un enjeu qui, en termes de revenus requis, est significatif, soit celui de la relation des achats de court terme et de l'inutilisation de l'électricité du bloc patrimonial.

[422] C'est pourquoi la Régie demande au Distributeur de développer, durant le terme du MRI, un indicateur de performance rattaché à la gestion optimale de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur devra établir un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée. Ce nouvel indicateur pourrait être utilisé dans le cadre de la seconde génération du MRI. »

Demande :

- 5.1 Veuillez préciser l'échéancier des étapes prévues pour la formulation de sa proposition du nouvel indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimonial ainsi que les dates prévues pour le dépôt de ses propositions tel que demandé par la Régie en préambule.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Nouvelles normes comptables en vertu des PCGR des États-Unis

6. **Référence :** Pièce [B-0011](#), p. 9 et 10.

Préambule :

« Pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, deux nouvelles normes entreront en vigueur.

- ASC 606, *Revenue from Contracts with Customers* ; et
- ASC 610, *Other Income*.

L'ASC 606, Revenue from Contracts with Customers remplace les exigences de comptabilisation des produits de l'ASC 605, Revenue Recognition et fournit des directives liées à la comptabilisation des produits au moment du transfert de biens ou de services à un client, pour un montant qui reflète le paiement que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services. Un certain nombre d'autres ASU clarifiant les dispositions liées à la mise en oeuvre de l'ASC 606 ont été publiées par le FASB en 2016.

Une analyse détaillée de chacune de ces deux normes a permis de conclure que l'adoption de ces nouvelles normes n'aura pas d'impact pour le Distributeur. Toutefois pour l'ASC 606, certaines questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie restent encore en suspens et les conclusions qui seront tirées, si elles sont différentes de celles qui sont actuellement prévues, pourraient avoir un impact pour le Distributeur. Hydro-Québec continue de suivre l'évolution des interprétations de cette nouvelle norme. » [nous soulignons]

Demandes :

- 6.1 Veuillez préciser et élaborer les questions d'interprétations de l'ASC 606 propres au secteur de l'énergie qui restent encore en suspens. Veuillez indiquer les différences de celles qui sont actuellement prévues.
- 6.2 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur de l'impact (en M\$) de cette nouvelle norme sur les revenus requis du Distributeur.
- 6.3 Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur sera en mesure de présenter les conclusions sur les questions d'interprétation de l'ASC 606 propres au secteur de l'énergie.

**Modification proposée aux modalités de disposition
du compte de nivellement pour aléas climatiques**

7. **Référence :** Pièce [B-0012](#), p. 6.

Préambule :

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

Le tableau 1 illustre les versements aux revenus requis selon les modalités actuelles et ceux associés à la proposition du Distributeur. [...] ».

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

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

Demandes :

7.1 Veuillez présenter sous forme de tableau les impacts tarifaires pour chacune des années 2018 à 2023, en comparant les modalités de disposition en vigueur des comptes de pass-on 2016 et 2017 et des comptes de nivellement 2016 et 2017 et celles proposées par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

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

Veuillez fournir le fichier Excel.

7.2 Veuillez donner un aperçu de l’ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2018 à 2023 en considérant les différentes modalités présentées au tableau 1, soit :

- les modalités de disposition en vigueur;
- la proposition du Distributeur.

Veillez expliquer les différences entre les hausses tarifaires pour la période 2018 à 2023 prévues selon les deux scénarios. Veillez indiquer si le Distributeur prévoit l'inscription de coûts qui ferait hausser significativement les tarifs au cours des cinq prochaines années.

Programme Conversion à l'électricité (le Programme)

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 9;
 - (iii) Décision [D-2017-037](#), p. 11.

Préambule :

(i) « Dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique réglementaire pour permettre de traiter, dans un même actif réglementaire, l'appui financier versé dans le cadre du programme Conversion à l'électricité ainsi que les coûts de développement et de suivi de celui-ci. Avec cette pratique, l'ensemble de ces coûts seraient amortis sur une même période.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir cet actif sur une période de 10 ans de façon à assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique. »

(ii) « Dans sa décision D-2017-037, la Régie autorise la création d'un compte d'écarts, hors base de tarification et portant intérêts, pour y inscrire les coûts du programme Conversion à l'électricité encourus à compter du 24 mars 2017. [...] Ainsi, l'ensemble des coûts nets du programme qui n'ont pas été prévus aux revenus requis 2017 du Distributeur seront comptabilisés dans le compte d'écarts, mis à part les coûts d'approvisionnement (nets de l'effet revenu) qui seront reflétés dans le compte de pass-on du Distributeur.

Quant aux modalités de disposition du compte d'écarts demandé, le Distributeur propose de verser le solde du compte à ses revenus requis de 2018. »

(iii) Extrait de la décision D-2017-037 :

« [49] De l'avis de la Régie, si le Programme est approuvé et que le Distributeur a recherché l'autorisation d'un CÉR en temps opportun, il a le droit de récupérer l'ensemble des sommes comptabilisées à ce CÉR.

[50] Toutefois, dans le cas où le Programme ne serait pas autorisé, les sommes qui seraient incluses au CÉR ne pourraient pas être récupérées au cours des prochaines années. »

Demandes :

8.1 Veuillez ventiler par composantes¹ l'incidence sur les revenus et les revenus requis 2018 du Distributeur, si la Régie devait refuser le Programme présenté au dossier R-4000-2017, en distinguant :

- l'impact 2017 sur l'année témoin 2018;
- l'impact 2018 sur l'année témoin 2018.

8.2 Veuillez déposer pour le scénario précédent, la mise à jour des pièces suivantes :

- Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2018 (tableaux 1 à 3 de la pièce [B-0008](#));
- Composantes détaillées des revenus requis (tableau 2 de la pièce [B-0020](#)), selon le format suivant :
 - Année de base 2017, en 3 colonnes : avec le Programme, ajustements, sans le Programme;
 - Année témoin 2018, en 3 colonnes : avec le Programme, ajustements, sans le Programme.
- Prévision du bénéfice réglementé et rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base 2017 (tableaux 3 et 4 de la pièce [B-0020](#));
- Base de tarification de l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 (tableaux 5 à 8 de la pièce [B-0033](#));
- Encaisse réglementaire de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018 (tableaux 4 et 5 de la pièce [B-0035](#)).

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 8 et 9;
 - (ii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0013](#), p. 21;
 - (iii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0013](#), p. 17, tableau 7;
 - (iv) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0018](#), p. 19, Tableau 7.

Préambule :

(i) « Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir cet actif sur une période de 10 ans de façon à assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique. »

De l'avis du Distributeur, l'amortissement du programme sur une période de 10 ans permet de refléter, de façon prudente, l'horizon sur lequel les bénéfices attendus, soit les ventes additionnelles d'électricité, sont anticipés. De plus, considérant l'importance des investissements des clients qui choisissent de profiter de ce programme, le Distributeur estime qu'une période

¹ Ventes d'électricité, compte de *pass-on*, charges d'exploitation, amortissement, rendement de la base de tarification, et autres.

d'amortissement de 10 ans est prudente étant donné que la durée de vie moyenne estimée de ces investissements est évaluée à au moins 20 ans. La période d'amortissement proposée de 10 ans est donc conservatrice et permet de refléter non seulement le caractère durable des investissements réalisés mais également la pérennité de la présence du client.

Les coûts admissibles engagés aux fins du programme de Conversion, incluant une portion des frais d'emprunt capitalisés (FEC), feront l'objet d'une mise en service annuelle au 31 décembre de chaque année. L'amortissement débutera quant à lui l'année suivant celle où les dépenses auront été encourues. » [nous soulignons]

(ii) *« En vertu des PCGR des États-Unis, l'appui financier versé dans le cadre du Programme doit être comptabilisé au bilan dans les Autres actifs et amorti sur cinq ans, soit la durée pour laquelle le client s'engage dans le Programme. Cet amortissement doit être présenté en réduction des revenus dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec. Ce traitement comptable s'appuie sur les dispositions de l'ASC 605 50, Customer Payments and Incentives de la norme ASC 605, Revenue Recognition.*

En ce qui a trait aux coûts de développement et de suivi du Programme, ils devront être constatés aux résultats dans l'année où ils sont encourus.

Dans ce contexte, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique réglementaire pour permettre de traiter, dans un même actif réglementaire, l'appui financier versé dans le cadre du Programme ainsi que les coûts de développement et de suivi de celui-ci afin que l'ensemble de ces coûts soient amortis sur une même période. Lors de son prochain dossier tarifaire, le Distributeur proposera des modalités d'amortissement de cet actif sur une période de dix ans de façon à ce que l'ensemble du traitement proposé soit cohérent avec le traitement réglementaire des interventions en place visant l'efficacité énergétique.

Suivant la décision de la Régie, Hydro-Québec reflétera le traitement réglementaire autorisé dans ses états financiers consolidés, conformément à l'ASC 980, Regulated Operations. » [nous soulignons]

(iii) Dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur présente au tableau 7, l'impact de l'appui financier sur les revenus requis sur la période 2017 à 2027. Il repose sur un amortissement de l'actif réglementaire sur une période de dix ans.

(iv) Dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur présente au tableau 7, l'impact de l'appui financier sur les revenus requis sur la période 2017 à 2027. Il repose sur un amortissement de l'actif réglementaire sur une période de cinq ans.

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas retenu l'amortissement sur 5 ans conformément aux PCGR des États-Unis (référence (ii)).

- 9.2 Veuillez expliquer pourquoi l'ensemble du traitement proposé, notamment un amortissement sur 10 ans, doit être cohérent avec le traitement réglementaire des interventions en place visant l'efficacité énergétique. Veuillez indiquer les similitudes du Programme et des Interventions en efficacité énergétiques.
- 9.3 Veuillez déposer par composante les impacts sur les revenus requis basés sur les durées d'amortissements suivantes:
- Amortissement sur 5 ans;
 - Amortissement sur 10 ans;
 - Amortissement sur 20 ans.

IMPLANTATION D'UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE (MRI) – PHASE 3

- 10. Références :** (i) Décision [D-2017-043](#), p. 75-76;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 10.

Préambule :

(i) « [306] La Régie est d'avis qu'elle doit examiner minutieusement chaque élément de coûts et déterminer s'il y a lieu de le traiter à l'extérieur de la Formule d'indexation. À cet égard, la Régie considère que la création d'une multitude de Facteurs Y n'est pas de nature à favoriser l'atteinte de l'objectif d'allègement réglementaire prévu à l'article 48.1 de la Loi. En conséquence, la Régie n'autorisera pas, comme le demande le Distributeur, la détermination d'un élément de coût devant être traité en Facteur Y ou Z, en raison uniquement de sa catégorisation à titre de comptes d'écart et de report (CÉR), d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers ou d'éléments spécifiques.

[...]

[315] Dans les dossiers précédents du Distributeur, la Régie a reconnu deux types de seuils. Le premier est un seuil général de 5 M\$ pour les CÉR et, plus récemment, la Régie jugeait approprié de fixer le seuil minimum pour les coûts à être inclus dans le compte d'écarts hors base de tarification à 15 M\$ par évènement.

[316] La Régie retient de cette dernière décision que toute variation d'éléments de coûts dont la valeur est inférieure à 15 M\$ fait partie du risque d'affaires normal de l'entreprise.

[317] Elle juge également que l'établissement d'un seuil de matérialité plus élevé participe à l'allègement réglementaire recherché. À ce stade, la Régie propose que le seuil de 15 M\$ soit retenu aux fins de fixer le seuil de matérialité pour les éléments de coûts à traiter en Facteur Y. La Régie réserve sa décision quant à l'établissement de ce seuil de matérialité lors de la phase 3 ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) « *Le Distributeur est favorable à l'argument de la Régie selon lequel « il faut envisager l'inclusion des divers éléments couverts par la Formule d'indexation avec une vision d'ensemble plutôt qu'avec une approche « ligne par ligne »* ». Il note toutefois que, malgré le phénomène de possible compensation invoqué par la Régie dans une telle perspective d'ensemble, et à moins que chaque mouvement ne se voit systématiquement neutralisé par son contraire, le risque lié au biais ci-haut mentionné augmente à mesure que s'accroît le nombre d'éléments récurrents dont la trajectoire de coûts s'avère incompatible avec celle de la Formule d'indexation à laquelle ils seraient soumis, advenant l'établissement d'un seuil de matérialité trop restrictif.

De l'avis du Distributeur, il importe donc d'établir le seuil de matérialité des facteurs Y à un niveau qui permet le juste calibrage de la Formule d'indexation, de façon à ce que le MRI du Distributeur intègre au mieux les multiples pressions exercées sur ses coûts, tout en tenant compte de l'objectif d'allègement réglementaire. De la sorte, le MRI sera à même de jouer son rôle en matière d'efficacité recherchée et de détermination de tarifs justes et raisonnables. Sur la base de ces considérations, le Distributeur estime approprié que soit fixé à 5 M\$ le seuil de matérialité s'appliquant aux exclusions ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demandes :

- 10.1 Veuillez préciser en quoi l'établissement d'un seuil à hauteur de 5 M\$ tel que proposé en (ii) participe à l'effort d'allègement réglementaire préconisé par la Régie en (i).
- 10.2 Veuillez préciser en quoi l'établissement du seuil de matérialité à 5 M\$ serait plus approprié qu'un seuil établi à 15 M\$ en matière d'« *efficacité recherchée et de détermination de tarifs justes et raisonnables* » tel que suggéré en (ii).
- 10.3 Veuillez fournir les calculs justifiant ces seuils.
- 10.4 Veuillez préciser en quoi l'établissement d'un seuil à hauteur de 15 M\$ tel que proposé par la Régie en (i) ne permettrait pas au Distributeur « *d'[intégrer] au mieux les multiples pressions exercées sur les coûts tout en tenant compte de l'objectif d'allègement réglementaire* ».
- 10.5 Veuillez élaborer sur l'impact pour le Distributeur d'intégrer au MRI un seuil de matérialité de 15 M\$ pour le traitement en Facteur Y d'éléments de coûts (CÉR) au lieu de 5 M\$ tel qu'il le propose.

- 11. Références :**
- (i) Décision [D-2017-043](#), p. 65;
 - (ii) Pièce [B-0013](#), p.19 à 21.

Préambule :

(i) « [262] *En conclusion, la Régie juge que les éléments couverts par la Formule d'indexation sont les charges d'exploitation sous le contrôle de gestion du Distributeur qui*

étaient indexées dans la formule paramétrique, auxquelles s'ajoutent les taxes, les frais corporatifs, l'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification ».

(ii) Parmi les éléments de coûts qu'il propose d'exclure de l'application de la formule paramétrique et de traiter en Facteur Y, le Distributeur retient en outre :

- Stratégie pour la clientèle à faible revenu;
- Maîtrise de la végétation; et
- Coûts des combustibles.

Demandes :

11.1 Pour chacun des éléments de coûts énumérés en (ii), veuillez fournir son évolution ainsi que la variation annuelle sur la période 2008 à 2017, en millions de dollars.

11.2 Veuillez fournir, sur la période 2008 à 2017, les charges d'exploitation du Distributeur telles que définies en (i), en absence de toute exclusion.

11.3 Veuillez calculer, pour chacun des éléments de coûts énumérés en (ii), la part relative qu'il représente par rapport aux charges d'exploitation telles que définies en (i).

11.4 Veuillez commenter sur l'évolution de chacun des éléments de coûts énumérés en (ii) relativement aux charges d'exploitation telles que définies en (i).

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), p. 13, tableau 1;
 - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 14, tableau 2.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'historique du coût de retraite du Distributeur ainsi que les écarts d'une année à l'autre (en M\$ et %).

TABLEAU 1 :
HISTORIQUE COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR 2004-2016 (M\$)

	Réel (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Réels / Année ant.
2004	-		
2005	47,8	47,8	
2006	87,9	40,1	84%
2007	98,3	10,4	12%
2008	50,4	(47,9)	-49%
2009	25,7	(24,7)	-49%
2010	18,4	(7,3)	-28%
2011	37,0	18,6	101%
2012	47,4	10,4	28%
2013	154,2	106,8	225%
2014	98,3	(55,9)	-36%
2015	110,6	12,3	13%
2016	26,5	(84,1)	-76%
	802,5		

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2, l'historique des taux d'actualisation et du coût de retraite d'Hydro-Québec.

TABLEAU 2 :
HISTORIQUE TAUX D'ACTUALISATION ET COÛT DE RETRAITE HYDRO QUÉBEC 2008-2018

	Réel									Année de base	Année témoin
	2008 PCGR	2009 PCGR	2010 PCGR	2011 PCGR	2012 IFRS	2013 IFRS	2014 IFRS	2015 US GAAP ¹	2016 US GAAP ²		
Taux d'actualisation	5,53%	7,49%	6,17%	5,54%	5,01%	4,36%	4,77%	3,98%	4,00%	3,94%	3,64%
Coût de retraite HQ (M\$)	135	62	21	123	156	523	349	416	100	22	68

SP = Services passés

¹ US GAAP (339 - 29 (SP) = 310) / IFRS (513) : 416,0

² 116-16 (SP) = 100

³ 33-11 (SP) = 22

⁴ 75-7 (SP) = 68

Demandes :

12.1 Veuillez confirmer que du point de vue réglementaire, les PCGR du Canada s'appliquent aux années 2011 et précédentes, les IFRS du 1^{er} janvier 2012 jusqu'au 9 juillet 2015 et les PCGR des États-Unis à compter du 10 juillet 2015. Sinon, veuillez expliquer.

- 12.2 Veuillez confirmer que du point de vue statutaire, les PCGR du Canada s'appliquent jusqu'au 31 décembre 2014, et les PCGR des États-Unis à partir du 1^{er} janvier 2015. Sinon, veuillez expliquer.
- 12.3 Veuillez quantifier les écarts réels et annuels (référence (i)) liés aux changements de référentiel comptable, notamment le basculement aux IFRS du 1^{er} janvier 2012 jusqu'au 9 juillet 2015. Veuillez expliquer.
- 12.4 Veuillez compléter le tableau 2, en fournissant les taux suivants (en %) pour le régime de retraite sur la période 2008 à 2018 :
- Taux d'actualisation du coût des services rendus;
 - Taux d'actualisation des intérêts sur les obligations;
 - Taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes;
 - Taux de croissance des salaires;
 - Coût de retraite HQ;
 - Quote-part du Distributeur.

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 15;
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0028](#), p. 14.

Préambule :

(i) « Des analyses de sensibilité démontrent qu'une fluctuation de 1 % du taux d'actualisation du passif peut entraîner un mouvement de près de 300 M\$ du coût de retraite. Ces variations du taux d'actualisation, dictées par les taux d'intérêts, sont entièrement hors du contrôle d'Hydro-Québec.

Les variations du rendement de l'actif affectent les autres composantes du coût de retraite. Ainsi, des analyses de sensibilité démontrent qu'une variation de 10 % du rendement de l'actif de la caisse de retraite autour du rendement espéré entraîne une fluctuation de près de 200 M\$ du coût de retraite. [...]

Le coût de retraite est également influencé par les augmentations salariales. À titre d'exemple, une augmentation salariale additionnelle de 1 % octroyée à tous les employés actifs d'Hydro-Québec se traduit par un impact estimé de 15 M\$ sur le coût de retraite de l'année suivante, dont environ 5 M\$ sur le coût des services rendus (augmentation d'environ 1 % de celui-ci), 3 M\$ d'intérêts sur le passif relatif aux obligations au titre des prestations projetées et 7 M\$ sur l'amortissement de la perte actuarielle. Le Distributeur constate donc que les éléments sous le contrôle d'Hydro-Québec n'influencent que très peu les coûts de retraite annuels.» [nous soulignons]

(ii) « Hydro-Québec considère donc que son objectif de maintenir une rémunération globale comparable à celle du marché est atteint. Ce résultat est le fruit des efforts importants de l'entreprise au cours des dernières années :

- le gel des salaires des employés syndiqués pour les années 2014 et 2015 ;
- le partage à parts égales du coût du régime de retraite pour tous les employés ;
- l'application des dispositions du projet de loi no 100 aux cadres intermédiaires et à certains professionnels de 2011 à 2015, limitant les hausses de salaires octroyées annuellement (6,5 % sur cinq ans). » [nous soulignons]

Demandes :

- 13.1 Veuillez fournir le détail du calcul qui montre « qu'une fluctuation de 1 % du taux d'actualisation du passif peut entraîner un mouvement de près de 300 M\$ du coût de retraite ».
- 13.2 Veuillez fournir le détail du calcul qui montre « qu'une variation de 10 % du rendement de l'actif de la caisse de retraite autour du rendement espéré entraîne une fluctuation de près de 200 M\$ du coût de retraite ».
- 13.3 Veuillez fournir le détail du calcul qui montre qu'« une augmentation salariale additionnelle de 1 % octroyée à tous les employés actifs d'Hydro-Québec se traduit par un impact estimé de 15 M\$ sur le coût de retraite de l'année suivante, dont environ 5 M\$ sur le coût des services rendus (augmentation d'environ 1 % de celui-ci), 3 M\$ d'intérêts sur le passif relatif aux obligations au titre des prestations projetées et 7 M\$ sur l'amortissement de la perte actuarielle ».
- 13.4 Veuillez quantifier l'impact sur le coût de retraite d'un changement dans le partage du coût du régime entre Hydro-Québec et les employés.
- 13.5 Veuillez indiquer les années où il y a eu un changement de partage du coût du régime entre Hydro-Québec et les employés. Veuillez indiquer les pourcentages du partage pour chacune des années de 2004 à 2018.

14. Référence : Pièce [B-0013](#), p. 15.

Préambule :

« À partir des constats exposés ci-dessus, le Distributeur est d'avis que l'évolution du coût de retraite ne peut s'inscrire dans une formule d'indexation qui ne refléterait pas les fluctuations des valeurs de marché, tant pour le taux d'actualisation que pour le rendement de l'actif. L'évolution du coût de retraite intégré dans les revenus requis du Distributeur ne peut être conditionnée par l'application d'une formule de type I-X, les facteurs d'inflation et de productivité ne reflétant pas la réalité des marchés qui influencent les régimes de retraite. »

Demande :

14.1 Veuillez indiquer la position du Distributeur quant au coût des autres régimes. Veuillez élaborer et déposer les tableaux sur l'historique des données (par exemple, le tableau 1 de la question no 12 et celui de la réponse 12.4) qui appuient votre position.

15. Référence : Pièce [B-0013](#), p. 25 et 26.

Préambule :

Le Distributeur propose le retrait des CER suivants :

- Compte d'écarts relatif au coût de retraite;
- Compte d'écarts relatif au TEQ (anciennement BEIÉ);
- Compte d'écarts relatif aux combustibles;
- Compte d'écarts relatif au tarif de maintien de la charge.

Le Distributeur propose le maintien des CER suivants :

- Compte d'écarts relatif aux événements imprévisibles en réseaux autonomes;
- Compte d'écarts relatif aux pannes majeures;
- Compte de *pass-on* pour les achats d'électricité;
- Compte de nivellement pour les aléas climatiques;
- Compte d'écarts relatif à la charge locale de transport.

Le Distributeur indique que :

« Cette proposition a pour but de limiter le nombre d'éléments à suivre à l'extérieur de la formule d'indexation, comme le souhaite la Régie, et ainsi, favoriser l'allégement réglementaire en vertu de l'article 48.1. En outre, le Distributeur souligne que le MTÉR permet le traitement d'écarts découlant d'éventuelles variations de coûts autorisés/réels pour les exclusions auxquelles ces comptes d'écarts auraient pu être associés. De fait, le MTÉR permet de traiter les écarts de prévision de toutes les dépenses associées aux coûts de distribution et de services à la clientèle. À cet égard, le Distributeur rappelle que, comme il est d'ailleurs prévu dans le cadre de la phase 3 du MRI, les dispositions de ce mécanisme seront revues afin de tenir compte de l'ensemble du nouveau régime réglementaire établi. »

Demandes :

15.1 Veuillez déposer un tableau en fournissant les coûts autorisés, les coûts réels et les écarts (en M\$ et %), sur la période 2004 à 2016 ainsi que l'année de base 2017, pour les CER suivants :

- Compte d'écarts relatif au coût de retraite;
- Compte d'écarts relatif au TEQ (anciennement BEIÉ);
- Compte d'écarts relatif aux combustibles;
- Compte d'écarts relatif au tarif de maintien de la charge.

Pour le compte d'écarts relatif au coût de retraite, veuillez indiquer le référentiel comptable en vigueur pour chacune des années 2004 à 2017 (PCGR du Canada, IFRS, PCGR des États-Unis).

15.2 Veuillez déposer un tableau en fournissant les coûts autorisés, les coûts réels et les écarts (en M\$ et %), sur la période 2004 à 2016 ainsi que l'année de base 2017, pour les CER suivants :

- Compte d'écarts relatif aux pannes majeures;
- Compte de *pass-on* pour les achats d'électricité;
- Compte d'écarts relatif à la charge locale de transport.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 10;
 - (ii) Pièce [B-0015](#), p. 11;
 - (iii) Pièce [B-0015](#), p. 32.

Préambule :

(i) « Aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, les variations des ventes entre 2016 et 2017 et entre 2017 et 2018 sont estimées respectivement à environ 30 GWh et 509 GWh. Le Distributeur évalue à 180 GWh et 140 GWh l'impact de l'activité économique sur la croissance des ventes de 2017 et de 2018. De plus, le programme de conversion à l'électricité ajoute 68 GWh entre 2016 et 2017 et 272 GWh entre 2017 et 2018. Quant aux incitatifs commerciaux visant à stimuler l'implantation de centres d'hébergement de données au Québec, ils permettent d'ajouter 100 GWh aux ventes entre 2016 et 2017 et 170 GWh entre 2017 et 2018, essentiellement au tarif LG. Dans une moindre mesure, l'impact des véhicules électriques sur la croissance des ventes en 2018 est de 10 GWh. »

(ii) « *Les industries exportant davantage vers les États-Unis, telles que les produits du bois, du papier, de la chimie et du caoutchouc et plastique, sont les plus susceptibles d'être affectées par la montée des barrières commerciales et la renégociation des ententes commerciales. Ces industries étant par nature des grands clients du Distributeur, l'impact sur les ventes d'électricité pourrait être important.*

[...]

Pour les contrats spéciaux, la croissance prévue de 431 GWh en 2018 découle d'un faible volume d'achat en 2017 du client Rio Tinto, qui bénéficie d'une forte hydraulité, contrebalancé en partie par la fin du contrat de Silicium Québec le 30 juin 2018. » [nous soulignons]

(iii) Tableau B-2 : Comparaison de la prévision économique du Québec.

Demandes :

- 16.1 Veuillez préciser si l'impact prévu du programme de conversion à l'électricité sur les ventes en 2017 et 2018 sont établies sur la base de projets existants en cours de conversion, ou déjà convertis, ou plutôt sur l'hypothèse de projets de conversion conditionnels à l'approbation de ce programme par la Régie (référence (i)).
- 16.2 Veuillez quantifier (en GWh) l'impact que pourraient avoir la montée des barrières commerciales et la renégociation des ententes commerciales sur les ventes au tarif L et aux contrats spéciaux pour l'année de base et l'année témoin (référence (ii)).
- 16.3 Veuillez élaborer sur le degré de précision de la prévision relativement au client Rio Tinto et confirmer que la situation de l'hydraulité prévue pour 2018 correspond à un scénario d'hydraulité moyenne (référence (ii)).
- 16.4 La Régie constate que les anticipations du Distributeur concernant la croissance du PIB manufacturier du Québec, pour 2017 comme pour 2018 (référence (iii)), sont significativement supérieures à celles des autres prévisionnistes. Par ailleurs, en ce qui concerne la croissance du PIB tertiaire, la situation inverse se produit alors que les prévisions du Distributeur sont inférieures à celles de ces mêmes prévisionnistes. Pour ces deux indicateurs, veuillez expliquer les écarts entre les prévisions du Distributeur et celles des autres prévisionnistes.

APPROVISIONNEMENTS

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 6;
 - (ii) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0008](#), p. 18;
 - (iii) Dossier R-4012, pièce [B-0034](#), p. 6.

Préambule :

(i) « *Les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2017-2018 sont de 37 853 MW [...]* ».

(ii) Tableau 2A-6 : Prévion des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages.

Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2017-2018, le Distributeur prévoit, pour la pointe d'hiver 2017-2018, des besoins réguliers de 37 946 MW.

(iii) Demande tarifaire 2018 du Transporteur :

« La charge locale est constituée de l'ensemble des besoins de transport des clients du Distributeur, à l'exclusion des clients des réseaux autonomes. »

La prévision des besoins de transport pour la charge locale est de 37 778 MW pour l'année 2018. »

Demandes :

17.1 Veuillez concilier les valeurs de besoins à la pointe d'hiver des références (i), (ii) et (iii).

17.2 Veuillez confirmer que la prévision des besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2017-2018 (référence (i)) inclut la contribution des véhicules électriques de même que celle attribuable au programme de conversion à l'électricité. Veuillez également préciser l'impact respectif estimé de ces deux éléments aux besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018.

CHARGES D'EXPLOITATION

- 18. Références :** (i) Pièce [B-0064](#), p. 30, tableau R-3.1;
 (ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0027](#), p. 21, tableau A-1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau R-3.1, pour la période 2016 à 2018, les composantes des charges d'exploitation selon le modèle du MRI.

TABLEAU R-3.1 :
CHARGES D'EXPLOITATION
AVEC ET SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)

Description	Réel 2016	2017			2018		Variation 2018 vs D-2017-022	
		D-2017-022 ⁽¹⁾	Année de base avec ASC 715	Année de base sans ASC 715	Année témoin avec ASC 715	Année témoin sans ASC 715	avec ASC 715	sans ASC 715
							%	%
Activités de base du Distributeur	960,2	957,7	939,5	957,6	968,0	984,6	1,1%	2,8%
Facteurs Y (voir HOD-8, document 1, Annexe A)	198,4	209,8	293,4	185,7	336,2	227,4	60,2%	8,4%
Facteurs Z								
- Disposition du compte d'écart des pannes majeures CER pré-MRI					4,1	4,1		
- Coût de retraite	20,4	-30,2	-26,4	-13,7	-3,1	-15,9		
- Modifications à l'ASC 715			-77,8		78,4			
- Programme Conversion à l'électricité					0,3	0,3		
- PCGR des États-Unis	5,4							
Charges d'exploitation totales	1 184,4	1 137,3	1 128,7	1 129,6	1 383,9	1 200,5	21,7%	5,6%

⁽¹⁾ D-2017-022 reflétant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation, excluant l'impact des ajustements organisationnels.

- (ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau A-1, l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2017.

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

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

Demandes :

- 18.1 À titre illustratif, veuillez faire le calcul selon la formule paramétrique en vigueur dans le dossier tarifaire précédent (référence (ii)), pour l'établissement des charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2018 (avec ASC 715), en considérant comme point de départ:
- le montant reconnu par la Régie en 2017;
 - l'année de base 2017;
 - l'année historique 2016.
- 18.2 À titre illustratif, veuillez faire le calcul selon la formule paramétrique en vigueur dans le dossier tarifaire précédent (référence (ii)), pour l'établissement des charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2018 (sans ASC 715), en considérant comme point de départ:
- le montant reconnu par la Régie en 2017;
 - l'année de base 2017;
 - l'année historique 2016.

- 19. Références :** (i) Pièce [B-0026](#), p. 8 et 9;
(ii) Décision [D-2017-043](#), p. 35.

Préambule :

- (i) Pour l'année témoin 2018, le Distributeur applique :
- « un ajustement économique totalisant 11,3 M\$ (2,6 %) provenant des augmentations salariales, plus particulièrement de celles convenues aux conventions collectives ;
 - un ajustement lié à l'évolution de la main-d'oeuvre projetée pour un montant de 3,5 M\$ [estimé à 0,8 % par la Régie]; ».
- (ii) « [127] En conséquence, en ce qui a trait au facteur d'indexation des salaires, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur. À ce stade, elle propose plutôt comme indice la croissance moyenne historique calculée à partir de l'EERH² pour le Québec de Statistique Canada. Afin d'atténuer les effets dus à la volatilité, la Régie considère qu'il serait raisonnable d'utiliser à cet effet la moyenne mobile des trois dernières années se terminant le 31 mars de l'année tarifaire précédant celle pour laquelle de nouveaux tarifs doivent être fixés. La Régie réserve sa décision sur le choix de cet indice lors de la phase 3. »

Demande :

- 19.1 À titre illustratif, veuillez fournir l'indice de la croissance moyenne historique calculée à partir de l'EERH pour le Québec de Statistique Canada, en prenant l'hypothèse qu'il serait appliqué comme facteur d'indexation des salaires en 2018. Veuillez déposer le détail du calcul.

- 20. Références :** (i) Pièce [B-0014](#), p. 3, tableau 1;
(ii) Décision [D-2017-043](#), p. 36;
(iii) Décision [D-2017-043](#), p. 37.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1, les principaux paramètres économiques dont le taux d'inflation au Canada :

Année historique 2016 :	1,4 %;
D-2017-022 :	2,0 %;
Année de base 2017 :	1,8 %;
Année témoin 2018 :	2,0 %.

² Enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures de travail, pour le Québec, Statistique Canada.

(ii) « [129] Pour estimer la croissance des autres dépenses, la Régie retient comme indicateur l'IPC Québec³ tel que mesuré par Statistique Canada. »

(iii) « [136] Pour ces motifs, la Régie retient l'utilisation d'un taux historique aux fins du calcul du Facteur I pour la masse salariale et les autres charges. Pour ces autres charges, la Régie propose d'utiliser, à cet effet, la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, pour la période de 12 mois qui se termine le 31 mars de l'année tarifaire précédant celle pour laquelle de nouveaux tarifs doivent être fixés. La Régie réserve sa décision sur l'utilisation de cet indice lors de la phase 3.

[137] Enfin, en ce qui a trait à la pondération, la Régie retient la proposition du Distributeur à l'effet que le facteur de pondération entre l'inflation et le taux de croissance des salaires soit déterminé selon une méthode similaire à celle utilisée actuellement dans les demandes tarifaires aux fins du calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation, soit en fonction de la quote-part de la masse salariale, excluant la portion capitalisable, sur les charges totales couvertes par la formule paramétrique. »

Demandes :

- 20.1 À titre illustratif, veuillez fournir l'indice IPC Québec tel que mesuré par Statistique Canada, en prenant l'hypothèse qu'il serait appliqué comme facteur d'indexation des autres charges en 2018. Veuillez déposer le détail du calcul.
- 20.2 À titre illustratif, veuillez fournir le facteur d'évolution combiné des charges, en prenant l'hypothèse qu'il serait calculé à partir de l'indice de la croissance moyenne historique de l'EERH pour le Québec de Statistique Canada et l'indice IPC Québec tel que mesuré par Statistique Canada. Veuillez déposer le détail du calcul.

21. Référence : Pièce [B-0025](#), p. 9, tableau 3.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 3, l'évolution des facteurs Y pour les années 2016 à 2018, dont les charges reliées aux interventions en efficacité énergétique.

La Régie présente au tableau suivant l'évolution des charges reliées aux interventions en efficacité énergétique (dont le PGEÉ) de 2008 à 2018.

³ Indice des prix à la consommation, pour le Québec, Statistique Canada.

Charges reliées aux interventions en efficacité énergétique (dont le PGEÉ)

(en M\$)	<i>Année témoin (demandée)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2008	56,8	56,8		51,9	(4,9)	(8,6 %)
2009	67,8	67,8		51,3	(16,5)	(24,3 %)
2010	69,1	69,1		44,5	(24,6)	(35,6 %)
2011	57,2	57,2		32,0	(25,2)	(44,1 %)
2012	51,9	44,1	38,1	30,6	(21,3)	(41,0 %)
2013	35,0	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0	35,0	20,0	(15,0)	(42,9 %)
2016	35,1	30,1	29,5	16,5	(18,6)	(53,0 %)
2017	30,0	20,0	20,0		(10,0)	(33,3 %)
2018	25,0					

Sources : Pièce B-0025, p. 9; décision D-2017-022, p. 118; et dossier R-3980-2016, pièce B-0072, p. 46.

Demande :

21.1 Veuillez expliquer la hausse de 8,5 M\$ (51,5 %) entre l'année historique 2016 et l'année témoin 2018.

22. **Référence :** Pièce [B-0025](#), p. 20, annexe A.

Préambule :

Le Distributeur présente aux deux tableaux de l'annexe A, les composantes (avec ASC 715) pour l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 des facteurs Y suivants :

- Coût de retraite;
- Stratégie clientèle à faible revenu;
- Mauvaises créances;
- Interventions en efficacité énergétique;
- Végétation.

Demande :

22.1 Veuillez déposer pour les facteurs Y présentés en préambule, les composantes pour l'année historique 2016 et les montants reconnus et ajustés en 2017 (D-2017-022).

- 23. Références :** (i) Pièce [B-0042](#), p. 5;
(ii) Pièce [B-0025](#), p. 10.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3 :
RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU (M\$)

Description	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Rabais sur ventes - MFR	-12,3	-14,0	-12,7	-18,3

« [...] La hausse du rabais sur ventes pour l'année témoin 2018 s'explique par la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018 ainsi que par l'offre de l'entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu, comme expliqué aux pièces HQD-8, document 1 et HQD-14, document 1. »

(ii) « En 2016, 97 879 ententes de paiement destinées aux clients à faible revenu (incluant 46 768 personnalisées) ont été conclues, soit une légère hausse de près de 3 % comparativement à l'année 2015. Les ententes personnalisées poursuivent leur croissance mais à un rythme moins élevé que par le passé. Ce ralentissement de la croissance du nombre d'ententes reflète une stabilisation de la demande des clients pour ce type d'entente. Cette tendance se poursuit en 2017 et 2018. En effet, le nombre d'ententes personnalisées de l'année de base a été révisé à 48 000, soit une baisse de 3 000 ententes par rapport au nombre d'ententes initialement prévu pour 2017.

À la suite de l'intégration des mesures d'effacement graduel de la dette prévue à compter de l'été 2018, le nombre de radiations et les montants totaux radiés seront plus importants. Ainsi, le nombre d'ententes avec radiation passe de 22 280 pour l'année de base à 41 712 pour l'année témoin. Avec l'intégration des mesures d'effacement graduel de la dette, lors de chaque versement effectué par un client, celui-ci obtiendra une radiation partielle de sa dette et se verra accorder un rabais sur sa consommation courante du mois. Des radiations partielles seront donc accordées pour les ententes non respectées qui se terminent avant le terme de douze mois, contrairement à la méthode présentement en cours qui offre une radiation après chaque terme de douze mois si les modalités de l'entente sont respectées. Ceci résulte en un plus grand nombre de radiations d'une plus petite valeur. » [nous soulignons]

La Régie constate en référence (i) que le Distributeur prévoit une hausse de 30% (+4,3 M\$) de son budget de rabais sur ventes MFR entre le montant approuvé pour 2017 et celui de 2018. Il affirme par ailleurs en référence (ii) que les ententes personnalisées ont poursuivi leur croissance entre 2015 et 2016, mais à un rythme moins élevé que par le passé, et que cette tendance se poursuit en 2017 et en 2018.

Demande :

23.1 Veuillez expliquer la hausse de 30 % demandée pour le budget des rabais sur ventes MFR entre 2017 et 2018, malgré la diminution anticipée du rythme de croissance des ententes personnalisées pour ces années.

- 24. Références :** (i) Pièce [B-0025](#), p. 14;
(ii) Pièce [B-0025](#), p. 15.

Préambule :

(i) « *Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'au cours des années 2014 à 2016, il a procédé, en collaboration des associations de consommateurs, à un projet-pilote afin de tester les impacts que pourrait avoir la mise en place d'une entente pour clients non MFR fortement endettés envers Hydro-Québec.* » [Nous soulignons]

(ii) « *Sur la base de ces résultats, le Distributeur juge utile de développer une nouvelle entente pour les clients non MFR fortement endettés envers Hydro-Québec. Lorsqu'elle sera disponible, il souhaite ajouter cette entente à l'éventail des moyens de recouvrement à utiliser à la suite de l'analyse du dossier du client.* » [Nous soulignons]

Demande :

24.1 Quand le Distributeur prévoit-il commencer à offrir cette nouvelle entente? Veuillez expliquer, le cas échéant.

24.2 Veuillez quantifier l'impact de la mesure sur la DMC, et expliquer.

MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION

- 25. Références :**
- (i) Pièce [B-0025](#), p. 33;
 - (ii) Pièce [B-0025](#), p. 9;
 - (iii) Pièce [B-0026](#), p. 7;
 - (iv) Pièce [B-0009](#), p. 13.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur anticipe une hausse de l'ampleur des contrats attribués aux élagueurs à la suite de l'augmentation des activités de maîtrise de la végétation. Cette hausse nécessitera l'embauche de personnel pour s'assurer de la planification, de l'encadrement, de la détermination de la charge de travail et du contrôle des travaux. En effet, le Distributeur doit planifier et réaliser l'inventaire des travaux à soumettre avant que les entrepreneurs puissent honorer leurs engagements. Par la suite, le Distributeur doit s'assurer que le travail a été effectué conformément aux exigences techniques.*

Une augmentation progressive des activités est donc nécessaire afin d'assurer une augmentation de la capacité de réalisation des entrepreneurs, de limiter la pression sur les prix et de permettre l'habilitation de nouveaux employés spécialisés. L'augmentation de l'ampleur des contrats permettra au Distributeur d'augmenter considérablement le nombre d'unités réalisées en élagage, en déboisement et en abattage. »

(ii)

**TABLEAU 3 :
FACTEURS Y (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018	Variation 2018 vs D-2017-022
		D-2017-022	Année de base		
Coût de retraite	25,7	22,3	113,5	126,8	104,5
Stratégie pour la clientèle à faible revenu ¹	25,2	31,7	25,7	29,3	-2,4
Dépense de mauvaises créances ¹	66,5	68,3	67,1	71,0	2,7
Interventions en efficacité énergétique	16,5	20,0	20,0	25,0	5,0
Maîtrise de la végétation	64,5	67,5	67,1	84,1	16,6
Total - Facteurs Y	198,4	209,8	293,4	336,2	126,4

¹ D-2017-022 reflétant les modifications apportées à la présentation des données, comme indiqué à la section 2.2, page 11

(iii)

**TABLEAU 3 :
 VARIATIONS DE LA RUBRIQUE SALAIRE DE BASE**

VARIATIONS DES ETC	Année de base 2017 vs D-2017-022 (ajustée)		Année témoin 2018 vs Année de base 2017	
	ETC	M\$	ETC	M\$
Activités de base				
Activités liées au réseau de distribution	+ 6	+ 2,2	+ 88	+ 7,4
Activités liées aux services à la clientèle	+ 13	+ 2,3	- 7	+ 0,6
Autres	+ 26	+ 1,3	+ 37	+ 3,6
Variation des activités de base	+ 45	+ 5,8	+ 118	+ 11,6
Facteurs Y				
Maîtrise de la végétation	-	-	+ 30	+ 2,8
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	- 8	- 0,4	+ 7	+ 0,4
Interventions en efficacité énergétique	- 1	- 0,1	-	+ 0,1
Variation découlant des facteurs Y	- 9	- 0,5	+ 37	+ 3,3
Variation du salaire de base moyen		+ 2,3		+ 14,8
VARIATIONS TOTALES	+ 36	+ 7,6	+ 155	+ 29,7

(iv)

**TABLEAU 2 :
 INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR**

INDICATEURS		UNITÉ/MEASURE	2012	2013	2014	2015	2016	2016 juin	2017 juin
FIABILITÉ DU SERVICE									
Indice de continuité - Distribution									
Indice de continuité brut		minutes	291	474	159	195	338	191	124
Indice de continuité normalisé		minutes	120	126	120	143	143	62	71

La Régie note que pour la mise en application de son nouveau plan de maîtrise de la végétation dont il fait l'annonce en référence (i), le Distributeur demande en référence (ii) une augmentation de son budget de 16,6 M\$ entre le montant approuvé de 2017 et celui de l'année témoin 2018, soit une hausse de 25%. Le Distributeur prévoit d'autre part en référence (iii) ajouter 30 ETC pour la maîtrise de la végétation en 2018 par rapport à l'année de base 2017.

Demandes:

- 25.1 Combien d'ETC au total sont ou seront consacrés à la maîtrise de la végétation pour chacune des années suivantes : 2016, 2017 (D-2017-022), 2017 (année de base) et 2018.
- 25.2 Veuillez expliquer la nécessité de l'augmentation de 30 ETC des ressources consacrées à la maîtrise de la végétation en 2018 relativement à l'année de base 2017 pour planifier et superviser le nouveau plan d'action.
- 25.3 Veuillez expliquer le lien entre l'évolution des indices de continuité, brut et normalisé (référence iv), et la nécessité invoquée d'augmenter les ressources consacrées au programme de maîtrise de la végétation.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

- 26. Références :**
- (i) Pièce [B-0026](#), p. 6 et 7, tableaux 2 et 3;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 6;
 - (iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0145](#), p. 13;
 - (iv) Pièce [B-0038](#), p. 6, tableau 2.

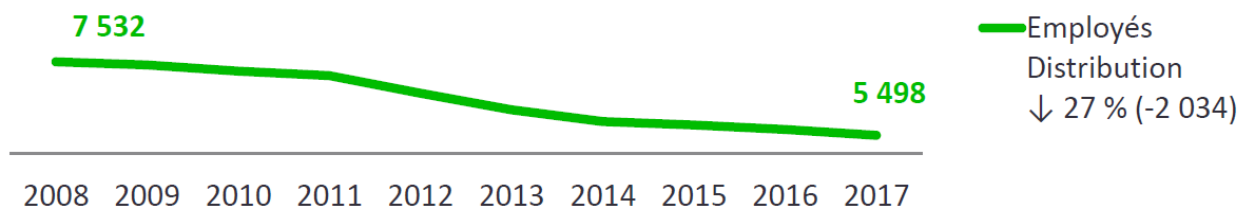
Préambule :

(i) Le Distributeur présente aux tableaux 2 et 3, l'évolution des postes en équivalent temps complet (ETC), soit une hausse de 191 ETC (36 ETC+ 155 ETC) en 2018 par rapport au nombre reconnu et ajusté en 2017.

(ii) « *Le nombre d'ETC a diminué de 1 620 (soit 23 %) sur la période 2011-2017, ce qui représente une baisse considérable. Cette diminution résulte des efforts d'efficience du Distributeur dans le contexte où il a su tirer profit d'un nombre important de départs à la retraite. Ces départs ont permis de diminuer le nombre d'employés liés aux fonctions de support.*

Toutefois, le Distributeur souligne que le maintien d'une telle tendance à la baisse de ses effectifs n'est pas soutenable pour les années à venir, ne serait-ce qu'en raison des besoins induits par la couverture du large territoire qu'il dessert. Il se doit en outre de maintenir les effectifs nécessaires au maintien de la fiabilité et de la qualité de son service, à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, de même qu'à son orientation de mieux répondre aux besoins de sa clientèle. »

(iii) Lors de l'audience relative au dossier tarifaire 2017, le Distributeur présente au graphique suivant, l'évolution des employés, soit une baisse de 27 % sur la période 2008-2017.



(iv) Le Distributeur présente au tableau 2, les gains associés au projet LAD, dont une réduction de 726 ETC sur la période de 2012 à 2017.

Demandes :

- 26.1 Veuillez déposer la mise à jour du graphique présenté à la référence (iii) sur la période 2008-2018. Veuillez indiquer le nombre d'employés (ETC) pour chacune des années.
- 26.2 Veuillez confirmer que la diminution de 1 620 ETC (soit -23 %) sur la période 2011-2017 (référence (ii)) tient compte d'une réduction de 726 ETC associée spécifiquement au projet LAD (référence (iv)). Veuillez indiquer si le solde de 894 ETC (soit une moyenne de -127 ETC/ année) découle de l'amélioration des processus et des opportunités reliées aux départs à la retraite. Veuillez élaborer.
- 26.3 Veuillez indiquer si des gains d'efficience découlant de l'amélioration des processus et des opportunités reliées aux départs à la retraite, sont pris en compte dans la hausse demandée de 191 ETC en 2018 par rapport au nombre reconnu et ajusté en 2017. Veuillez expliquer et quantifier.

27. Référence : Pièce [B-0026](#), p. 9.

Préambule :

Activités liées au réseau de distribution :

- *« une hausse de 88 ETC, principalement attribuable aux besoins croissants liés au réseau de distribution en lien avec la poursuite des priorités du Distributeur. Ces dernières touchent notamment à l'amélioration de la qualité et de la fiabilité du service ainsi qu'à l'offre d'un meilleur service aux clients. Cette poursuite des priorités se traduit par les actions suivantes:*
 - *une augmentation de 40 ETC afin d'améliorer le processus de réalisation de l'ingénierie. Avec cette amélioration, le Distributeur prévoit réduire son temps de cycle afin de mieux servir ses clients et de rendre son réseau plus rapidement opérationnel ;*
 - *une augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale. Le Distributeur souhaite ainsi faire évoluer, d'une part, le rôle d'opérateur dans le but d'obtenir une meilleure flexibilité dans ses opérations, et d'autre part, le rôle des cadres afin de leur donner l'imputabilité de proximité. Cette évolution permet au Distributeur de consolider les gains déjà réalisés en ordonnancement; » [nous soulignons]*

Demandes :

- 27.1 Veuillez préciser quels sont les « *besoins croissants liés au réseau de distribution en lien avec la poursuite des priorités du Distributeur* ».
- 27.2 Veuillez expliquer davantage l'augmentation de 40 ETC dont l'objectif est d'améliorer le processus de réalisation de l'ingénierie.
- 27.3 Veuillez expliquer davantage l'augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale.

- 28. Références :**
- (i) Pièce [B-0026](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 10;
 - (iii) Pièce [B-0026](#), p. 6.

Préambule :

- (i) Activités autres :
- « *une augmentation de 16 ETC affectée aux activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue du Distributeur. Ces activités visent l'évaluation et la révision des processus de travail, la consolidation des orientations, des stratégies et des objectifs d'affaires du Distributeur. Ces activités ont également pour objet la création de gains de productivité tout en favorisant à moyen et long termes le maintien du niveau des ETC et des coûts ;* »
- (ii) Activités autres :
- « *une hausse de 37 ETC expliquée principalement, d'une part, par la poursuite des activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue, et d'autre part, par la poursuite de la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage, qui sera atteinte à la fin de l'année 2018 ;* »
- (iii) « *Toutefois, le Distributeur souligne que le maintien d'une telle tendance à la baisse de ses effectifs n'est pas soutenable pour les années à venir, ne serait-ce qu'en raison des besoins induits par la couverture du large territoire qu'il dessert. Il se doit en outre de maintenir les effectifs nécessaires au maintien de la fiabilité et de la qualité de son service, à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, de même qu'à son orientation de mieux répondre aux besoins de sa clientèle.* »

Demandes :

- 28.1 Veuillez ventiler la hausse de 37 ETC (référence (ii)) provenant d'une part des activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue, et d'autre part, des activités de mesurage.

28.2 D'une part, le Distributeur prévoit augmenter ses effectifs de 16 ETC et d'une partie des 37 ETC en 2018 par rapport au nombre reconnu en 2017 ayant pour but notamment de créer des gains de productivité, et d'autre part, le Distributeur souligne que la tendance à la baisse de ses effectifs n'est pas souhaitable. Veuillez justifier l'augmentation de 16 ETC et d'une partie des 37 ETC affectée aux activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue du Distributeur.

- 29. Références :**
- (i) Pièce [B-0026](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 10;
 - (iii) Pièce [B-0038](#), p. 10.

Préambule :

- (i) Activités autres liées au mesurage :
 - *« une augmentation de 16 ETC afin de débiter la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage. À la suite de la fin du projet LAD, un diagnostic a été nécessaire afin d'établir la structure optimale en termes d'effectifs pour la réalisation de ces activités ; »*
- (ii) Activités autres :
 - *« une hausse de 37 ETC expliquée principalement, d'une part, par la poursuite des activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue, et d'autre part, par la poursuite de la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage, qui sera atteinte à la fin de l'année 2018 ; »*
- (iii) Le Distributeur présente le suivi des ETC à relocaliser suite à la fin du projet LAD, soit 62 ETC en 2017 (D-2017-022) :
 - Nécessité de conserver 12 ETC en recouvrement commercial pour les interruptions de service;
 - Réduction de 20 ETC prévue vers la fin de l'année 2018, à la suite des départs à la retraite;
 - 2 ETC seront toujours à relocaliser à la fin 2018, advenant une décision favorable de la Régie dans le dossier R-3964-2016⁴. Dans le cas contraire, ces 25 employés sont nécessaires au processus de relève et il n'y a plus lieu de relocaliser.

Demandes :

29.1 Veuillez justifier l'augmentation de 16 ETC et d'une partie des 37 ETC en 2018 par rapport au nombre reconnu en 2017 ayant pour but de poursuivre la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage, alors qu'il y a 45 ETC à relocaliser suite à la fin du projet LAD.

⁴ Selon le Distributeur, la décision de la Régie est attendue à l'automne 2017.

29.2 Veuillez confirmer que la masse salariale des 45 ETC à relocaliser sont inclus dans le coût de service de l'année témoin 2018. Si oui, veuillez quantifier, par composante. Sinon, veuillez expliquer.

AUTRES CHARGES DIRECTES

- 30. Références :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p. 5, tableau 1;
 - (ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 61, tableau R-25.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des autres charges directes pour les années 2016 à 2018. Les autres charges directes incluent notamment la rubrique « Services professionnels et autres » :

Année historique 2016 :	78,6 M\$;
D-2017-022 :	73,8 M\$;
Année de base 2017 :	81,8 M\$;
Année témoin 2018 :	93,6 M\$.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-25.1 l'évolution des charges liées aux « Services professionnels et autres » de 2011 à 2017, en fournissant :

- les activités de base;
- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (Facteurs Y et Z en 2018);
- le détail par composante des éléments spécifiques (Facteurs Y et Z en 2018);

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

Demandes :

- 30.1 Veuillez expliquer la hausse de 19,8 M\$ (26,8 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017.
- 30.2 Veuillez expliquer la hausse de 15,0 M\$ (19,1 %) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.
- 30.3 Veuillez compléter le tableau R-25.1 (référence (ii)) pour les charges liées aux « Services professionnels et autres » ainsi que les soldes des comptes d'écarts y afférent, de 2012 à 2018, et expliquer les écarts importants.

31. Référence : Pièce [B-0027](#), p. 6.

Préambule :

« Le Distributeur constate qu'annuellement, une portion de ses activités de base est composée de dossiers de nature non récurrente qui expliquent les variations à la hausse ou à la baisse de cette rubrique. Il considère donc que l'examen de la moyenne historique indexée des cinq dernières années des autres activités de base permet d'apprécier de façon globale les coûts prévus pour 2018.

Ainsi, les coûts relatifs aux autres activités de base ont été déterminés en fonction des besoins spécifiques prévus pour l'année témoin 2018 et s'établissent à 248,0 M\$, soit un niveau inférieur à la moyenne historique indexée des cinq dernières années de 255,2 M\$, et ce, malgré des besoins additionnels de 1,8 M\$ découlant du développement de nouveaux marchés et de la croissance des ventes. » [nous soulignons]

Demande :

31.1 Veuillez indiquer pour chacune des années le montant des activités de base qui donne une moyenne historique indexée des cinq dernières années est de 255,2 M\$.

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

32. Références : (i) Pièce [B-0064](#), p. 36, tableau R-5.1-A;
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 64, tableau R-26.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-5.1-A (avec et sans l'impact des modifications à l'ASC 715), le sommaire des charges de services partagés pour les années 2016 à 2018, dont les charges liées à la « Vice-présidence-Technologies de l'information et des communications (VPTIC) ».

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-26.1 l'évolution des charges liées à la VPTIC de 2011 à 2017, en fournissant :

- les activités de base;
- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (Facteurs Y et Z en 2018);
- le détail par composante des éléments spécifiques (Facteurs Y et Z en 2018);

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

Demande :

32.1 Veuillez mettre à jour et déposer le tableau R-26.1 (référence (ii)) pour les charges liées à la VPTIC (avec et sans ASC 715), de 2012 à 2018, et expliquer les écarts importants.

- 33. Références :**
- (i) Pièce [B-0064](#), p. 36 et 37;
 - (ii) Pièce [B-0021](#), p. 11;
 - (iii) Pièce [B-0064](#), p. 28.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-5.1-A (avec et sans ASC 715), le sommaire des charges de services partagés pour les années 2016 à 2018, dont les rubriques suivantes :

- Variation du coût de retraite non réparti par produits;
- Variation du coût des autres régimes non réparti par produits.

« Le Distributeur tient à préciser que les impacts liés aux modifications à l'ASC 715 par fournisseurs et par produits et services ont été reflétés exclusivement dans l'année témoin 2018.

En effet, pour l'année de base 2017, les coûts des produits et services des fournisseurs internes ont été établis avant les modifications à l'ASC 715, soit au printemps 2016 conformément au processus d'établissement de la facturation interne. Ainsi, dans le tableau 2 mentionné en préambule, le Distributeur a présenté les impacts des modifications aux rubriques Variation du coût de retraite non réparti par produits et Variation du coût des autres régimes non réparti par produits.

Quant à l'année témoin 2018, les coûts des produits et services des fournisseurs internes ont été établis au printemps 2017 selon les modifications à l'ASC 715. Si la Régie devait refuser la demande du Distributeur, les ajustements seraient portés exclusivement aux rubriques Variation du coût de retraite non réparti par produits et Variation du coût des autres régimes non réparti par produits puisque les grilles tarifaires des fournisseurs internes ne seraient pas révisées. »
[nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente aux tableaux 8 et 9, le coût de retraite du Distributeur pour les années 2016 à 2018, dont la rubrique « Charges de services partagés ».

(iii) Le Distributeur présente au tableau R-2.1-F, le coût de retraite du Distributeur sans les modifications à l'ASC 715 pour les années 2017 et 2018, dont la rubrique « Charges de services partagés ».

À partir des données présentées aux références (i) à (iii), la Régie a préparé le tableau suivant :

Charges de services partagés (en M\$)	Coût de retraite (CR)			Variation du CR non réparti par produits
	Facteur Y	CER Pré-MRI	Total	
Année historique 2016	7,8	4,3	12,1	-14,2
D-2017-022 (sans ASC 715)	7,0	-4,3	2,7	-0,8
D-2017-022 (avec ASC 715)	41,6	-4,3	37,3	
Année de base 2017 (sans ASC 715)	2,0	0,7	2,7	-5,8
Année de base 2017 (avec ASC 715)	39,6	-2,3	37,3	31,8
Année témoin 2018 (sans ASC 715)	7,2	-5,0	2,2	-43,8
Année témoin 2018 (avec ASC 715)	50,8	-2,0	48,8	0,0

Demandes :

- 33.1 Veuillez expliquer le traitement comptable du coût de retraite et du coût des autres régimes répartis par produits et non répartis par produits dont les résultantes sont présentées aux rubriques suivantes :
- Variation du coût de retraite non réparti par produits;
 - Variation du coût des autres régimes non réparti par produits.
- et faire le lien avec « *le processus d'établissement de la facturation interne* » et les « *grilles tarifaires des fournisseurs internes* ».
- 33.2 Veuillez confirmer les données présentées au tableau préparé par le Régie. Sinon, veuillez déposer un tableau révisé.
- 33.3 Veuillez expliquer l'écart entre le coût de retraite courant (facteur Y) et la variation du coût de retraite non réparti par produits, pour chacune des années 2016 à 2018 (sans et avec ASC 715).
- 33.4 Veuillez confirmer que la variation du coût de retraite non réparti par produits de l'année de base 2017 (+31,8 M\$) et celle de l'année témoin 2018 (-43,8 M\$) représentent principalement l'impact total de l'ASC 715 non réparti par produits. Veuillez expliquer la nature comptable du montant débiteur (+31,8 M\$) et du montant créditeur (-43,8 M\$).

COÛTS CAPITALISÉS

34. Référence : Pièce [B-0030](#), p. 5 et 6.

Préambule :

« Les prestations de travail liées aux activités de base s'établissent à 271,7 M\$ pour l'année de base 2017, en hausse de 17,8 M\$ par rapport au montant reconnu, redressé des ajustements organisationnels.

Cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

- *une augmentation de la capacité de réalisation des métiers-lignes due,*
 - *d'une part, à l'augmentation des heures productives par employé découlant du rajeunissement de la main-d'oeuvre (par exemple, moins de vacances ou d'absences pour des raisons médicales) et,*
 - *d'autre part, à l'augmentation du temps supplémentaire découlant principalement des difficultés d'intégration des nouveaux employés métiers-lignes dans les équipes régulières;*

- *une augmentation du volume de compteurs installés dans les lieux difficiles d'accès ainsi qu'une proportion plus grande que prévue de compteurs visant la clientèle d'affaires par rapport aux compteurs pour les clients résidentiels, ce qui a un impact à la hausse sur le temps d'installation des compteurs ;*

- *une augmentation du volume de compteurs neufs installés par rapport aux compteurs récupérés. En effet, le Distributeur avait prévu utiliser une proportion plus élevée de compteurs récupérés mais leur indisponibilité ne permet pas au Distributeur d'appliquer cette stratégie. Le Distributeur rappelle que l'installation d'un compteur neuf est constatée aux investissements alors que celle d'un compteur récupéré est constatée aux charges d'exploitation. » [nous soulignons]*

Demandes :

- 34.1 Veuillez quantifier l'écart de 17,8 M\$ pour chacune des composantes présentées en préambule.
- 34.2 Veuillez indiquer le nombre total de compteurs installés dans les lieux difficiles. Veuillez indiquer le volume reconnu en 2017, celui de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018. Veuillez quantifier et expliquer les écarts en volume et en M\$ par rapport à la décision D-2017-022.

34.3 Veuillez quantifier la proportion plus grande entre le nombre de compteurs installés visant la clientèle d'affaires et les compteurs pour les clients résidentiels. Veuillez indiquer le volume reconnu en 2017 et celui de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018 pour les compteurs visant la clientèle d'affaires et ceux des clients résidentiels. Veuillez quantifier et expliquer les écarts en volume et en M\$ par rapport à la décision D-2017-022.

34.4 Veuillez indiquer le volume de compteurs neufs installés et les compteurs récupérés pour ceux reconnus en 2017, l'année de base 2017 et l'année témoin 2018. Veuillez quantifier et expliquer les écarts en volume et en M\$ par rapport à la décision D-2017-022.

- 35. Références :** (i) Pièce [B-0064](#), p. 43, tableau R-7.2;
 (ii) Pièce [B-0030](#), p. 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-7.2, l'évolution des coûts capitalisés 2012-2018. Voici un extrait :

Description	2015			2016			2017			2018	
	D-2015-018 ajustée des réorg.	Réel	Écart	D-2016-033 ajustée des réorg.	Réel	Écart	D-2017-022 ajustée des réorg.	Année de base avec ASC 715	Année de base sans ASC 715	Année témoin avec ASC 715	Année témoin sans ASC 715
Prestations de travail	(282,3)	(297,5)	15,2	(268,8)	(295,9)	27,1	(257,7)	(280,2)	(280,3)	(328,1)	(275,8)
Activités de base	(259,3)	(274,5)	15,2	(251,0)	(278,4)	27,4	(253,9)	(271,7)	(276,3)	(270,2)	(275,4)
Facteurs Y (voir document HQD-8, document 1, annexe A)	(23,0)	(23,0)	-	(17,8)	(6,8)	(11,0)	(5,9)	(29,2)	(1,3)	(39,1)	(5,2)
CER pré-MR ¹											
Coût de retraite					(10,7)	10,7	2,1	0,7	(2,7)	1,4	4,8
Modification à l'ASC 715								20,0	-	(20,2)	-
Gestion de matériel	(45,3)	(39,5)	(5,8)	(43,9)	(38,8)	(5,1)	(43,6)	(44,1)	(44,1)	(44,3)	(44,3)
Coûts capitalisés	(327,6)	(337,0)	9,4	(312,7)	(334,7)	22,0	(301,3)	(324,3)	(324,4)	(372,4)	(320,1)

¹Présentation non retraitée pour les données antérieures au réel 2016

(ii) Le Distributeur explique qu'« en 2016, le niveau plus élevé des prestations de travail par rapport à celui reconnu s'explique par l'installation plus complexe que prévue de compteurs communicants dans le cadre de la fin du déploiement du projet LAD ».

Demandes :

35.1 Veuillez expliquer pourquoi le niveau des prestations de travail en 2016, plus élevé par rapport à celui reconnu en 2016 (soit une hausse de 27,4 M\$), a été maintenu dans les prévisions de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018, principalement attribuable à l'installation plus complexe que prévue de compteurs communicants dans le cadre de la fin du déploiement du projet LAD.

35.2 Veuillez indiquer la date de la fin de l'installation des compteurs communicants dans le cadre du déploiement du projet LAD.

AUTRES CHARGES

- 36. Références :**
- (i) Pièce [B-0031](#), p. 5;
 - (ii) Pièce, [B-0031](#), p. 7;
 - (iii) *Short Term Energy Outlook, September 12, 2017*
 (U.S. Energy Information Administration)⁵.

Préambule :

(i)

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

Description	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Achats de combustible ¹	69,5	86,5	86,5	94,8
Achats de combustible	77,1	86,2	83,3	97,2
Compte d'écarts 2014	-1,7			
Compte d'écarts 2015	-5,7	0,6	0,6	
Compte d'écarts 2016	-0,2	-0,3	-0,3	0,5
Compte d'écarts 2017			2,9	-2,9

(ii)

**TABLEAU 3 :
 COMPARAISON DES PRIX DU BARIL DE PÉTROLE WTI**

	WTI en \$US/baril
Année historique 2016	
Prix moyen observé en 2016	43,33
Année 2017 (D-2017-022)	
Prévision de l'EIA*	50,00
Année de base 2017	
Prévision de l'EIA**	49,99
Année témoin 2018	
Prévision de l'EIA**	59,83

* Annual Energy Outlook 2016 - Mai 2016

** Annual Energy Outlook 2017 - Janvier 2017

⁵ <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>

(iii) « *Forecast Highlights*
Global liquid fuels

North Sea Brent crude oil spot prices averaged \$52 per barrel (b) in August. EIA forecasts Brent spot prices to average \$51/b in 2017 and \$52/b in 2018. West Texas Intermediate (WTI) average crude oil prices are forecast to be about \$2/b lower than Brent prices in both 2017 and 2018. [...] » [Nous soulignons]

La Régie note que :

- Comme l'indique le tableau 3 en référence (ii), la prévision du montant des achats de combustibles du Distributeur en référence (i) est basée sur un prix du pétrole WTI de 49,99 US\$/baril pour l'année de base 2017, et de 59,83 US\$/baril pour l'année témoin 2018 (*Annual Energy Outlook, U.S. Energy Information Administration (EIA)*, janvier 2017).
- Dans son *Short Term Energy Outlook* de septembre 2017 en référence (iii), l'EIA a révisé sa prévision des prix du pétrole WTI à 49 US\$/baril pour 2017 et 50 US\$/baril pour 2018.
- Pour l'année témoin 2018, la prévision de l'EIA a donc été abaissée de près de 10 US\$/baril.

Demande :

36.1 Veuillez déposer une mise-à-jour des tableaux 1, 2 et 3 de la demande du Distributeur (Autres charges, [B-0031](#)) qui tient compte de la révision de la prévision des prix du pétrole WTI faite par l'EIA, telle que publiée dans son *Short Term Energy Outlook* de septembre 2017.

37. Référence : Pièce [B-0031](#), p. 8 et 9.

Préambule :

« Afin de permettre l'appréciation des montants prévus à titre d'amortissement, le Distributeur présente au tableau 4 les actifs mis en service des années 2016 à 2018, et au tableau 5, la composition de la charge d'amortissement de l'année de base et l'année témoin, excluant le compte de nivellement pour aléas climatiques. »

**TABLEAU 4 :
 ACTIFS MIS EN SERVICE – 2016-2018 (M\$)**

	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Immobilisations en exploitation	621,1	586,3	659,0	634,7
Contrat de location-acquisition	4,9	17,9	10,1	8,1
Actifs incorporels en exploitation	24,9	16,8	13,2	43,9
Autres actifs	272,0	120,2	90,4	287,1
Interventions en efficacité énergétique	50,3	85,0	65,0	85,0
Programme Conversion à l'électricité			10,2	40,8
Contributions à des projets de raccordement	215,5	30,3	7,5	159,1
Autres actifs réglementaires	6,2	4,9	7,6	2,2
Total - MES	922,8	741,2	772,6	973,8

**TABLEAU 5 :
 COMPOSANTES DE LA CHARGE D'AMORTISSEMENT (M\$)**

	Année de base 2017	Année témoin 2018
Amortissement provenant des immobilisations en exploitation au 31 décembre 2016	736,2	650,5
Amortissement provenant des MES 2017	9,6	36,4
Immobilisations en exploitation	8,6	23,8
Contrat de location-acquisition	0,1	0,5
Actifs incorporels en exploitation	0,9	3,0
Autres actifs		9,1
Interventions en efficacité énergétique		6,5
Programme Conversion à l'électricité		1,0
Contributions à des projets de raccordement		0,1
Autres actifs réglementaires		1,5
Amortissement provenant des MES 2018		8,8
Immobilisations en exploitation		7,6
Contrat de location-acquisition		0,1
Actifs incorporels en exploitation		1,1
Autres actifs		
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	13,0	13,0
Total	758,9	708,7

Demandes :

- 37.1 Veuillez expliquer les écarts des actifs mis en service (tableau 4), par composantes :
- Entre l'année témoin 2018 et les mises en service reconnus en 2017;
 - Entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.
- 37.2 Veuillez compléter le tableau 5, en fournissant les composantes de la charge d'amortissement de l'année historique 2016 et celles reconnues en 2017.
- 37.3 Veuillez expliquer l'établissement du montant d'« Amortissement provenant des immobilisations en exploitation au 31 décembre 2016 » établi à 736,2 M\$ pour l'année de

base 2017 et à 650,5 M\$ pour l'année témoin 2018 (tableau 5). Veuillez expliquer la baisse de 85,7 M\$.

37.4 Veuillez indiquer le taux moyen d'amortissement pour les rubriques suivantes :

- Immobilisation en exploitation;
- Actifs incorporels;
- Interventions en efficacité énergétique;
- Autres actifs.

38. **Références :** (i) Pièce [B-0031](#), p. 11, tableau 6;
 (ii) Pièce [B-0031](#), p. 9.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 6, le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs par catégories d'actifs sur la période 2016 à 2018.

**TABLEAU 6 :
 DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (M\$)**

	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Corroborations	1,5	5,0	5,0	6,0
<i>Poteaux</i>	-	-	-	-
<i>Conducteurs</i>	0,2	-	0,5	0,5
<i>Câbles</i>	-	4,0	2,0	3,0
<i>Transformateurs</i>	0,1	-	0,5	0,5
<i>Autres</i>	1,2	1,0	2,0	2,0
Appareils de mesure et autres	6,4	8,0	8,0	7,0
<i>Appareils de mesure</i>	3,3	4,5	4,5	4,5
<i>Revenus provenant de la vente d'actifs</i>	(6,8)	(6,0)	(6,0)	(6,0)
<i>Projets abandonnés et autres</i>	9,9	9,5	9,5	8,5
Total	7,9	13,0	13,0	13,0

(ii) « Coûts nets liés aux sorties d'actifs :

La prévision s'apparente à la moyenne historique des cinq dernières années, excluant le projet LAD. Le Distributeur tient à souligner que depuis 2012, il a revu à la baisse la prévision de ses retraits de 17,8 M\$ (excluant les retraits des actifs incorporels), soit une baisse de 57 % par rapport au montant autorisé de 2012. » [nous soulignons]

Demande :

38.1 Veuillez fournir la moyenne historique des cinq dernières années par catégories d'actifs, excluant le projet LAD, en déposant un tableau selon le même format que celui présenté à la référence (i), sur la période 2012 et 2016. Veuillez expliquer les écarts importants.

BASE DE TARIFICATION

39. Référence : Pièce [B-0033](#).

Préambule :

Le Distributeur présente aux tableaux 1 à 8, le détail de la base de tarification pour les années 2016 à 2018.

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

Base de tarification

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2016</i> <i>(réel)</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i> <i>ajustée</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Différence 2018</i> <i>(D-2017-022)</i>		<i>Différence AB 2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	
Immobilisations en exploitation	9 143 453	9 256 098	9 245 352	9 405 269	149 171	1,6 %	(10 746)	(0,1 %)
Contrat de location-acquisition	34 531	40 193	37 033	44 969	4 776	11,9 %	(3 160)	(7,9 %)
Actifs incorporels en exploitation								
Logiciels	162 392	102 383	93 924	52 314	(50 069)	(48,9 %)	(8 459)	(8,3 %)
Autres actifs incorporels	34 647	35 872	38 454	38 735	2 863	8,0 %	2 582	7,2 %
Total	197 039	138 255	132 378	91 049	(47 206)	34,1 %	(5 877)	(4,3 %)
Autres actifs								
Interventions en efficacité énergétique (anc. PGEÉ)	652 577	584 235	558 028	488 968	(95 267)	(16,3 %)	(26 207)	(4,5 %)
Programmes et activités de TEQ (anc. BEIÉ)	67 974	52 545	52 545	37 115	(15 430)	(29,4 %)	0	0,0 %
Programmes Conversion à l'électricité	0	0	784	12 818	12 818		784	
Contributions à des projets de raccordement	373 241	407 247	411 418	416 216	8 969	2,2 %	4 171	1,0 %
Autres actifs réglementaires	6 846	9 569	7 343	11 353	1 784	18,6 %	(2 226)	(23,3 %)
Remboursement gouvernemental	23 270	23 269	23 269	23 269	0	0,0 %	0	0,0 %
Total	1 123 908	1 076 865	1 053 387	989 739	(87 126)	8,1 %	(23 478)	(2,2 %)
Fonds de roulement								
Encaisse	139 849	105 333	126 979	155 985	50 652	48,1 %	21 646	20,6 %
Matériaux, combustibles et fournitures	132 864	130 998	117 969	123 164	(7 834)	(6,0 %)	(13 029)	(9,9 %)
Total	272 713	236 331	244 948	279 149	42 818	18,1 %	8 617	3,6 %
Total	10 771 644	10 747 742	10 713 098	10 810 175	62 433	0,6 %	(34 644)	(0,3 %)

Source : Pièce B-0033.

Demande :

39.1 Veuillez expliquer les écarts de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017, pour les rubriques suivantes :

- Immobilisations en exploitation : +149,2 M\$;
- Logiciels : -50,1 M\$;
- Interventions en efficacité énergétique : -95,3 M\$;
- Encaisse réglementaire : +50,7 M\$.

- 40. Références :** (i) Pièce [B-0034](#), p. 14, tableau 8;
(ii) Dossier R-4012-2017, pièce [B-0023](#), p.18 à 20.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 8, les moyennes des 13 soldes des bases de tarification des années 2012 à 2017. Voici un extrait :

Base de tarification (moyenne des 13 soldes)

(en M\$)	Réelle	Demandée	Autorisée	Écart
2012	9 895,7	10 063,0	10 063,0	-167,3
2013	10 138,8	10 280,0	10 280,0	-141,2
2014	10 550,5	10 668,5	10 568,5 ²	-18,0
2015	10 590,2	10 688,8	10 688,8	-98,6
2016	10 771,6	10 619,6	10 519,6 ³	+252,0
2017	10 713,1 ¹	10 747,7	10 747,7	-34,6

Note 1 : Année de base 2017 (4 mois réels et 8 mois projetés).

Note 2 : Incluant une réduction de 100 M\$ demandée par la Régie (D-2014-037).

Note 3 : Incluant une réduction de 100 M\$ demandée par la Régie (D-2016-033).

- (ii) En 2017, le Transporteur poursuit ces actions et instaure de nouvelles mesures qui contribueront à la réalisation des mises en services et à l'amélioration de la prévision. Il applique « un facteur de glissement » de -20 % pour l'année témoin 2018 comparativement à celui de -29 % pour l'année témoin 2017.

Demandes :

- 40.1 Veuillez indiquer les mesures du Distributeur pour améliorer la prévision des mises en service et leur date de mise en service.
- 40.2 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur d'introduire « un facteur de glissement », tel qu'appliqué par le Transporteur. Veuillez élaborer.

COMPTE D'ÉCARTS – ÉVÈNEMENTS IMPRÉVISIBLES EN RÉSEAUX AUTONOMES

41. Référence : Pièce [B-0040](#), p. 18 et 19.

Préambule :

« Le Distributeur ne demande l'intégration d'aucun coût lié au déversement accidentel d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules dans les revenus requis de 2018 considérant qu'il est toujours prématuré d'introduire ce sujet au présent dossier tarifaire.

En effet, le Distributeur juge approprié d'attendre la fin des travaux avant de présenter sa demande de disposition des coûts liés à cet événement. Une fois les travaux complétés, le Distributeur sera en mesure de préciser le montant final lié au déversement accidentel dans le port de Cap-aux-Meules. De plus, le Distributeur n'a toujours déterminé si des recours judiciaires seront intentés contre des tiers pouvant avoir une part de responsabilité.

Le tableau 9 présente l'évolution du compte d'écart relatif aux événements imprévisibles en réseaux autonomes. À ce jour, les coûts totaux liés au déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules sont estimés à 32,1 M\$ auxquels s'ajoutent des intérêts de 1,0 M\$. Par conséquent, le solde du compte d'écart totalise 23,3 M\$, net du montant de 9,8 M\$ refusé par la Régie. » [nous soulignons]

Demandes :

- 41.1 La Régie note au tableau 9, aucune charge d'exploitation inscrite dans le compte d'écart pour les années 2017 et 2018. Veuillez indiquer vers quelle date le Distributeur prévoit compléter les travaux. Veuillez expliquer.
- 41.2 Veuillez indiquer vers quelle date le Distributeur prévoit avoir déterminé si des recours judiciaires seront intentés contre des tiers pouvant avoir une part de responsabilité. Veuillez expliquer.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

- 42. Références :**
- (i) Pièce [B-0041](#), pages 6 à 14;
 - (ii) Pièce [B-0041](#), p.23;
 - (iii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-7, doc.3](#), p.8;
 - (iv) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0116](#), p.30;
 - (v) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p.92;
 - (vi) Décision [D-2014-037](#), pages 129-230.

Préambule :

- (i) Tableau 1 : Résultats anticipés pour 2017

**TABLEAU 1 :
 RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2017⁽¹⁾**

Programmes et activités du Distributeur	D-2017-022		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance
	(M\$)	(GWh)	(M\$)	(GWh)	(M\$)	(GWh)
<i>Efficacité énergétique</i>						
Marché Résidentiel	17	138	18	138	1	-
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	22	151	23	143	1	(9)
Marché Affaires - Industriel	18	135	15	144	(3)	9
Réseaux autonomes	9	8	9	8	0	-
Innovations technologiques et commerciales	8	1	7	1	(1)	-
Activités communes	6	-	5	-	(0)	-
Total - Efficacité énergétique - M\$ et GWh	80	433	78	433	(2)	(0)
<i>Gestion de la demande en puissance</i>						
	(M\$)	(MW)	(M\$)	(MW)	(M\$)	(MW)
Marché Résidentiel	25	86	6	16	(19)	(70)
Marché Affaires	1	165	1	238	0	73
Total - Gestion de la demande en puissance - M\$ et MW²	25	251³	7	253	(18)	3
TOTAL - Interventions du Distributeur - M\$	105		85		(20)	

Tableau 2 : Répartition du budget 2018

**TABLEAU 2 :
 RÉPARTITION DU BUDGET 2018**

	M \$
Marché Résidentiel	18
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	24
Marché Affaires - Industriel	17
Gestion de la demande en puissance	27
Réseaux autonomes	9
Innovations technologiques et commerciales	8
Activités communes	7
	110

Tableau 3 : Budgets et objectifs 2018 – Marché résidentiel

**TABLEAU 3 :
 BUDGETS ET OBJECTIFS 2018 – MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

	2018	
	M \$	GWh
Marché Résidentiel		
Initiatives Mieux consommer	18	153
Offre Ménages à faible revenu	8	5
	25	158

Tableau 4 : Budgets et objectifs 2018 – Marchés Affaires

**TABLEAU 4 :
 BUDGETS ET OBJECTIFS 2018 – MARCHÉ AFFAIRES**

	2018	
	M \$	GWh
Marché Affaires		
Commercial et institutionnel	24	154
OIEÉB	21	142
Produits efficaces	3	12
Industriel	17	139
OIEÉSI - Petites et moyennes entreprises	9	53
OIEÉSI - Grandes industries	8	86
	41	293

Aux pages 11 à 13, le Distributeur présente ses activités en Gestion de la demande de puissance (GDP).

Aux pages 13 et 14, le Distributeur présente les activités du LTÉ en efficacité énergétique pour un total de 8 M\$ sous la rubrique « Innovations technologiques et commerciales ». Il mentionne notamment des projets-pilotes de charges interruptibles.

(ii) Tableau A-1 Budgets annuels en M\$ des interventions en efficacité énergétique

BUDGETS ANNUELS (M\$)⁽¹⁾

Programmes et activités du Distributeur	Budget Investissements		Budget Charges		Budget Total	
	2017A	2018	2017A	2018	2017A	2018
Efficacité énergétique						
Marché Résidentiel						
Initiatives Mieux Consommer	5	5	6	6	11	10
Offre Ménages à faible revenu	7	7	0	0	7	8
Sous-total marché Résidentiel	12	12	6	6	18	18

(iii) En page 8, on peut lire « Éclairage Résidentiel (+51 GWh) : *Le Distributeur a comptabilisé des économies reliées 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\$);* ». [nous soulignons]

En page 9, on peut lire « Innovation technologiques et commerciales (-1 M\$) : *Moins de projets de recherche ont été réalisés et aucun projet n'a reçu un appui financier en 2016, d'où des coûts moindres que prévu ;* ».

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

Les activités d'évaluation se poursuivent avec le programme Sensibilisation intégrée, les initiatives destinées aux bâtiments et le programme piscines, entre autres. Le Distributeur se penche aussi sur l'évaluation de l'influence de ses programmes sur la transformation du marché de certains produits⁶. » [nous soulignons]

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

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

⁶ Pièce [B-0072](#), p.92

(v) Dans la ventilation du budget 2017 réclamé pour la gestion des charges interruptibles entre les applications *Chauffe-eau* et *Chauffage central résidentiel*, le Distributeur indique :

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

(vi) La Régie écrit, à propos des activités liées aux innovation technologiques et commerciales : « [486] *La Régie réitère que ces activités représentent une plateforme d'échange pour le développement de nouvelles idées et que le Distributeur dispose de suffisamment de flexibilité à l'intérieur du PGEÉ pour consacrer plus de ressources aux programmes IDÉE et PISTE si des idées jugées prometteuses ou si la manière de les déployer devaient être évaluées en conditions réelles.* »

Demandes :

- 42.1 Veuillez clarifier si le budget consacré au marché résidentiel est de 18 M\$, tel qu'il apparaît en référence (ii) et aux tableaux 1 et 2 de la référence (i) ou de 25 M\$, tel qu'il apparaît au tableau 3 de la référence (i).
- 42.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie que le budget de 18 M\$ consacré au *Initiatives Mieux consommer* marché résidentiel est entièrement consacré à des activités de promotion et/ou de sensibilisation.
- 42.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur établit que l'impact du budget de 18 M\$ présenté au tableau 3 est de 153 GWh. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur les méthodes de suivi interne de telles activités par le Distributeur par rapport à celui de programmes de déploiement de produits, projets ou interventions auprès de clients.
- 42.4 Veuillez indiquer quelle part des budgets de 24 M\$ pour le Marché Commercial/institutionnel et de 17 M\$ pour le Marché industriel, tels qu'ils apparaissent au tableau 4 de la référence (i), est consacrée à des activités de promotion/sensibilisation.
- 42.5 Veuillez présenter le programme *Sensibilisation intégrée* dont il est fait mention en référence (iv), en indiquer les coûts pour 2018, et préciser de quel budget ils font partie.
- 42.6 Veuillez indiquer la méthode pour calculer les impacts des activités de « *Sensibilisation intégrée* » et pour en faire le suivi. Veuillez notamment expliquer comment le Distributeur distingue ces impacts de ceux des autres activités de sensibilisation plus spécifiques.
- 42.7 Veuillez discuter de la durée de l'influence du Distributeur sur la transformation de marché suite à ses interventions de promotion et comment elle est évaluée. À titre illustratif, veuillez indiquer quel serait l'impact sur les résultats du PGEÉ 2018, si aucune campagne promotionnelle n'était entreprise en 2018.

42.8 Veuillez évaluer l'impact en GWh et en MW du PGEÉ si le budget consacré aux activités de promotion et de sensibilisation était réduit l'an prochain respectivement de 25 % et de 50 %.

42.9 Veuillez élaborer sur le statut des programmes PISTE et IDÉE en 2017 et pour 2018.

- 43. Références :**
- (i) Pièce [B-0041](#), p.13;
 - (ii) Pièce [B-0022](#), p.10;
 - (iii) Pièce [B-0041](#), pages 28 et 30.

Préambule :

(i) « Lancé en avril 2016, le programme GDP Affaires s'est avéré un vif succès auprès des clients de ce segment. La participation des agrégateurs au programme a permis d'inscrire de plus petits bâtiments parmi les projets. L'objectif global de 70 MW à l'hiver 2016-2017 a été largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 MW.

Le Distributeur prévoit dépasser son objectif de 150 MW pour l'hiver 2017-2018 avec un résultat anticipé de 230 MW. Le Distributeur anticipe une participation accrue des agrégateurs à l'hiver 2017-2018.

Compte tenu des résultats obtenus à ce jour par ce programme, son impact en puissance pour l'hiver 2018-2019 est estimé à 300 MW. »

(ii)

**TABLEAU 6 :
 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2016			2017			2018		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	14,7	1 469,0	99,7	15,4	1 558,1	101,4	16,9	1 738,2	103,1
COURT TERME	0,1	48,4	s.o.	0,0	41,5	s.o.	0,0	38,2	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,1	11,3	91,4	0,0	0,3	49,9	0,0	0,7	67,0
dont entente cadre	0,0	0,0	300,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	37,1	s.o.	s.o.	41,2	s.o.	s.o.	37,5	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	14,0	s.o.	s.o.	12,7	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
dont nouvelles interventions en GDP	s.o.	4,1	s.o.	s.o.	15,2	s.o.	s.o.	18,5	s.o.
TOTAL	14,9	1 517,4	102,1	15,4	1 599,5	104,1	16,9	1 776,4	105,3

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base

(iii)

TABLEAU C-1 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
(M\$ ACTUALISÉS DE 2018)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel			
Initiatives Mieux consommer	69	122	(34)
Offre Ménages à faible revenu	(2)	6	(7)
Sous-total Marché résidentiel	68	128	(42)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces agricoles	(0)	8	(6)
OIEÉB	119	164	(19)
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	119	172	(25)
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	73	87	1
Petites et moyennes industries	29	44	(8)
Grandes industries	44	43	8
Sous-total Secteur industriel	73	87	1
Réseaux autonomes	32	8	19
Innovations technologiques et commerciales	(8)	0	(8)
Gestion de la demande en puissance	61	22	38
Activités communes	(6)	-	(6)
TOTAL - Interventions du Distributeur	338	417	(23)

TABLEAU C-3 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
(\$/kW-HIVER ACTUALISÉS DE 2018)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN 2018)

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	115	0	115
Charges interruptibles - Bâtiments CI	177	67	110
TOTAL - Interventions du Distributeur	173	62	110

Demandes :

43.1 Veuillez expliquer le rôle des agrégateurs dans le programme GDP Affaires et l'illustrer par des exemples.

- 43.2 Veuillez fournir l'intégralité des coûts du programme GDP Affaires, incluant ceux considérés comme des coûts d'approvisionnement.
- 43.3 La gestion de la demande de puissance faisant partie des interventions en efficacité énergétique, veuillez élaborer sur la possibilité de présenter un portrait global des coûts totaux de toutes les interventions en efficacité énergétique, incluant ceux qui sont actuellement présentés dans la section *Approvisionnements en électricité*, comme par exemple au Tableau 6 de la pièce [B-0022](#), p.10.
- 43.4 Veuillez fournir séparément les objectifs, les coûts totaux et les impacts en MW du programme GDP Affaires selon que les participants au programme de conversion à l'électricité (dossier R-4000-2017) sont inclus ou non.
- 43.5 Veuillez préciser si le programme GDP Affaires est offert aux clients des redistributeurs d'électricité. Si oui veuillez élaborer, fournir les détails sur les mécanismes de contrôle et d'opération du programme pour cette clientèle et fournir le TNT du programme pour cette clientèle qui est indirectement facturée au tarif LG pour le Distributeur.
- 43.6 De façon plus générale, veuillez dresser un portrait et justifier l'ensemble de l'offre du Distributeur d'interventions en efficacité énergétique auprès des clients des redistributeurs d'électricité.

44. Référence : Pièce [B-0041](#), p.13.

Préambule :

Projet de démonstration technologique et commerciale de biénergie au gaz avec thermopompe pour la nouvelle construction

Demandes :

- 44.1 Veuillez préciser le budget consacré à ce projet.
- 44.2 Veuillez préciser si le projet utilise du gaz propane, du gaz naturel et/ou les deux.
- 44.3 Dans le cas du gaz naturel, veuillez justifier ce projet considérant que le gaz naturel sera utilisé uniquement pendant les périodes de grand froid, donc en coïncidence avec la pointe du réseau de distribution de gaz naturel, et qu'un tarif dissuasif à cet effet est prévu dans les tarifs de gaz naturel.

45. **Référence :** Pièce [B-0041](#), p.12.

Préambule :

« Le Distributeur a réalisé un projet pilote de biénergie interruptible au cours de l'hiver 2016-2017. Un volet d'effacement volontaire a aussi été testé dans le cadre de ce projet pilote. (...)

Projet pilote biénergie interruptible

Le projet de biénergie interruptible a permis de démontrer la faisabilité technique de télécommander des systèmes de chauffage biénergie. L'effacement moyen évalué chez les participants se situait entre 5,4 kW et 6,7 kW selon le type de système. Comme anticipé, l'effacement observé dans le cadre du projet est similaire à celui estimé pour le tarif DT. Le Distributeur poursuit ce projet afin de couvrir un cycle annuel de facturation.

Deux sondages sont prévus à l'automne 2017 concernant la biénergie. Un premier sera réalisé auprès des participants au projet pilote. Le second vise les autres clients biénergie afin d'évaluer leur intérêt pour une offre commerciale de biénergie interruptible et leur satisfaction à l'égard du tarif. Ces deux sondages visent à identifier les conditions nécessaires afin de minimiser l'effrètement du parc biénergie du Distributeur. »

Demandes :

- 45.1 Veuillez déposer les résultats préliminaires du projet-pilote de bi-énergie pour l'hiver 2016-2017.
- 45.2 Veuillez confirmer que le projet de télécontrôle de la bi-énergie a permis de faire basculer le système de chauffage de l'électricité au combustible à des températures différentes que -12 ou -15°C comme dans la bi-énergie conventionnelle.
- 45.3 Veuillez préciser si l'effacement moyen annoncé de 5,4 kW à 6,7 kW est celui constaté au moment de la bascule au chauffage au combustible ou celui estimé à la pointe critique historique de l'hiver 2016-2017 ou celui estimé pour la température minimale normale (préciser s'il s'agit de la température de conception en chauffage). Selon le cas, veuillez élaborer sur la méthode d'estimation de l'effacement de la bi-énergie à la température provoquant la pointe historique du réseau.
- 45.4 Selon vos réponses aux deux questions précédentes, veuillez confirmer que le projet pilote a permis de valider par des mesures réelles la méthode d'estimation de l'effacement de la bi-énergie à la pointe critique du réseau. Veuillez élaborer.
- 45.5 Considérant que le volet technique du projet-pilote est terminé, veuillez élaborer sur l'opportunité de pouvoir proposer une nouvelle offre de bi-énergie pour l'hiver 2018-2019.

TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

46. Référence : Pièce [B-0040](#), p. 5.

Préambule :

« Selon la décision D-2015-018, le solde de ces comptes hors base est rémunéré selon les taux suivants, majorés des frais de garantie et d'émission :

- *le taux des obligations d'Hydro-Québec 3 ans pour les comptes d'écarts dont la période d'amortissement et de recouvrement est de 3 ans et moins ;*
- *le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans pour les comptes d'écarts dont la période d'amortissement et de recouvrement est de plus de 3 ans. » [nous soulignons]*
[note de bas de page omise]

Demande :

46.1 Veuillez confirmer la description des taux d'intérêt applicables aux comptes d'écarts et de reports présentée en préambule et corriger la description faite aux pièces [B-0002](#), page 3 et [B-0016](#), p. 4.

RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

47. **Références :**
- (i) Pièce [B-0045](#), p. 15;
 - (ii) Pièce [B-0045](#), p. 13;
 - (iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0203](#), p. 11;
 - (iv) Pièce [B-0045](#), p. 18;
 - (v) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0203](#), p. 16.

Préambules :

(i)

Tableau 8B
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement
Année témoin 2018

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 198,2	6 220,5	5 219,1	5 264,4	(13,4)	(14,2)	65 104	65 421
Généraux	3 357,3	3 424,7	4 200,9	4 203,8	(7,7)	(8,4)	50 660	51 320
Tarif G ¹	850,4	843,5	1 017,3	1 006,4	(2,2)	(2,4)	9 810	9 916
Tarif MF	2 030,7	2 060,2	2 665,9	2 664,3	(4,2)	(4,4)	32 114	32 191
Tarif LG ²	476,2	521,1	517,8	533,1	(1,3)	(1,6)	8 736	9 213
Grands industriels	1 148,8	1 177,7	1 305,1	1 261,7	0,1	(0,6)	26 631	25 657
Total	10 704,3	10 822,9	10 725,1	10 729,9	(20,9)	(23,2)	142 396	142 398

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
Domestiques	30,1	(7,8)	22,3	25,3	19,3	44,6	(22,3)
Généraux	40,1	27,3	67,4	45,6	(43,4)	2,2	65,2
Tarif G	9,2	(16,1)	(6,9)	11,0	(22,0)	(11,0)	4,1
Tarif M	4,8	24,6	29,5	6,4	(8,2)	(1,9)	31,3
Tarif LG	26,0	18,8	44,8	28,2	(13,2)	15,0	29,8
Grands industriels	(42,0)	71,0	28,9	(47,8)	3,6	(44,2)	73,1
Total	28,2	90,5	118,6	23,1	(20,6)	2,5	116,1

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	1,1%	5 323,3	85,4	-0,4%	5 242,2	84,1
Généraux	1,1%	4 250,7	123,9	1,6%	4 269,0	124,4
Tarif G	1,1%	1 017,7	120,4	0,4%	1 010,5	119,6
Tarif M	1,1%	2 693,2	130,5	1,2%	2 695,6	130,6
Tarif LG ²	1,1%	539,8	103,4	5,6%	562,9	107,8
Grands industriels	0,8%	1 272,0	107,8	5,8%	1 334,8	113,1
Total	-	10 846,0	100,0	-	10 846,0	100,0

(ii)

Tableau 7
Répartition par catégories de consommateurs du coût de prestation du Distributeur (M\$)
Année témoin 2018

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Fourniture	(3) Transport	(4) à (11) Distribution								(12) à (16) Services à la clientèle					(17) Réseaux autonomes Total	(19) Total Coût de prestation	(20) Dont Autres revenus	
			(4) Postes et centres d'expl.		(5) Moyenne tension		(7) Basse tension		(9) Branchements	(10) Eclairage public	(11) Total	(12) Gestion des abon.	(13) Mesurage	(14) Ventes et commerc.	(15) Autres				(16) Total
			Puis.	Abon.	Puis.	Abon.	Puis.	Abon.											
1 Domestiques																			
2 Tarifs D et DM	2 553,2	1 491,4	1,4	290,3	107,1	183,6	71,3	25,4	-	679,0	378,2	105,2	127,1	17,3	627,8	111,4	5 462,9	(107,1)	
3 Tarif DP	38,9	19,6	0,0	3,6	0,2	2,3	0,1	(0,0)	-	6,2	0,1	0,0	-	0,2	0,3	-	65,0	(2,6)	
4 Tarif DT	94,6	38,2	0,1	11,4	3,2	7,2	2,2	0,6	-	24,7	11,9	9,5	-	(2,8)	18,5	-	176,1	(4,5)	
5 Total	2 686,8	1 549,2	1,5	305,3	110,5	193,1	73,6	25,9	-	709,9	390,2	114,6	127,1	14,7	646,6	111,4	5 704,0	(114,1)	
6 Généraux																			
7 Tarifs G et à forfait	358,4	173,5	0,2	33,9	7,9	21,4	5,3	(0,4)	-	68,3	50,0	29,5	26,1	(13,1)	92,5	42,9	735,6	(35,4)	
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	20,1	7,9	0,0	2,0	0,1	1,3	0,1	(0,0)	1,2	4,7	0,8	0,2	1,3	(0,0)	2,2	1,3	36,3	0,1	
9 Tarif M	1 122,0	485,1	0,5	94,1	0,8	48,1	0,5	1,8	-	145,7	7,6	9,0	70,0	(11,6)	74,9	41,5	1 869,3	(31,7)	
10 Tarif G9	35,9	17,7	0,0	5,4	0,1	3,2	0,1	0,1	-	8,9	0,9	1,3	0,1	(0,6)	1,7	0,9	65,2	(1,9)	
11 Tarif LG	338,7	148,4	0,1	17,0	0,0	-	-	0,0	-	17,1	1,6	0,8	1,7	(0,5)	3,6	-	507,7	(11,9)	
12 Tarif H	0,3	0,2	0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,5	(0,3)	
13 Total	1 875,5	832,8	0,7	152,5	9,0	73,9	5,9	1,5	1,2	244,8	60,9	40,8	99,2	(25,9)	175,0	86,5	3 214,6	(81,1)	
14 Grands clients industriels																			
15 Tarif L	816,6	302,2	0,1	14,8	0,0	-	0,0	0,0	-	14,9	2,0	1,8	18,5	3,8	26,0	-	1 159,6	(1,3)	
16 Contrats spéciaux	679,8	293,0	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,6	1,1	3,2	5,0	-	977,8	(0,4)	
17 Total	1 496,4	595,2	0,1	14,8	0,0	-	0,0	0,0	-	14,9	2,1	2,4	19,5	7,0	31,0	-	2 137,5	(1,8)	
18 Total	6 058,7	2 977,2	2,3	472,6	119,5	267,0	79,6	27,5	1,2	969,6	453,2	157,8	245,9	(4,2)	852,6	197,9	11 056,0	(197,0)	
19 Facteur de répartition (An. 6)	Tab. 9B	Tab. 9D	FR2	FR2	FR4	FR3	FR5	FR7	-	-	FR9	FR10	FR12	FR14	-	Tableau 31	Tableau 1	Tableau 1	

(iii)

Tableau 7
Répartition par catégories de consommateurs du coût de prestation du Distributeur (M\$)
Année témoin 2017 - Suivi D-2017-022

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Fourniture	(3) Transport	(4) à (11) Distribution								(12) à (16) Services à la clientèle					(17) Réseaux autonomes Total	(19) Total Coût de prestation	(20) Dont Autres revenus	
			(4) Postes et centres d'expl.		(5) Moyenne tension		(7) Basse tension		(9) Branchements	(10) Eclairage public	(11) Total	(12) Gestion des abon.	(13) Mesurage	(14) Ventes et commerc.	(15) Autres				(16) Total
			Puis.	Abon.	Puis.	Abon.	Puis.	Abon.											
1 Domestiques																			
2 Tarifs D et DM	2 488,0	1 407,6	1,7	272,6	121,0	175,4	82,1	25,5	-	678,3	342,7	129,6	143,8	92,9	708,9	106,1	5 388,8	(128,9)	
3 Tarif DP	45,0	43,0	0,0	4,2	0,2	2,7	0,1	0,0	-	7,3	0,5	1,1	-	0,1	1,7	-	97,0	(1,7)	
4 Tarif DT	94,1	41,9	0,1	12,1	3,7	7,8	2,5	0,6	-	26,8	11,2	11,8	-	9,1	32,0	-	194,9	(5,0)	
5 Total	2 627,2	1 492,5	1,9	288,9	124,9	185,9	84,8	26,2	-	712,4	354,4	142,4	143,8	102,1	742,7	106,1	5 680,7	(135,6)	
6 Généraux																			
7 Tarifs G et à forfait	346,9	168,8	0,2	32,5	9,2	20,9	6,2	0,1	-	69,1	47,5	36,0	32,7	(1,0)	115,2	40,2	740,3	(32,2)	
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	20,5	7,7	0,0	2,1	0,1	1,4	0,1	0,0	1,3	5,0	0,7	0,2	1,4	0,1	2,4	1,4	37,0	(0,5)	
9 Tarif M	1 099,3	496,5	0,6	86,4	0,9	44,9	0,6	1,8	-	135,2	7,8	10,8	67,8	(7,2)	79,2	38,3	1 848,5	(28,1)	
10 Tarif G9	34,1	17,6	0,0	5,3	0,1	3,1	0,1	0,2	-	8,8	0,9	1,5	0,1	(0,4)	2,1	0,9	63,5	(1,5)	
11 Tarif LG	316,1	140,7	0,1	13,4	0,0	-	-	0,0	-	13,5	1,6	0,9	1,2	(8,8)	(5,1)	-	465,2	(12,6)	
12 Tarif H	0,3	0,2	0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,6	(0,1)	
13 Total	1 817,3	831,5	0,9	139,8	10,4	70,2	7,0	2,1	1,3	231,6	58,5	49,4	103,3	(17,3)	193,8	80,7	3 155,0	(75,1)	
14 Grands clients industriels																			
15 Tarif L	833,5	257,6	0,1	12,2	0,0	-	-	0,0	-	12,3	2,0	2,3	21,1	3,2	28,6	-	1 132,0	(1,6)	
16 Contrats spéciaux	533,7	294,1	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,4	1,3	2,3	4,1	-	831,9	(0,3)	
17 Total	1 367,2	551,7	0,1	12,2	0,0	-	-	0,0	-	12,3	2,1	2,7	22,4	5,4	32,7	-	1 963,9	(1,9)	
18 Total	5 811,7	2 875,7	2,8	440,9	135,3	256,1	91,8	28,3	-	956,4	414,9	194,6	269,5	90,1	969,0	186,9	10 799,7	(212,7)	
19 Facteur de répartition (An. 6)	Tab. 9B	Tab. 9D	FR2	FR2	FR4	FR3	FR5	FR7	-	-	FR9	FR10	FR12	FR14	-	Tableau 31	Tableau 1	Tableau 1	

La Régie constate au Tableau 8B du préambule (i) que des ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts entraîneraient théoriquement une hausse du tarif L de 5,8 % et une baisse des tarifs domestiques de 0,4 %. La Régie constate qu'une portion de la hausse requise au tarif L est causée par la réduction prévue des ventes du tarif L de 3,6 % en 2018, soit de 26 631 GWh à 25 657 GWh.

La Régie note également, au Tableau 7 du préambule (ii), que la hausse de 27,6 M\$ du coût total de prestation au tarif L par rapport au coût de prestation de 2017, tel qu'il apparaît au préambule (iii), est due principalement à une augmentation de 17,3 %, ou 44,6 M\$, des coûts de transport alloués aux clients du tarif L.

(iv)

Tableau 9C
Répartition du coût de transport selon la méthode par fonctions
Année témoin 2018

(1) Catégorie de consommateurs	(2) - (8) Facturation de la charge locale							(9) Total	(10) Pointes non coïncidentes haute tension
	(3) Équipements associés à la production		(4) Réseau	(5) Interconnexions		(6) - (8) Raccordements des clients			
	Puissance 1-PC	Énergie GWh	Puissance 1-PC	Puissance 1-PC	Énergie GWh	Puissance 1-PNC- MT	Puissance 1-PNC- HT		
1 Domestiques									
2 Tarifs D et DM	270,3	236,8	540,9	38,8	34,0	365,1	-	1 485,8	-
3 Tarif DP	3,3	3,9	6,7	0,5	0,6	4,5	-	19,5	-
4 Tarif DT	3,9	10,1	7,8	0,6	1,5	14,4	-	38,1	-
5 Total	277,5	250,8	555,3	39,9	36,0	384,0	-	1 543,5	-
6 Généraux									
7 Tarifs G et à forfait	28,3	36,2	56,6	4,1	5,2	42,7	-	172,9	-
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	0,9	2,2	1,8	0,1	0,3	2,5	-	7,9	-
9 Tarif M	72,2	120,5	144,5	10,4	17,3	118,4	0,3	483,6	31
10 Tarif G9	2,0	3,8	4,1	0,3	0,6	6,8	-	17,6	-
11 Tarif LG	24,5	35,5	49,1	3,5	5,1	21,3	8,8	147,9	937
12 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-	0,2	-
13 Total	128,0	198,3	256,1	18,4	28,5	191,8	9,1	830,2	969
14 Grands clients industriels									
15 Tarif L	43,1	97,3	86,2	6,2	14,0	18,6	36,1	301,5	3 832
16 Contrats spéciaux	44,8	102,3	89,6	6,4	14,7	-	34,4	292,3	3 655
17 Total	87,9	199,6	175,9	12,6	28,7	18,6	70,6	593,8	7 487
18 Total	493,4	648,7	987,3	70,9	93,2	694,4	79,7	2 967,5	8 456
19 Facteur de répartition	FR1	Tab. 53 Col. 4	FR1	FR1	Tab. 53 Col. 4	FR2	Col. 10	-	-
20 Ajustement de la facturation de la charge locale	7,9	10,4	15,8	1,1	1,5	9,5	1,3	47,6	
21 Coûts répartis selon la méthode du Transporteur	501,3	659,1	1 003,1	72,0	94,7	603,9	81,0	3 015,1	

La Régie s'interroge sur certaines données apparaissant à la pièce B-0045 et demande au Distributeur de valider ces dernières et d'expliquer, dans certains cas, comment elles ont été établies.

Demande :

47.1 Veuillez expliquer la forte volatilité de la répartition du coût de transport attribué au tarif L concernant le coût de *raccordements des clients - puissance non coïncidente - Haute tension*, en hausse de 21 M\$, ou 139 %, à 36,1 M\$ tel que présenté au préambule (iv), ainsi que la volatilité des pointes non coïncidentes haute tension – tarif L, qui passe de 922 l'an dernier, tel qu'indiqué à la référence (v), à 3 832 MW pour l'année témoin 2018. Veuillez décrire comment ces données sont établies.

- 48. Références :**
- (i) Pièce [B-0045](#), p. 22;
 - (ii) Pièce [B-0045](#), p. 36;
 - (iii) Pièce [B-0045](#), p. 77.

Préambule :

La Régie présente un tableau dans lequel figurent les puissances coïncidentes annuelles et la pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition pour le tarif L, le tarif D et DM, le tarif DP et le tarif DT, ainsi que le nombre d'abonnements au tarif DT.

Puissances et pointes coïncidentes	Année témoin					
	2014	2015	2016	2017	2018	
Tarif L :						
Pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition (MW) - Tableau 11	3 024	3 137	3 097	2 961	3 299	
Puissances coïncidentes annuelles - Haute tension (MW) - Tableau 50	3 024	3 137	3 097	3 831	3 299	
Tarif D et DM :						
Pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition (MW) - Tableau 11	20 445	20 590	20 915	20 060	20 696	
Puissances coïncidentes annuelles - Haute tension (MW) - Tableau 50	20 445	20 590	20 915	19 560	20 696	
Tarif DP :						
Pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition (MW) - Tableau 11				803	256	
Puissances coïncidentes annuelles - Haute tension (MW) - Tableau 50				303	256	
Tarif DT :						
Pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition (MW) - Tableau 11	586	570	345	393	297	2018/2014
Puissances coïncidentes annuelles - Haute tension (MW) - Tableau 50	586	570	345	393	297	-49,3%
Nombre d'abonnements Tarif DT - Tableau 23 colonne 8 - Répartition du coût de service	124 322	123 842	119 872	114 914	112 740	-9,3%

Source : Tableaux 11, 23 et 50 des pièces : R-3854-2013, pièce B-0045 ; R-3905-2014, pièce B-0042 ; R-3933-2015, pièce B-0046 ; R-3980-2016, pièce B-0047 ; R-4011-2017, pièce B-0045.

Demandes :

- 48.1 Veuillez préciser comment sont établies les données de puissances coïncidentes par catégorie de consommateurs présentées au tableau 50 de la référence (iii). Veuillez spécifier, entre autres, si la méthode utilisée est la même pour les grands clients industriels que pour les autres catégories de consommateurs, s'il s'agit de données observées et factuelles, comment elles sont compilées et si les données présentées pour l'année témoin 2018 correspondent aux données de l'année historique 2016.
- 48.2 Veuillez indiquer si des ajustements sont apportés par le Distributeur dans le processus d'établissement des données présentées au tableau 50 concernant le tarif L afin de tenir compte du transfert de clients aux contrats spéciaux ou pour toute autre raison. Si oui, veuillez expliquer.
- 48.3 Veuillez expliquer pour quelles raisons les données de la pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition de l'année témoin 2017 diffèrent des données de puissances coïncidentes annuelles pour les catégories de consommateurs au tarif D et DM, celles au tarif DP ainsi qu'au tarif L.
- 48.4 Veuillez expliquer la réduction de 49 % de la pointe coïncidente annuelle au tarif DT entre 2014 et 2018, tel qu'il apparaît au préambule, considérant que la réduction du nombre d'abonnés n'est que de 9 % sur la même période.

- 49. Références :**
- (i) Pièce [B-0045](#), p. 36;
 - (ii) Pièce [B-0047](#), p. 81;
 - (iii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-10, document 2](#), p. 5;
 - (iv) Pièce [B-0045](#), p. 15;
 - (v) Pièce [B-0045](#), p. 77.

Préambule :

La Régie présente un tableau dans lequel figurent le nombre d'abonnements, les ventes et la puissance coïncidente au tarif L.

Abonnements, ventes et puissances coïncidentes au tarif L		2014	2015	2016	2017	2018	2018/2014
1	Nombre d'abonnements "L" - Tableau 23 colonne 8 - Année témoin - Répartition du coût de service	145	146	135	127	133	-8,3%
2	Nombre d'abonnements "L" - Tableau A-10 (données de facturation année précédente) - Stratégie tarifaire	142	144	140			
3	Nombre d'abonnements "L" - Rapport annuel 2016 - Tableau 3 - HQD-10, document 2	156	153	157			
4	Ventes "L" (GWh) - Tableau 8B - Année témoin - Répartition du coût de service	29 622	29 152	28 203	26 631	25 657	-13,4%
5	Ventes "L" (GWh) - Tableau A-10 (données de facturation année précédente) - Stratégie tarifaire	28 411	28 397	28 397			
6	Ventes "L" (GWh) - Rapport annuel 2016 (GWh) - Tableau 1 - HQD-10, document 2	30 509	29 601	27 335			
7	Puissances coïncidentes annuelles - Tarif "L" - Tableau 50 - Haute tension (MW)	3 024	3 137	3 097	3 831	3 299	9,1%
8	Puissances coïncidentes annuelles - Tarif "L" - moyenne par client (en kW) (ligne 7/ligne 1)	20 855	21 486	22 941	30 165	24 805	18,9%

Source : Tableaux 23 et 50 des pièces : R-3854-2013, pièce B-0045 ; R-3905-2014, pièce B-0042 ; R-3933-2015, pièce B-0046 ; R-3980-2016, pièce B-0047 ; R-4011-2017, pièce B-0045. Tableaux A-10 des pièces : R-3933-2015, pièce B-0051 ; R-3980-2016, pièce B-0047 ; R-4011-2017, pièce B-0047 ; Rapport annuel 2016, tableaux 1 et 3 de la pièce HQD-10, document 2 ; Tableaux 8B des pièces : R-3854-2013, pièce B-0187 ; R-3905-2014, pièce B-0230 ; R-3933-2016, pièce B-0169 ; R-3980-2016, pièce B-0203 ; R-4011-2017, pièce B-0045.

Demandes :

- 49.1 Veuillez décrire comment sont établies les données concernant le nombre d'abonnements au tarif L présenté aux lignes 1 à 3 du tableau et expliquer les écarts pour 2016, particulièrement entre la prévision de 135 abonnements pour l'année témoin 2016 et le nombre d'abonnements réels de 157 présenté au rapport annuel.
- 49.2 Veuillez valider et au besoin corriger la consommation annuelle au tarif L présentée au Tableau A-10 de la référence (ii), laquelle apparaît inchangée par rapport à l'année précédente, à 28 397 GWh.
- 49.3 Veuillez élaborer sur l'évolution de la clientèle au tarif L et de son profil de consommation entre 2014 et 2018 qui pourrait expliquer l'augmentation de la puissance coïncidente annuelle moyenne par client de près de 19 %, telle que présentée au préambule.

- 50. Références :**
- (i) Pièce [B-0045](#), p. 15;
 - (ii) Pièce [B-0045](#), p. 7;
 - (iii) Pièce [B-0045](#), p. 13;
 - (iv) Pièce [B-0045](#), p. 36;
 - (v) Pièce [B-0045](#), p. 22;
 - (vi) Pièce [B-0047](#), p. 80;
 - (vii) Pièce [B-0045](#), p. 77.

Préambules :

(i) La Régie constate au Tableau 8B que l’ajustement différencié reflétant la variation des coûts de -0,4% aux tarifs domestiques s’explique, entre autres, par une hausse des ventes prévues aux tarifs domestiques ainsi qu’une très faible hausse du coût de service, soit une hausse de 22 M\$.

(ii) La Régie a produit un tableau présentant la variation annuelle du coût de service du Distributeur pour les catégories de consommateurs domestiques au tarif D et DM, au tarif DP et au tarif DT.

Sommaire du coût de service du Distributeur par catégories de consommateurs (M\$)	2017	2018	Variation (M\$)	Variation (%)
	(suivi D-2017-022)	Année témoin		
Domestiques:				
Tarif D et DM	5 881,3	5 957,0	75,7	1,3%
Tarif DP	102,3	69,0	(33,3)	-32,6%
Tarif DT	214,6	194,5	(20,1)	-9,4%
Total	6 198,2	6 220,5	22,3	0,36%

Sources: R-3980-2016, pièce B-0203, p. 5; pièce B-0045, p. 7.

La Régie constate que la faible hausse du coût de service aux tarifs domestiques est le résultat d’une hausse de 75,7 M\$ ou 1,3 % au tarif D et DM, laquelle est compensée par une forte baisse du coût de service aux tarifs DP et DT, soit de 32,6 % et 9,4 % respectivement.

(iii)

Tableau 7
Répartition par catégories de consommateurs du coût de prestation du Distributeur (M\$)
Année témoin 2018

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Fourniture	(3) Transport	(4) à (10) Distribution							(11) Total	(12) à (16) Services à la clientèle					(17) Réseaux autonomes Total	(19) Total Coût de prestation	(20) Dont Autres revenus	
			(4) Postes et centres d'expl.		(5) Moyenne tension		(7) Basse tension		(8) Branchements		(9) Éclairage public	(12) Gestion des abon.	(13) Mesurage	(14) Ventes et commerc.	(15) Autres				(16) Total
			Puis.	Puis.	Abon.	Puis.	Abon.	Abon.	Spécifique		Abon.								
1 Domestiques																			
2 Tarifs D et DM	2 553,2	1 491,4		1,4	290,3	107,1	183,6	71,3	25,4	-	679,0	378,2	105,2	127,1	17,3	627,8	111,4	5 462,9	(107,1)
3 Tarif DP	38,9	19,6		0,0	3,6	0,2	2,3	0,1	(0,0)	-	6,2	0,1	0,0	-	0,2	0,3	-	65,0	(2,6)
4 Tarif DT	94,6	38,2		0,1	11,4	3,2	7,2	2,2	0,6	-	24,7	11,9	9,5	-	(2,8)	18,5	-	176,1	(4,5)
5 Total	2 686,8	1 549,2		1,5	305,3	110,5	193,1	73,6	25,9	-	709,9	390,2	114,6	127,1	14,7	646,6	111,4	5 704,0	(114,1)
6 Généraux																			
7 Tarifs G et à forfait	358,4	173,5		0,2	33,9	7,9	21,4	5,3	(0,4)	-	68,3	50,0	29,5	26,1	(13,1)	92,5	42,9	735,6	(35,4)
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	20,1	7,9		0,0	2,0	0,1	1,3	0,1	(0,0)	1,2	4,7	0,8	0,2	1,3	(0,0)	2,2	1,3	36,3	0,1
9 Tarif M	1 122,0	485,1		0,5	94,1	0,8	48,1	0,5	1,8	-	145,7	7,6	9,0	70,0	(11,6)	74,9	41,5	1 869,3	(31,7)
10 Tarif G9	35,9	17,7		0,0	5,4	0,1	3,2	0,1	0,1	-	8,9	0,9	1,3	0,1	(0,5)	1,7	0,9	65,2	(1,9)
11 Tarif LG	338,7	148,4		0,1	17,0	0,0	-	-	0,0	-	17,1	1,6	0,8	1,7	(0,5)	3,6	-	507,7	(11,9)
12 Tarif H	0,3	0,2		0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,5	(0,3)
13 Total	1 875,5	832,8		0,7	152,5	9,0	73,9	5,9	1,5	1,2	244,8	60,9	40,8	99,2	(25,9)	175,0	86,5	3 214,6	(81,1)
14 Grands clients industriels																			
15 Tarif L	816,6	302,2		0,1	14,8	0,0	-	0,0	0,0	-	14,9	2,0	1,8	18,5	3,8	26,0	-	1 159,6	(1,3)
16 Contrats spéciaux	679,8	293,0		-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,6	1,1	3,2	5,0	-	977,8	(0,4)
17 Total	1 496,4	595,2		0,1	14,8	0,0	-	0,0	0,0	-	14,9	2,1	2,4	19,5	7,0	31,0	-	2 137,5	(1,8)
18 Total	6 058,7	2 977,2		2,3	472,6	119,5	267,0	79,6	27,5	1,2	969,6	453,2	157,8	245,9	(4,2)	852,6	197,9	11 056,0	(197,0)
19 Facteur de répartition (An. 6)	Tab. 9B	Tab. 9D		FR2	FR2	FR4	FR3	FR5	FR7	-	-	FR9	FR10	FR12	FR14	-	Tableau 31	Tableau 1	Tableau 1

La Régie remarque également au tableau 7 de la référence (iii) que le coût total de distribution et service à la clientèle au tarif DP diminue de 28 % en 2018, passant de 9 M\$ à 6,5 M\$. Elle note aussi une réduction de 54 %, soit de 43,0 M\$ à 19,6 M\$, de la répartition du coût de transport alloué au tarif DP.

La Régie s'interroge sur certaines données apparaissant à la pièce B-0045 et demande au Distributeur de valider ces dernières et d'expliquer, dans certains cas, comment elles ont été établies.

Demandes :

- 50.1 Veuillez valider le nombre d'abonnements mesurés au tarif DP indiqué au tableau 23 de la référence (iv), soit 22 abonnements, et veuillez corriger les données servant au calcul du facteur de répartition FR10, ainsi que les tableaux affectés par la correction, s'il y a lieu.
- 50.2 Veuillez valider le nombre d'abonnements moyenne tension et basse tension au tarif DP indiqué au tableau 11 de la référence (v), soit 7 384 et 7 362 abonnements respectivement, et veuillez corriger les données servant au calcul des facteurs de répartition et ainsi que les tableaux affectés par la correction s'il y a lieu. Veuillez concilier tout écart significatif avec le nombre de 4 923 abonnements au tarif DP présenté au Tableau A-9 de la référence (vi).
- 50.3 Veuillez valider et expliquer la réduction de 15,5 %, soit de 303 MW l'an dernier à 256 MW, de la puissance coïncidente annuelle projetée pour 2018 telle que présentée au tableau 50 de la référence (vii) pour la catégorie de consommateurs au tarif DP.
- 50.4 Veuillez valider et expliquer la réduction de 54 %, soit de 43,0 M\$ à 19,6 M\$ de la répartition du coût de transport alloué au tarif DP, tel qu'il apparaît au préambule (iii).

- 50.5 Veuillez valider et expliquer la réduction de 24,4 %, soit de 393 MW l’an dernier à 297 MW, de la puissance coïncidente annuelle de la catégorie de consommateurs au tarif DT projeté pour 2018, telle que présentée au tableau 50 de la référence (vii).
- 50.6 Veuillez valider et expliquer la réduction de 8,8 %, soit de 41,9 M\$ à 38,2 M\$ de la répartition du coût de transport alloué au tarif DT, tel qu’il apparaît au préambule (iii).

STRATÉGIE TARIFAIRE

Option de tarification dynamique

51. Référence : Pièce [B-0047](#), p. 7 et 8.

Préambule :

« En réponse aux pistes de solution touchant la mise en place d'options volontaires de tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale, incluant les serres et les centres de ski. Ces options pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire Heure Juste.

Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte énergétique qui a évolué depuis le projet Heure Juste. Tout en restant simples, elles devront permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de pointe, aux besoins de gestion du réseau. »

Demandes :

- 51.1 Veuillez décrire sommairement les travaux qu'entend réaliser le Distributeur, fournir un échéancier des étapes prévues pour la mise en place des options de tarification dynamique ainsi que les dates prévues pour le dépôt de ses propositions à la Régie.
- 51.2 Veuillez préciser ce qu'entend le Distributeur par l'énoncé au second paragraphe du préambule et de quelle façon se distinguera la nouvelle option tarifaire par rapport au projet Heure Juste.

Prix de la 2^e tranche d'énergie

- 52. Références :**
- (i) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 80;
 - (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 84;
 - (iii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0051](#), p. 17;
 - (iv) Pièce [B-0047](#), p. 16;
 - (v) Pièce [B-0047](#), p. 17;
 - (vi) Pièce [B-0019](#), p. 11.

Préambules :

- (i) Parmi les critères permettant de porter un regard objectif sur la tarification, le Distributeur a présenté en séance de travail le 30 avril 2015 le tableau suivant :

ALIMENTER L'AVENIR	
4. Cadre d'analyse (suite)	
• Critères permettant de porter un regard objectif sur la tarification	
Critères	Mesures
Équité <ul style="list-style-type: none">• Récupération des revenus requis• Juste partage des coûts (causalité)• Non-arbitraire, sans jugement de valeurs	<ul style="list-style-type: none">• Contribution des revenus aux coûts
Efficience <ul style="list-style-type: none">• Signal de prix encourageant un usage efficace de l'électricité et décourageant le gaspillage	<ul style="list-style-type: none">• Coût évité de long terme (tarifs de base)• GWh évités• Prix à la marge
Simplicité <ul style="list-style-type: none">• Compréhension de la tarification et de la facture par la clientèle• Tarification facile d'application• Peu propice à la controverse et à l'interprétation• Minimiser les difficultés et les coûts d'implantation	<ul style="list-style-type: none">• Niveau d'acceptation et compréhension• Éviter la tarification selon l'usage• Efficience opérationnelle• Structure et composantes des tarifs
Stabilité et continuité <ul style="list-style-type: none">• Éviter les chocs tarifaires• Privilégier la prévisibilité• Assurer la continuité avec les autres tarifs	<ul style="list-style-type: none">• Impacts raisonnables• Transition pour lisser les impacts si possible

32 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

La Régie note qu'en ce qui concerne l'efficience, c'est-à-dire le *signal de prix encourageant un usage efficace de l'électricité et décourageant le gaspillage*, il est d'usage de considérer les coûts évités de long terme.

- (ii) Parmi les constats du Distributeur concernant le prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif D, il est fait référence au coût évité du chauffage de long terme en énergie :

« • Le prix de la 2^e tranche de 8,60 ¢/kWh est toujours inférieur au coût évité du chauffage de long terme en énergie de 14,01 ¢/kWh en 2024 (R-3905-2014) » [nous soulignons]

- (iii) *« Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1^{re} tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage puisqu'il correspond à la consommation unitaire annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux. Toutefois, il pourrait explorer la possibilité*

d'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche pour y capter une partie de la consommation associée au chauffage ou, comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le « chauffage de base ». Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention. » [nous soulignons]

(iv) « *La fixation du prix de la 2^e tranche d'énergie constitue un élément fondamental dans la structure tarifaire. Elle vise à informer les consommateurs du coût d'un kWh additionnel de manière à les inciter à faire les meilleurs choix énergétiques. Un bon signal de prix est essentiel à l'efficacité économique et énergétique.* » [nous soulignons]

(v) « *Le Distributeur insiste sur le fait que le contexte énergétique actuel et son évolution au cours des prochaines années justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D. Il s'agit d'une approche légitime et probante.*

D'abord, le Distributeur est depuis plusieurs années confronté à un contexte économique et énergétique caractérisé par un ralentissement de la croissance des ventes d'électricité et par l'accumulation de surplus énergétiques. Il en résulte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2018 à 2023 se situent sous le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie de 8,92 ¢/kWh. » [note de bas de page omise]

(vi)

TABLEAU A-1 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D
EN ¢/KWH DE 2018

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante ¹ (10 ans)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Chauffage de l'eau	6,47	5,53	5,63	5,74	5,85	5,96	6,08	7,59	7,73	7,88	8,04
Fourniture - Transport	5,25	4,40	4,48	4,57	4,65	4,74	4,83	6,32	6,44	6,56	6,69
Transport - Charge locale	0,90	0,83	0,85	0,86	0,88	0,90	0,92	0,93	0,95	0,97	0,99
Distribution	0,33	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36
Chauffage des locaux	9,13	7,57	7,72	7,88	8,03	8,19	8,36	11,11	11,33	11,56	11,79
Fourniture - Transport	6,59	5,23	5,33	5,44	5,55	5,66	5,77	8,47	8,64	8,81	8,99
Transport - Charge locale	1,87	1,72	1,75	1,79	1,83	1,86	1,90	1,94	1,98	2,02	2,06
Distribution	0,68	0,62	0,64	0,65	0,66	0,67	0,69	0,70	0,72	0,73	0,74
Tous les usages	7,57	6,38	6,50	6,63	6,76	6,89	7,02	9,02	9,20	9,38	9,56
Fourniture - Transport	5,77	4,73	4,82	4,91	5,01	5,10	5,20	7,16	7,30	7,44	7,59
Transport - Charge locale	1,32	1,21	1,24	1,26	1,29	1,31	1,34	1,36	1,39	1,42	1,45
Distribution	0,48	0,44	0,45	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,053%.

La Régie constate que la 2^e tranche d'énergie couvre essentiellement les besoins de chauffage pour la vaste majorité des clients aux tarifs D et DM. La Régie retient que le prix de la 2^e tranche d'énergie vise à informer les consommateurs et les inciter à faire les meilleurs choix énergétiques, tel qu'énoncé au préambule (iv), et elle note que les choix énergétiques en matière de chauffage impliquent l'acquisition d'équipements ayant une très longue durée de vie.

Demande :

52.1 Veuillez expliquer, considérant les remarques et données du préambule (vi), comment mettre l'emphase sur les coûts évités à court terme pour fixer le prix de la 2^e tranche d'énergie, comme il est fait au préambule (v), peut mener à de meilleurs choix énergétiques que si on considère les coûts évités de long terme pour le chauffage des locaux.

- 53. Références :**
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 17;
 - (ii) R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 59.

Préambule :

(iv) « D'autre part, l'essor de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût, amènent le Distributeur à se repositionner quant à la valeur d'un kWh effacé à la marge et à la capacité du signal de prix à refléter la vérité des coûts. S'il est vrai que le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage, on ne peut en dire autant d'un kWh de production distribuée.

En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que le prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D surestime alors le crédit accordé à ce kWh évité. »

« Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2^e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en oeuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle. » [nous soulignons]

(v)

**OPTION DE MESURAGE NET DU DISTRIBUTEUR
 ADHÉSIONS PAR SOURCE D'ÉNERGIE**

Années	Nouvelles adhésions (nettes) par type d'énergie			Total cumulatif
	Solaire	Eolienne	Mixte	
2006	-	-	-	-
2007	3	-	-	3
2008	1	-	-	4
2009	4	2	2	12
2010	2	1	-	15
2011	3	1	-	19
2012	13	3	1	36
2013	18	4	-	58
2014	18	8	1	85
2015	17	-	-	102
2016	24	(2)	-	124
Cumulatif	103	17	4	

« En ce qui trait à la production à partir de l'énergie solaire photovoltaïque, le Distributeur constate une progression rapide de ce type d'énergie comme source de production individuelle et centralisée dans les autres juridictions. En fait, la parité tarifaire est déjà atteinte dans 20 États américains (voir la figure 12) et le sera probablement dans 42 États à l'horizon 2020. »

La Régie note que le Distributeur présente au préambule (i) une problématique, liée à l'essor de la production distribuée, au sujet de la valeur d'un kWh effacé à la marge. Un peu plus d'une centaine de clients sont actuellement abonnés à l'option de mesurage net, dont 22 nouveaux clients en 2016, comme on peut le voir au préambule (ii). Le Distributeur note que la parité tarifaire est déjà atteinte dans 20 États américains.

La Régie comprend que le Distributeur invoque cette problématique non seulement pour justifier des modifications à l'option de mesurage net, mais également pour revoir la stratégie tarifaire concernant le prix de la 2^e tranche d'énergie touchant plus de 3,8 millions de clients au tarif D et DM, dont 36 185 nouveaux clients en 2016 selon le dernier rapport annuel du Distributeur.

Demandes :

- 53.1 Veuillez fournir une estimation du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif D permettant l'atteinte de la parité tarifaire, propre au contexte québécois actuel, en ce qui a trait à la production à partir d'énergie solaire photovoltaïque.
- 53.2 Veuillez expliquer en quoi, considérant le contexte énergétique propre au Québec, une solution permettant de déterminer les coûts évités associés à la production distribuée et fixer le prix de l'électricité injectée au réseau intégré devrait également s'appliquer afin de déterminer les coûts évités lié au chauffage des locaux de plus de 3 millions de clients résidentiels.
- 53.3 Veuillez expliquer l'apparente contradiction entre la proposition du Distributeur « d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2^e tranche », et son affirmation que « le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage » ainsi que « la

disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution) ».

Facture minimale

- 54. Références :**
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 19;
 - (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0051](#), p. 16;
 - (iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 112;
 - (iv) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 17 et 18.

Préambules :

(i) « En ce qui concerne le montant minimal de la facture, il est proposé de le fixer à 15,18 \$ la 1^{re} année pour l'alimentation en monophasé, soit 3 \$ de plus que l'équivalent de la redevance actuelle et de l'augmenter de 2,40 \$ pendant les deux années suivantes. À terme, le montant minimal de la facture pour l'alimentation en monophasé s'élèverait à 19,98 \$/mois. Pour l'alimentation en triphasé, il est proposé de fixer le montant minimal à 18,27 \$ en 2018 afin de l'arrimer à celui applicable au tarif DP. Par la suite, la hausse serait de 6,96 \$, soit environ trois fois celle appliquée pour l'alimentation en monophasé, pour atteindre un montant de 60,03 \$/mois en 7 ans. »

(ii) « Elle permettrait également de récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment pour ne pas être affectés par la facture minimale. »

(iii)

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

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

« Il est à noter que 17 464 clients alimentés en triphasé, dont 592 clients agricoles, devront payer une facture minimale au cours de l'année, mais seuls 257 d'entre eux, dont 27 clients agricoles, paieront une facture minimale à chaque période de consommation. »

(iv) « Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. »

« Les résultats montrent qu'une facture minimale touche les très petits consommateurs et ceux qui ne consomment pas durant toute l'année, et ce, peu importe le segment de clientèle dans lequel ils se trouvent. Différents scénarios de facture minimale pourraient être examinés si la Régie retenait cette avenue comme une orientation à explorer pour le prochain dossier tarifaire. » [nous soulignons]

Demandes :

- 54.1 La facture minimale visant, entre autres, à récupérer davantage de coûts fixes auprès de ceux qui ne consomment pas régulièrement, tel qu'énoncé au préambule (ii), veuillez quantifier et commenter l'impact potentiel de la fixation du montant de la facture à minimale à 20 \$ (monophasé) et 60 \$ (triphase) sur les demandes d'interruption de service et d'abonnement successifs dans le but d'éviter de payer la facture minimale.
- 54.2 Veuillez fournir une mise à jour du portrait de la clientèle visée par la facture minimale, tel que présenté au préambule (iii), en considérant le gel de la redevance au niveau actuel. Veuillez commenter.
- 54.3 Considérant que l'objectif d'une facture minimale serait de récupérer la totalité des coûts d'abonnement, tel qu'énoncé au préambule (iv), veuillez élaborer sur les mérites et les inconvénients d'établir une facture minimale en fonction d'une consommation minimale d'énergie sur une base annuelle, en considérant les 12 derniers mois par exemple.

Tarif DP

55. **Références :**
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 23;
 - (ii) Pièce [B-0047](#), p. 31;
 - (iii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0076](#), p. 21;
 - (iv) Pièce [B-0047](#), p. 36.

Préambules :

(i) « Un autre principe important de conception tarifaire est qu'un tarif devrait permettre aux clients d'être informés des coûts engagés pour répondre à leur demande. Dans la mesure où le tarif DP s'adresse à des clients de taille plus importante, davantage en mesure de gérer leur appel de puissance, il importe de les inciter à le faire avec un bon signal de prix. » [nous soulignons]

(ii) « D'une part, les clients consommant moins de 100 000 kWh par année ont des appels de puissance parmi les plus faibles, généralement inférieurs à 100 kW (voir la figure 10). Ce sont donc des clients qui bénéficient largement des 50 premiers kW sans frais. La figure 11, de même que le tableau 13, permettent de constater que certains de ces clients paient de faibles factures annuelles. Cette situation occasionne un transfert de coûts vers les autres clients du tarif DP, créant ainsi une iniquité. L'introduction d'une facturation de la puissance dès le premier kW assure que ces plus petits clients contribuent dorénavant davantage à la récupération des coûts de puissance au même titre que les autres clients, corrigeant par le fait même la situation actuelle d'iniquité. » [nous soulignons]

(iii)

**TABLEAU R-4.4 :
COÛTS PAR COMPOSANTES**

Tranches de consommation (kWh-an)	Coûts par composantes (M\$)				
	Énergie	Puissance	Abonnement	Spécifique	Total
<i>en M\$</i>					
5000 et moins	33,4	55,1	129,9	17,6	236,1
100 000 et plus	43,7	45,0	4,6	0,3	93,6
<i>en ¢/kWh</i>					
5000 et moins	3,19	5,26	12,39	1,68	22,51
100 000 et plus	3,17	3,26	0,34	0,02	6,78
<i>en %</i>					
5000 et moins	14%	23%	55%	7%	100%
100 000 et plus	47%	48%	5%	0%	100%

(iv)

**REVENU MOYEN PAR TRANCHE DE FU
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017**

Moyenne des FU mensuels	Revenu moyen (¢/kWh)		
	Tarif DP 2017	Tarif DP cible	Tarif G-9
[0 %;10 %]	11,34	17,73	18,42
]10 %;20 %]	10,15	12,29	14,11
]20 %;30 %]	9,34	9,87	12,85
]30 %;40 %]	9,25	9,07	-
]40 %;50 %]	9,28	8,99	-
]50 %;60 %]	9,29	9,04	-
]60 %;70 %]	9,19	8,95	-
]70 %;80 %]	9,07	8,84	-
]80 %;90 %]	8,63	7,93	-
]90 %;100 %]	-	-	-
Total	9,33	9,33	13,48

Demandes :

55.1 Veuillez fournir les coûts par composante des clients au tarif DP, tel que présenté au préambule (iii), pour les strates de consommation suivantes : 0 – 5 000 kWh; 5 000 – 10 000 kWh; 10 000 – 20 000 kWh; 20 000 – 30 000 kWh; 30 000 – 50 000 kWh; 50 000 – 100 000 kWh; plus de 100 000 kWh.

55.2 Veuillez fournir les coûts de service des clients au tarif DP pour les tranches de FU présentées au préambule (iv). Veuillez commenter les résultats par rapport au tarif DP cible présenté au préambule (iv).

- 56. Références :** (i) Pièce [B-0047](#), p. 36;
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 41.

Préambule :

(i) « Une période plus longue de déploiement de la structure cible est proposée, d'une part, afin d'accorder aux clients qui seront affectés par les modifications apportées suffisamment de temps pour qu'ils puissent prendre des mesures visant à mieux gérer leurs charges et ajuster leurs profils de consommation et, d'autre part, afin de lisser dans le temps l'impact tarifaire. »

(ii)

**TABLEAU 13 :
EXEMPLES D'ABONNEMENTS IMPACTÉS**

Cas	Portrait de la consommation								Facture annuelle DP 2017 (\$)	Avant optimisation				Après optimisation						
	Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)	FU minimal (%)	FU maximal (%)		Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Impact moyen annuel (\$)	Impact annualisé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Impact moyen annuel (\$)	Impact annualisé (%)
Abonnements désavantagés																				
1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	433 \$	3 707 \$	3 274 \$	756%	273 \$	20%	G	1 219 \$	786 \$	182%	66 \$	9%
2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	450 \$	3 137 \$	2 687 \$	597%	224 \$	18%	D cible	764 \$	314 \$	70%	26 \$	5%
3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	521 \$	1 853 \$	1 332 \$	256%	111 \$	11%	G	1 420 \$	899 \$	172%	75 \$	9%
4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 154 \$	5 902 \$	3 748 \$	174%	312 \$	9%	DP cible	5 902 \$	3 748 \$	174%	312 \$	9%
5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 318 \$	5 997 \$	3 679 \$	159%	307 \$	8%	G-9	5 760 \$	3 442 \$	148%	287 \$	8%
6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 457 \$	6 191 \$	3 734 \$	152%	311 \$	8%	DP cible	6 191 \$	3 734 \$	152%	311 \$	8%
7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 590 \$	3 747 \$	2 157 \$	136%	180 \$	7%	G-9	3 368 \$	1 779 \$	112%	148 \$	6%
Abonnements neutres																				
8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	9 985 \$	9 987 \$	2 \$	0%	0 \$	0%	DP cible	9 987 \$	2 \$	0%	0 \$	0%
9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 574 \$	7 568 \$	-6 \$	0%	0 \$	0%	DP cible	7 568 \$	-6 \$	0%	0 \$	0%
10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 720 \$	10 733 \$	12 \$	0%	1 \$	0%	DP cible	10 733 \$	12 \$	0%	1 \$	0%
Abonnements avantageés																				
11	agricole	poulailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 275 \$	7 515 \$	-760 \$	-9%	-63 \$	-1%	DP cible	7 515 \$	-760 \$	-9%	-63 \$	-1%
12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 462 \$	10 467 \$	-1 996 \$	-16%	-166 \$	-1%	DP cible	10 467 \$	-1 996 \$	-16%	-166 \$	-1%
13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 207 \$	10 051 \$	-1 156 \$	-10%	-96 \$	-1%	DP cible	10 051 \$	-1 156 \$	-10%	-96 \$	-1%
14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	17 894 \$	16 660 \$	-1 235 \$	-7%	-103 \$	-1%	DP cible	16 660 \$	-1 235 \$	-7%	-103 \$	-1%

Demande :

56.1 Veuillez donner quelques exemples de mesures que peuvent prendre les abonnés désavantagés présentés au Tableau 13 du préambule (ii), afin de mieux gérer leurs charges et ajuster leurs profils de consommation.

57. **Référence :** Pièce [B-0047](#), p. 37.

Préambule :

« Outre les tarifs de base auxquels les clients domestiques ont accès, les tarifs généraux de courte durée sont aussi des options que les clients présentant un profil saisonnier peuvent envisager afin de limiter l'impact de la facturation de la puissance. »

Demande :

57.1 Veuillez élaborer et préciser les options pouvant être envisagées en fournissant quelques exemples concrets.

Abrogation des tarifs à forfait T-1 et T-2

58. **Référence :** Pièce [B-0047](#), p. 52.

Préambule :

« Ces tarifs se déclinent en abonnements quotidien (T-1), hebdomadaire (T-2) et mensuel (T-3).

Le Distributeur préconise le mesurage des charges raccordées au réseau de distribution afin de facturer la consommation réelle du client au tarif approprié. Toutefois, il est d'usage dans l'industrie de procéder par estimation de la consommation dans certaines situations. Les usages visés par les tarifs à forfait sont habituellement ceux pour lesquels le mesurage n'est pas souhaité pour des raisons :

- *de sécurité, comme les feux de signalisation et les panneaux réclames le long des autoroutes ;*
- *d'accessibilité, comme les antennes au sommet des montagnes, les blocs d'alimentation des systèmes de câblodiffusion et les panneaux réclames sur les bâtiments ;*
- *d'importance de la charge, comme les abribus et les cabines téléphoniques.*

Comme il s'agit presque exclusivement d'usages permanents, c'est le tarif T-3 qui est actuellement appliqué. » [nous soulignons]

Demandes :

58.1 Veuillez confirmer qu'il n'y a actuellement pas d'abonnement aux tarifs à forfait T-1 et T-2 tel que souligné au préambule. Si non, veuillez expliquer.

- 58.2 Veuillez préciser à quelles périodes et pour quels types d'usage des clients ont eu recours aux tarifs à forfait T-1 et T-2 pour la dernière fois. Veuillez préciser pour quels types d'usage des clients ont eu recours aux tarifs à forfait T-1 et T-2 le plus souvent au cours des 5 dernières années.
- 58.3 Veuillez préciser quels sont les implications financières d'un abonnement au tarif à forfait T-3 plutôt qu'aux tarifs T-1 et T-2 pour les types d'usage identifiés à la réponse précédente.