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

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

1. Référence : Pièce B-0009, p. 7.

Préambule :

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

Demande :

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

2. Référence : Pièce B-0013, p. 7.

Préambule :

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

Demande :

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

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

Préambule :

Le Distributeur se fixe comme objectif de notamment contenir sous l'inflation la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts, sur une période mobile de 5 ans. Toutefois, les tableaux 2, A-1 et B-1 qui présentent les indicateurs d'efficience utilisés par le Distributeur ainsi

que les composantes de ceux-ci ne couvrent que trois années, soit : 2013 (année historique), 2016 (décision) et 2017 (année témoin).

Demande :

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

4. Référence : Pièce B-0013, p. 11 et 12.

Préambule :

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

Demandes :

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

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

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

Préambule :

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

[…]

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

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

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

Demande :

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

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

PCGR des États-Unis

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

Préambule :

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

Le Distributeur indique que :

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

Comme mentionné à la note 3, Réglementation, des états financiers consolidés 2015 d'Hydro-Québec dressés selon les PCGR des États-Unis, le cadre juridique et réglementaire dans lequel Hydro-Québec exerce ses activités lui confère le droit de recevoir de la clientèle ou l'obligation de remettre à celle-ci, selon le cas, des sommes correspondant à tout écart entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires. Ces éléments,

qui comprennent les écarts de revenus liés aux aléas climatiques, donnent donc lieu à des actifs ou passifs financiers comptabilisés conformément aux normes applicables aux sociétés en général. Puisque la pratique réglementaire autorisée par la Régie pour le compte de nivellement pour aléas climatiques ne diffère pas de la norme applicable aux sociétés en général, l'ASC 980 ne s'applique pas.

Par ailleurs, ce traitement comptable avait également été expliqué en réponse à la question 1.5 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0033) du dossier R-3768-2011, dans le cadre des travaux relatifs à la transition aux IFRS et était appliqué dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec dressés selon les PCGR du Canada ».
[nous soulignons]

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Demandes :

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

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

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

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

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

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

6.6 Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec présente son compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale alors que les distributeurs gaziers présentent leur compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs réglementaires en vertu de la norme

ASC 980. Veuillez expliquer les éléments qui justifient une interprétation différente des PCGR des États-Unis, pour des comptes de même nature.

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

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

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

Préambule :

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

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

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

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

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

Demandes :

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

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

Récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques

8. Référence : Pièce B-0016, p. 6.

Préambule :

Le Distributeur indique que :

« Profitant des impacts climatiques plus favorables, le Distributeur propose de récupérer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2017, la totalité des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques, de manière à réduire la pression tarifaire pour les prochaines années. Cette demande s'inscrit dans une perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire consistant à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan stratégique 2016-2020 ».

Le Distributeur illustre au tableau 1 sa proposition. La Régie ajoute un scénario sous étude, soit de ramener l'amortissement sur un horizon de 5 ans pour tous les comptes de nivellement, sans exception.

Tableau 1
Versement aux revenus requis 2017 (M$)

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

Demandes :

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

- La charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comtes 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.

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

- La charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comtes 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.

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

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

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

9. Référence : Pièce B-0016, p. 7 et 8.

Préambule :

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

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

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

Demande :

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

10. Référence : Pièce B-0016, p. 8.

Préambule :

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

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

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

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

Demande :

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

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

11. Référence : Pièce B-0016, p. 10.

Préambule :

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

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

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

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

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

Demandes :

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

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

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

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que :

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

- *Dans le contexte actuel, la prévision de la demande et des revenus des ventes est particulièrement affectée par plusieurs changements qui sont hors du contrôle du Distributeur et qui ne peuvent être reflétés à temps dans les revenus prévus au dossier tarifaire.*

- *La mise à jour proposée à la section 3 ne peut couvrir que partiellement le risque associé aux variations importantes des revenus nets des achats projetés. Certes, la mise à jour permet de réduire l'écart prévisionnel en ajustant les revenus nets des achats sur la base de données plus contemporaine et plus proche de l'année témoin, mais n'efface pas l'écart entre les données réelles et les données reconnues.* […].

- *Les écarts de revenus nets des achats résultant de ces changements sont significatifs, tels que l'illustrent les exemples des années 2015 et 2016.*

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

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

TABLEAU 1 :
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE DEMANDÉE AU 1ER AVRIL 2017 (M$)

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

Demandes :

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

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

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

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

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

PRÉVISION DE LA DEMANDE

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

Préambule :

(i) Dans le tableau D-3 : Ventes mensuelles prévues (D-2015-018) et réelles 2015 (GWh), le Distributeur indique que l'écart prévisionnel des ventes aux tarifs D et DM pour 2015 est de -1 739 GWh.

(ii) « *Aux tarifs D et DM, l'écart de -2 179 GWh* [entre prévision normalisée 2016 et acceptée D-2016-033] *découle essentiellement de la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été intégrés au modèle de prévision du secteur résidentiel et agricole.* »

(iii) « *En outre, constatant que la prévision de la demande et des revenus des ventes est particulièrement affectée par les changements comportementaux de la clientèle qui rendent plus incertain l'établissement des revenus futurs, le Distributeur propose la création d'un compte d'écarts. Ce compte qui porte sur les revenus des ventes nets des achats d'électricité, permettra de neutraliser les écarts entre les montants réels de l'année et ceux reconnus pour cette même année* ».

Demandes :

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

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

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

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

TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

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

Préambule :

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

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

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

Demandes :

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

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

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

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

COÛTS ÉVITÉS

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

Préambule :

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

- *2017 à 2026 inclusivement :*
  - *le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh ($ 2016), indexé à l'inflation ;*
  - *le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh ($ 2016), indexé à l'inflation ».*

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

Demandes :

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

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

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

INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2014

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

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

Préambule :

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

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

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

(ii) « *À partir de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.*

- *Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, le signal de coût évité est de 20 $/kW-hiver ($ 2016, indexé à l'inflation) ;*
- *À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité est de 108 $/kW-an ($ 2016, indexé à l'inflation).*

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

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

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

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

Demandes :

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

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

CHARGES D'EXPLOITATION

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

Préambule :

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

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

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

(ii) Le Distributeur indique que :

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

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

Demandes :

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

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

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

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

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

18. Référence : Pièce B-0027, p. 9, tableau 3.

Préambule :

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

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

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

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

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

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

Demande :

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

19. Référence : Pièce B-0027, p. 16, tableau 11.

Préambule :

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

TABLEAU 11 :
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES (M$)

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

Demande :

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

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

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

Préambule :

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

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

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

Demandes :

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

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

20.3 Veuillez présenter l'évolution des salaires de base, en fournissant pour la période 2011 à 2017 les données suivantes :
- Les activités de base;
- Le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers;
- Le détail des éléments spécifiques;

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

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

Préambule :

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

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

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

Demandes :

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

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

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

Préambule :

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

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

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

TABLEAU 3 :
VARIATIONS DES ETC

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

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

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

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

Demandes :

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

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

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

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

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

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

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

Préambule :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Demande :

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

24. Référence : Pièce B-0028, annexe C, p. 3.

Préambule :

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

Demande :

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

AUTRES CHARGES DIRECTES

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

Préambule :

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

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

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

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

Demande :

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

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

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

Préambule :

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

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

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

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

Demande :

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

27. Référence : Pièce B-0030, p. 8, tableau 3.

Préambule :

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

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

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

Demandes :

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

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

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

Préambule :

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

Demandes :

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

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

29. Référence : Pièce B-0030, p.18, Tableaux 27 et 28.

Préambule :

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

Demande :

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

EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

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

Préambule :

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

Demandes :

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

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

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

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

Préambule :

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

Demande :

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

COÛTS CAPITALISÉS

32. Référence : Pièce B-0032, p. 5 et 6.

Préambule :

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

TABLEAU 1 :
COÛTS CAPITALISÉS (M$)

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

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

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

Demande :

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

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

33. Référence : Pièce B-0032, p. 6.

Préambule :

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

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

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

Demande :

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

AUTRES CHARGES

34. Référence : Pièce B-0033, p. 5, tableau 1.

Préambule :

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

TABLEAU 1 :
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES (M$)

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

Demande :

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

BASE DE TARIFICATION

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

Préambule :

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

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

Base de tarification

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

Source : Pièce B-0035.

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

Demandes :

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

- Immobilisations en exploitation : 206,7 M$;
- Logiciels : -61,9 M$;
- Efficacité énergétique : -72,9 M$;
- Contributions à des projets de raccordement : 103,6 M$;
- Encaisse réglementaire : 86,2 M$.

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

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

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

INVESTISSEMENTS

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

Préambule :

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

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

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

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

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

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

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

Demande :

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

Schefferville et La Romaine

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

Préambule :

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

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

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

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

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

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

(iv) « [469] *La Régie juge qu'il lui sera difficile de se prononcer sur la pertinence des investissements prévus à Mehinek s'ils sont présentés isolément.* […] *La Régie est également*

préoccupée par l'ampleur des investissements prévus pour les infrastructures durables de la centrale, alors que le contrat entre le Distributeur et NALCOR prévoit la possibilité d'une reprise éventuelle de la centrale par cette dernière.

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

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

Demandes :

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

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

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

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

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

Préambule :

(i) Le tableau 1 *Sommaire des investissements 2017* montre un montant de 3,5 M$ à la ligne *Centrales de production* pour les investissements à autoriser de plus de 10 M$ et de 6,7 M$ à la

ligne *Croissance de la demande*. On apprend au Tableau 12 de la page 18 que ces sommes correspondent au démarrage de projets à Schefferville et pour le raccordement du village de La Romaine.

(ii) *«* [23] *Jusqu'en 1998, le Distributeur préconisait la construction d'une petite centrale hydroélectrique sur la rivière Olomane, à quelques kilomètres en amont du village, pour remplacer la centrale diesel de La Romaine. Le projet de petite centrale hydroélectrique a été abandonné à la suite d'une résolution du conseil de bande d'Unamen Shipu refusant le projet.*

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

[…]

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

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

(iv)

Conversion des réseaux autonomes

Calendrier de lancement des appels de propositions

ANNÉE	CENTRALE	HORIZON DE MISE EN SERVICE
En cours	Iles-de-la-Madeleine (éolien)	2020
2016	Kuujjuarapik Tasiujaq Obedjiwan	2020
2017	Kangiqsujuaq La Romaine Salluit Umiujaq	2019 2020
2018	Inukjuak Kangiqsualujjuaq Kuujjuaq Puvirnituq	Après 2020
2019	Iles-de-la-Madeleine (conversion) Akulivik Ivujivik Kangirsuk Port-Menier	
2020	L'Ile-d'Entrée Quaqtaq Clova Aupaluk	

Modalités de réalisation des projets

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

Demandes :

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

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

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

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Programmes de sensibilisation

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

Préambule :

(i) En page 8, le Distributeur présente ses initiatives de sensibilisation pour lesquelles il prévoit un budget de 6 M$ et un impact de 88 GWh en 2017. En page 9, il présente plusieurs programmes spécifiques dont certains semblent de sensibilisation, d'autres plus prescriptifs. Le Distributeur mentionne par exemple que « *le programme Fenêtres et portes-fenêtres se poursuit sans modification en 2017*. » Pour l'ensemble de ces programmes, le Distributeur prévoit un budget de 7 M$ et un impact de 45 GWh en 2017.

(ii) Au tableau A-3, on voit que le rogramme de sensibilisation Mieux Consommer a eu un impact de 44 GWh en 2015 et anticipé de 88 GWh en 2016. Les programmes spécifiques, quant à eux auraient eu, pour ces deux années, des impacts de respectivement 130 et 62 GWh.

(iii) Au tableau A-1, le Distributeur prévoit un budget total de 8 M$ pour les activités communes dont 6 M$ en charges et 2 M$ en investissements.

(iv) La Régie notait à propos des programmes d'éclairage efficace :

> [31] La Régie constate donc que le programme, par son effet de sensibilisation, a une bien plus grande influence sur les ventes de produits d'éclairage efficace que les subventions, même en tenant compte d'effets de distorsion importants. Ce constat mérite une analyse plus approfondie et la Régie s'attend à ce qu'elle soit abordée par le Distributeur dans son prochain Rapport annuel.

Demandes :

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

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

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

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

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

39.6 Veuillez indiquer quelles activités d'évaluation ont été menées ou sont prévues, notamment pour mesurer l'impact des programmes de sensibilisation qui peuvent provoquer l'installation de mesures d'efficacité énergétique sans que le Distributeur n'ait eu à verser de subvention.

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

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

Préambule :

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

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

Demandes :

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

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

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

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

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

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

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

Préambule :

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

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

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

Demandes :

41.1 Dans le cas des chauffe-eau interruptibles, veuillez préciser ce qui diffère, par exemple dans la forme des réservoirs ou dans la position des éléments chauffants des chauffe-eau

des autres juridictions du balisage, expliquant qu'il n'y a pas problèmes d'acceptation de l'interruption du chauffage par les parties prenantes.

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

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

Préambule :

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

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

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

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

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

[1] En raison des arrondis, un montant inférieur à 1 M$ affiche 0.

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

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

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

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

Demandes :

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

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

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

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

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

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

43. Référence : Pièce B-0043, p. 13.

Préambule :

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

Demandes :

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

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

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

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

44. Référence : Pièce B-0043, p.13.

Préambule :

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

Demandes :

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

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

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

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

Réseaux autonomes

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

Préambule :

(i) « *Le Distributeur débutera à l'automne 2016 un projet pilote d'éclairage efficace pour les clientèles commerciale et institutionnelle. L'objectif du projet pilote est de réaliser un inventaire des produits d'éclairage installés dans un échantillon de bâtiments types. La diversité de bâtiments et de vocations présentes à Kuujjuaq en font l'endroit tout désigné pour la réalisation du projet pilote. L'information colligée durant ce projet permettra au Distributeur d'adapter son programme à la réalité des clients commerciaux et institutionnels du Nunavik* ».

(ii) Le Tableau 2 montre que les coûts évités par réseaux autonomes sont de l'ordre de 70 ¢/kWh, au Nunavik, et de 60 ¢/kWh en Haute-Mauricie et sur la Basse-Côte-Nord.

(iii) « *L'analyse pour les réseaux autonomes inclut la définition de clients types propres à ces marchés. Ainsi, le type de construction des bâtiments résidentiels, leur niveau d'isolation, le taux d'adoption des appareils, le type de système de chauffage et autres caractéristiques sont adaptés aux particularités de chaque réseau.*

[…] *La segmentation du résidentiel et du CI se base sur l'information disponible à Hydro-Québec. Il s'agit du nombre de clients, du type de vocation et de la consommation énergétique des bâtiments et, dans certains cas, de la définition des principaux paramètres des bâtiments, à partir d'échantillons de bâtiments analysés dans le cadre d'études spécifiques disponibles.*

En effet, des études spécifiques pour le secteur CI des Îles-de-la-Madeleine et pour le secteur résidentiel de Schefferville et des Îles-de-la-Madeleine sont disponibles chez Hydro-Québec alors

que des données sur le logement dans le Nunavik ont été répertoriées au niveau provincial et fédéral. De plus, Hydro-Québec dispose également d'un sondage spécifique au Nunavik.

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

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

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

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

Demandes :

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

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

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

STRATÉGIE TARIFAIRE

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

Préambule :

(i) « *Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. De plus, dans un souci de simplification de la structure du tarif D afin d'en faciliter la compréhension, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait prendre la forme d'un montant mensuel, plutôt que d'un nombre de kWh inclus dans le service. À titre illustratif, dans le scénario présenté aux pages 47 et 48 de la présentation du 30 avril 2015, une facture minimale couvrant les coûts d'abonnement s'élevait à 22,28 $ par mois, ce qui, compte tenu de la redevance de 12,19 $ par mois, représentait une consommation de 178 kWh par mois* ».[nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) « *Tel qu'il est présenté au tableau A-7 à la page 36 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0051), les revenus associés à la redevance au tarif D s'élevaient à 517 M$ en 2014. Compte tenu que la facture minimale associée au scénario OC#2 (scénario représenté en mauve aux pages 35 et 36 du document de présentation du 12 juin 2015) permettrait de récupérer environ 150 M$, le Distributeur aurait à récupérer à terme 367 M$ de plus par l'entremise des prix d'énergie* ». [note de bas de page omise]

(iii) « *Il est proposé de fixer à terme le montant minimal de la facture à 20 $ par mois pour l'alimentation en monophasé afin qu'en absence de consommation ou d'une consommation très faible, le client contribue à un minimum de frais associés à son alimentation* ». [note de bas de page omise]

(iv) « *Le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des prix d'énergie, constitue une réallocation des revenus d'environ 400 M$*[12] *de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie* ».

« [12] *Revenus de la facture minimale de 118 M$ moins les revenus de 516 M$ de la redevance.* »

Demandes :

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

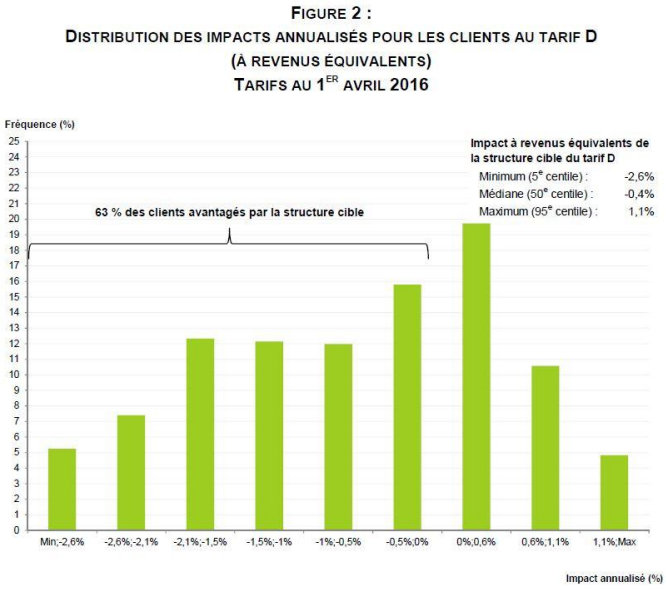
46.2 Veuillez expliquer et démontrer comment une réduction de la facture minimale de 10 % (20 $ par mois plutôt que 22,28 $) peut entrainer une réduction des revenus anticipés provenant de la facture minimale de 21 %, soit 118 M$ tel qu'indiqué au préambule (iv) plutôt que 150 M$ tel que présenté au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

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

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

Préambule :

(i)



(ii) « *Le déploiement pourrait ainsi se faire comme suit :*

- *<u>réduire et éliminer la redevance sur une période de 9 ans</u> ;*
- *atteindre <u>en 4 ans</u> une facture minimale de 20 $ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 8 ans celle de 60 $ par mois pour l'alimentation en triphasé pour en étaler l'impact plus important ;*
- *hausser le seuil de la 1re tranche d'énergie de 2 kWh par jour annuellement <u>pendant 5 ans</u> pour atteindre 40 kWh par jour ;*
- *hausser, sous certaines conditions (voir la section 3.1.3), deux fois plus le prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re tranche et fixer la hausse du prix de la 2e tranche à 3 % de plus que la hausse tarifaire moyenne ;*

- *éliminer dès la 1re année les primes de puissance actuelles* ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

Demandes :

47.1 Veuillez expliquer et démontrer, exemples et données à l'appui, comment a été calculé « *l'impact annualisé (%)* » de la figure 2 du préambule (i). Veuillez confirmer ou infirmer si cet impact annualisé constitue une moyenne de l'impact sur la période de déploiement de 9 ans, soulignée à la référence (ii).

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

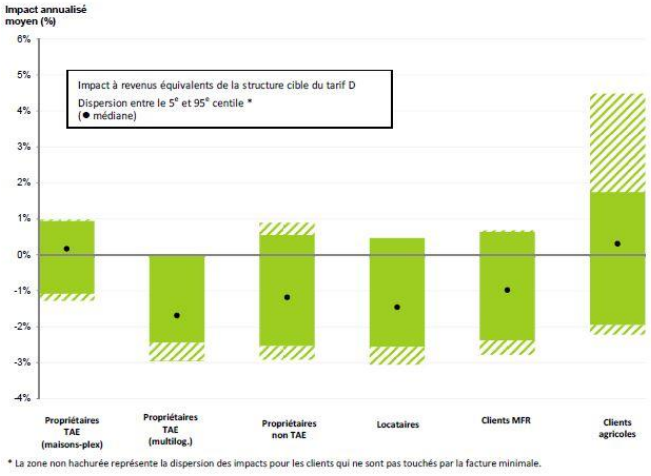
47.3 Veuillez présenter la distribution des impacts pour les clients au tarif D par segment de clientèle, pour chacune des deux années où les impacts seront les plus grands, et pour les deux années où les impacts seront les plus faibles, en identifiant à quel moment ces impacts maximaux et minimaux risquent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

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

Préambule :

(i)

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



(ii) « *La figure 4 présente la dispersion de l'impact annualisé des modifications proposées sur les différents segments de clientèle. L'impact lié à la facture minimale est présenté distinctement (zone hachurée des bâtonnets) pour relativiser le fait qu'une hausse en dollars appliquée sur une petite facture résulte en un impact relatif important. De plus, cela permet de dégager l'impact associé aux changements de structure pour la majorité des clients qui ne sont pas touchés par la facture minimale.*

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

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

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

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

(iv) « *En 2014, il y avait 40 525 clients agricoles aux tarifs D, G et M. Ce nombre doit être mis en parallèle avec les 28 880 exploitations agricoles québécoises recensées. Ainsi 11 645 compteurs agricoles seraient des compteurs additionnels (voir tableau 1). Ces compteurs sont souvent utilisés pour des sites éloignés du lieu de production principal (pompes de drainage ou d'irrigation, garages, etc.) ce qui tend à démontrer qu'ils se situent dans des strates de consommation inférieures à 30 000 kWh par année* ». [note de bas de page omise]

(v) Nous notons au Tableau A-9 de la pièce B-0052 que le nombre d'abonnements agricoles au tarif D serait de 44 133, ce qui représente une hausse de 20,5 % par rapport aux 36 605 abonnements indiqués au même tableau du dossier R-3933-2015.

(vi) « [14] *La facture minimale serait fixée à 13,80 $ la 1re année* ».

Nous remarquons à la figure 4 que l'impact de la facture minimale est beaucoup plus grand chez la clientèle agricole. Le Distributeur note à la référence (ii) « *qu'une hausse en dollars appliquée sur une petite facture résulte en un impact relatif important* ». Nous remarquons à la référence (iii) qu'en proportion de la clientèle domestique, davantage d'abonnements agricoles seront touchés au moins une fois dans l'année par la facture minimale. À la référence (iv) nous constatons que parmi les 28 880 exploitations agricoles, un très grand nombre possédaient plus d'un compteur puisqu'il y aurait 11 645 compteurs agricoles additionnels, « *souvent sur des sites éloignés du lieu de production principal* ».

Demandes :

48.1 Veuillez préciser si la remarque du Distributeur à la référence (ii) quant au « *fait qu'une hausse en dollars appliquée sur une petite facture résulte en un impact relatif important* »

s'applique à la clientèle agricole. Veuillez préciser si la présence de nombreux compteurs additionnels en milieu agricole peut expliquer la proportion élevée d'abonnements agricoles touchés par la facture minimale ainsi que l'impact relatif plus important de la facture minimale chez cette clientèle. Veuillez élaborer et quantifier si possible.

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

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

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

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

Préambule :

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

(ii)

TABLEAU 2 :
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2017

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

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

« *D'abord, dans l'éventualité d'un ajustement tarifaire nul ou à la baisse, le Distributeur pourrait proposer de ne pas apporter de modification à la structure du tarif et éviter ainsi, par exemple, d'abaisser des prix qui devraient ensuite être ajustés à la hausse. Il s'agit donc de ne pas appliquer des ajustements contraires à la structure cible visée à long terme* ».

(iv) « *Le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des prix d'énergie, constitue une réallocation des revenus d'environ 400 M$*[12] *de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie* ».

« [12] Revenus de la facture minimale de 118 M$ moins les revenus de 516 M$ de la redevance. »

La Régie remarque que bien la « *facture minimale serait fixée à 13,80 $ la 1re année, soit 1,61 $ de plus que l'équivalent de la redevance actuelle* », le fait que la redevance ne serait réduite que de 2,96 ¢ par jour la première année, tel qu'indiqué au second préambule, soit 0,89 ¢ par mois, entraine une hausse nette de 12,91 $ par mois la 1re année, un impact relativement important chez les clients pleinement touchés par la facture minimale.

La Régie comprend également que la très longue période d'implantation de la nouvelle structure au tarif D proposée par la Distributeur, soit sur une période de 9 ans, s'explique principalement par l'impact du remplacement de la redevance par une facture minimale.

Demande :

49.1 En assumant que le Distributeur juge raisonnable l'ajustement tarifaire proposé pour 2017, tel que présenté au préambule (ii), et dans l'hypothèse où la hausse tarifaire au 1re avril 2017 serait inférieure au 1,6 % demandé, veuillez élaborer sur la possibilité, les

avantages et inconvénients que le manque à gagner soit entièrement appliqué à la réduction de la redevance, réduisant ainsi l'impact de l'implantation de la facture minimale ainsi que le temps requis pour implanter la nouvelle structure.

50. Références : (i) Dossier R-3933-2015, B-0071, p. 17-18;
(ii) Dossier R-3933-2015, B-0051, p. 20.

Préambule :

(i) « *Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. De plus, dans un souci de simplification de la structure du tarif D afin d'en faciliter la compréhension, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait prendre la forme d'un montant mensuel, plutôt que d'un nombre de kWh inclus dans le service* ».

« *Dans la même optique de simplification, le Distributeur estime que la facture minimale devrait remplacer la redevance, auquel cas il serait nécessaire de déterminer comment les coûts autrement récupérés par l'entremise de la redevance devraient être récupérés au moyen des autres composantes du tarif* ».

« *Selon son volume de consommation, la facture d'un client ne pourrait comporter qu'un seul prix de l'énergie, répondant d'autant plus à l'attente de la clientèle pour la simplicité* ».

« *Les impacts d'un scénario d'introduction d'une facture minimale ont été présentés à la page 48 de la présentation du 30 avril 2015. Les résultats montrent qu'une facture minimale touche les très petits consommateurs et ceux qui ne consomment pas durant toute l'année, et ce, peu importe le segment de clientèle dans lequel ils se trouvent. Différents scénarios de facture minimale pourraient être examinés si la Régie retenait cette avenue comme une orientation à explorer pour le prochain dossier tarifaire* ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) « *Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1re tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge, et le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT* ».

« *Le Distributeur considère que ces orientations rejoignent en grande partie celles des intervenants. Ainsi, il demande à la Régie de confirmer les orientations qui lui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée dans le dossier tarifaire 2017-2018* ».

La Régie note que durant la période d'implantation proposée de 9 ans, certains clients auront à la fois une redevance à payer et une facture minimale, ce qui va à l'encontre de l'objectif de simplification souhaité.

Demandes :

50.1 Considérant que la simplification de la structure du tarif D et de la facture du client constitue un souci maintes fois répété par le Distributeur et que ce dernier affirmait que « *différents scénarios de facture minimale pourraient être examinés si la Régie retenait cette avenue comme une orientation à explorer pour le prochain dossier tarifaire* », veuillez expliquer en quoi la proposition déposée concernant le remplacement de la redevance par une facture minimale et le scénario de son implantation sur 9 ans constituent la meilleure proposition et répondent au souci de simplification.

50.2 Considérant l'objectif de simplification des structures tarifaires et options offertes aux consommateurs et afin de limiter la dispersion des impacts cumulés découlant de changements simultanés de plusieurs composantes de la structure tarifaire, veuillez élaborer sur les mérites et inconvénients d'un scénario d'implantation par étape, soit en implantant rapidement la hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie dans un premier temps, et de reporter le remplacement de la redevance par une facture minimale dans un second temps.

50.3 Afin d'alimenter la réflexion à cet égard, veuillez présenter un scénario alternatif d'implantation par étape de la réforme tarifaire au tarif D, prévoyant une hausse rapide du seuil de la 1re tranche d'énergie pour atteindre 40 kWh par jour et reportant le remplacement de la redevance par une facture minimale à une date ultérieure. Veuillez fournir une simulation démontrant les impacts sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation. Veuillez commenter.

Suivis demandés : Véhicules électriques

51. Référence : Pièce B-0052, p. 39-41.

Préambule :

« *Le Distributeur présente à la section 4.1 les modalités relatives au tarif expérimental qu'il propose visant l'alimentation des bornes de recharge des véhicules électriques de 400 volts (V) et plus à courant continu. Cette proposition découle de la décision D-2016-033 de la Régie dans laquelle elle demande au Distributeur d'élaborer une proposition permettant de répondre à ses préoccupations à l'égard des véhicules électriques* ».

« *Quant aux approvisionnements, la Régie ne considère pas qu'il y ait d'enjeux à fournir l'énergie requise, mais qu'il y a lieu de se préoccuper de l'impact sur la puissance coïncidente* ».

« *Bien que le Distributeur soit préoccupé par l'impact que pourrait avoir la croissance de cette charge sur le réseau, il n'entend pas proposer pour l'instant de mesures de gestion spécifiques pour cet usage compte tenu du faible nombre de voitures électriques et de la technologie utilisée à domicile. Le Distributeur suivra la pénétration de cet usage au cours des prochaines années. Il évaluera également la possibilité de mettre à profit des technologies qui pourraient permettre de gérer cette charge et de mettre en place des mesures afin d'inciter les utilisateurs à une recharge en dehors des heures de pointe du réseau. Éventuellement, les clients pourraient ainsi être encouragés à gérer leur consommation par l'entremise de programmes de gestion de la demande, à l'image des interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) pour le marché résidentiel* ». [nous soulignons]

Le Distributeur note qu'à ce jour, « *plus de 10 000 véhicules électriques rechargeables sont immatriculés au Québec* » et que « *l'engagement du gouvernement se traduit par un parc qui représente 50 % des VÉ au Canada, avec une cible de 100 000 véhicules rechargeables immatriculés au Québec à l'horizon 2020* ».

Demandes :

51.1 Veuillez décrire les actions du Distributeur afin de documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques rechargeables au domicile et au bureau.

51.2 Veuillez fournir les données préliminaires ou les estimations quant à la répartition (pourcentage), telle qu'elle se présente actuellement, des heures de recharge à domicile, chez l'employeur, ou à travers le réseau de bornes publiques.

51.3 Parmi les 100 000 véhicules à l'horizon 2020, combien estimez-vous utiliseront des bornes de recharge à domicile, ou des bornes de recharge privées sur le lieu de travail?

51.4 Veuillez préciser quels types de technologies, soulignées au préambule, sont présentement examinés par le Distributeur afin de permettre de réduire l'impact de la recharge des véhicules électriques sur la puissance coïncidente. Veuillez élaborer.

51.5 Veuillez fournir une estimation de la contribution à la pointe de 100 000 véhicules électriques si le début de la recharge qui exige le maximum de puissance se fait dès le retour du travail en phase avec la pointe du soir ou dès l'arrivée au lieu de travail en phase avec la pointe du matin.

51.6 Veuillez élaborer sur la réflexion du Distributeur concernant la contribution à la pointe hivernale d'options de préchauffage/dégivrage à partir de la borne de recharge.

52. Référence : Pièce B-0052, p. 44.

Préambule :

« *Considérant les faibles FU pour les BRCC actuelles, soit inférieurs à 10 %, le Distributeur propose de calibrer un tarif pour l'usage spécifique des bornes de recharge sur la base d'un FU pouvant varier entre 0 % et 10 %.*

De façon générale, plus le FU d'une charge est élevé, plus celle-ci risque d'être coïncidente à la pointe. En deçà d'un FU de 30 % (soit 216 heures d'utilisation par mois), la coïncidence à la pointe diminue rapidement à mesure que le FU décroît.

Ainsi, une plus faible utilisation de la puissance maximale appelée justifie une prime de puissance moindre pour récupérer les coûts de puissance. C'est sur cette base qu'est calibré le tarif G-9 qui est conçu pour des FU inférieurs à 30 %. La prime de puissance est en effet diminuée de façon à correspondre à une proportion de 30 % de celle du tarif M et, en contrepartie, le prix d'énergie est accru de manière à récupérer en énergie la différence entre les primes de puissance des deux tarifs ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demandes :

52.1 Veuillez expliquer l'affirmation soulignée en préambule en en précisant notamment le contexte et les limites.

52.2 Considérant que le nombre de véhicules sur la route augmente aux heures de pointe, en phase avec la pointe coïncidente, et que le recours aux BRCC se produit habituellement durant le parcours du véhicule, veuillez expliquer comment l'affirmation que « *la coïncidence à la pointe diminue rapidement à mesure que le FU décroît* » peut s'appliquer aux BRCC.

Suivis demandés : Mesures visant les exploitations agricoles

53. Référence : Pièce B-0052, p. 49.

Préambule :

« *Le Distributeur tient à mentionner à la Régie qu'il a entrepris en 2016 des discussions avec les Producteurs en serre du Québec et d'autres partenaires, notamment le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec, l'Union des producteurs agricoles et certains producteurs en serre afin d'évaluer la situation de la production en serre et les mesures qui pourraient être mises de l'avant pour favoriser la croissance de leur production et de leur consommation d'électricité. Ces démarches*

ne sont pas complétées. Pour l'instant, il est donc prématuré de modifier les modalités des mesures tarifaires applicables aux serres ».

Demande :

53.1 Veuillez faire le point sur l'état des discussions et sur l'échéancier que se sont donné les participants.

MÉNAGES À FAIBLE REVENU

54. Références : (i) Pièce B-0056, p. 6;
(ii) Décision D-2016-033, p. 24, par. 36.

Préambule :

(i) « ***3.1. Entente plus généreuse pour clients à très faible revenu*** […]

Une analyse de données de Statistique Canada a été complétée en juin 2016 et a été présentée aux associations de consommateurs le 8 juin 2016.

Suite à cette analyse, le Distributeur compte :

- *proposer une nouvelle base pour la qualification des clients se situant à 50 % et moins des seuils de faible revenu ;* […] » [Nous soulignons]

(ii) « [36] *Également, la Régie prend acte de l'offre du Distributeur d'implanter un projet pilote pour son offre d'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu et de lui en faire rapport dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018. Elle examinera alors la question du seuil d'admissibilité* ». [Nous soulignons]

Demande :

54.1 Veuillez préciser ce que le Distributeur propose comme nouvelle base pour la qualification des clients se situant à 50 % et moins des seuils de faible revenu.

55. Référence : Pièce B-0056, p. 7.

Préambule :

« *Ainsi en 2016, le Distributeur a jeté les bases lui permettant de réaliser un projet pilote afin de tester le modèle d'affaires en collaboration avec le BEIÉ et en consultation auprès des organismes communautaires. Pour ce faire, il a lancé en 2016 un appel de propositions afin de trouver un coordonnateur et un appel de candidatures pour des agents d'accompagnement budgétaire pour la réalisation de ce projet pilote* ». [Nous soulignons]

Demandes :

55.1 Veuillez préciser et détailler l'état d'avancement de l'appel de propositions que le Distributeur a lancé en 2016 en vue de trouver un coordonnateur pour son projet pilote de centre d'accompagnement.

55.2 Veuillez préciser et détailler l'état d'avancement de l'appel de candidatures que le Distributeur a lancé en 2016 en vue de trouver des agents d'accompagnement budgétaire pour son projet pilote de centre d'accompagnement.