

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION (LE DISTRIBUTEUR)
SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019**

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 6, tableau 1;
 - (ii) Pièce [B-0115](#), p. 26;
 - (iii) Pièce [B-0080](#), p. 14 et 15;
 - (iv) Dossier R-3980-2017, pièce [A-0057](#), p. 19 et 20.

Préambule :

(i) Le Distributeur propose à nouveau cette année de récupérer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2018, la totalité des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques, soit un montant de 46,7 M\$ au 31 décembre 2017. Ce montant inclut le solde au 31 décembre 2017 au montant de 29,8 M\$ basé sur le compte de nivellement au 30 avril 2017.

(ii) « Basé sur le compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 octobre 2017, le solde au 31 décembre 2017 s'élève à 46,1 M\$ (débit) incluant des intérêts de 0,4 M\$ pour 2017. »

(iii) « Plus précisément, dans ses prévisions de hausses tarifaires 2019 et 2020, le Distributeur prévoit une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement en lien avec de nouvelles mises en service de projets éoliens et avec l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, ainsi qu'une charge de service de transport plus élevée selon les prévisions à long terme du Transporteur. Ainsi, les modalités de disposition proposées par le Distributeur lui permettront de mieux faire face à ces augmentations anticipées. » [nous soulignons]

(iv) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur indiquait qu' :

« Il ne faudrait pas oublier ces deux années-là [2018 et 2019] vont voir arriver des... des coûts substantiels quant aux mises en service de parcs éoliens et de projets de biomasse. Donc si on ajoute... qui sont des réalités incontournables évidemment, puisque les contrats ont été signés. Évidemment que cela s'ajoute, l'indexation du patrimonial.

Donc les prévisions qui sont faites ici pour deux mille dix-huit-dix-neuf (2018-2019) et qui sous-tendent la proposition du Distributeur ou en fait qui motivent la proposition du Distributeur, elles sont robustes. Elles sont basées quand même sur des événements assez prévisibles lorsqu'on constate qu'il s'agit de...de contrats qui, dans le fond, entreront en vigueur formellement ou de mise en service de parcs éoliens et de centrales à biomasse. »

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer si la pression à la hausse des coûts d’approvisionnement en lien avec les nouvelles mises en service de projets éolien est basée sur des contrats signés. Veuillez indiquer s’il y a une possibilité de retard ou de report des mises en service des projets éoliens.
- 1.2 Veuillez quantifier l’impact à la hausse des coûts d’approvisionnement en lien avec les nouvelles mises en service de projets éolien sur les hausses tarifaires 2019 et 2020. Veuillez qualifier le niveau de certitude des prévisions des hausses tarifaires 2019 et 2020. Veuillez élaborer
- 1.3 Considérant l’indication d’une pression à la hausse des coûts d’approvisionnement prévue en 2019 et 2020, veuillez indiquer si le Distributeur maintient sa proposition de disposition de la totalité des soldes de comptes de nivellement en 2018, avec le solde au 31 décembre 2017 basé sur le compte de nivellement au 30 avril 2017 (29,8 M\$) ou celui basé sur le compte de nivellement au 31 octobre 2017 (46,1 M\$). Veuillez justifier.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0040](#), p. 19 et 20;
 - (ii) Pièce [B-0080](#), p 16;
 - (iii) Décision [D-2017-119](#), p.10.

Préambule :

(i) « Conformément à la pièce *HQD-3, document 3*, le Distributeur propose de verser le solde de 3,2 M\$ (crédeur) au 31 décembre 2017, aux revenus requis de 2018.

Le tableau 10 présente l’évolution du compte d’écarts relatif au programme Conversion à l’électricité. »

TABLEAU 10 :
ÉVOLUTION DU COMPTE D’ÉCARTS – PROGRAMME CONVERSION À L’ÉLECTRICITÉ (M\$)

	2017			Total	Impact revenus requis
	Ventes d’électricité	Charges d’exploitation	Intérêts		
Opérations en 2017					
Écart de l’année (estimation 4/8)	(3,5)	0,3	-	(3,2)	
Solde au 31 décembre 2017	(3,5)	0,3	-	(3,2)	
Opérations en 2018					
Solde 2017 versé aux revenus requis	3,5	(0,3)		3,2	(3,2)
Solde au 31 décembre 2018	-	-	-	-	(3,2)

(ii) Le 28 septembre 2017, la Régie a demandé au Distributeur de ventiler par composantes l'incidence sur les revenus et les revenus requis 2018 du Distributeur, si elle devait refuser le programme Conversion à l'électricité (le Programme) présenté au dossier R-4000-2017, en distinguant : l'impact 2017 sur l'année témoin 2018 et l'impact 2018 sur l'année témoin 2018.

Le 24 octobre 2017, le Distributeur indique qu'il « *n'est pas en mesure de répondre à cette question sans une analyse plus poussée. En effet, afin de déterminer précisément l'impact sur les revenus requis, le Distributeur devrait refaire une projection de ses coûts d'approvisionnement et de ses revenus sur la base d'une nouvelle prévision de la demande amputée de 34 GWh. Cette mise à jour ne peut être effectuée dans les délais impartis.*

Toutefois, le Distributeur rappelle qu'il a présenté au dossier R-4000-2017 une analyse financière qui estime que le Programme aurait un impact à la baisse sur ses revenus requis d'environ 7 M\$ en 2018. Il est cependant important de noter que cette estimation a été effectuée à partir des intrants ayant servis à l'analyse économique du Programme, notamment les coûts évités de la fourniture. Or, les coûts considérés aux fins de cette analyse économique sont supérieurs aux coûts moyens d'approvisionnement inclus dans les revenus requis du présent dossier.

Malgré tout, cette analyse financière permet d'estimer que le retrait du Programme aurait un impact minime sur la hausse tarifaire.

Conséquemment, considérant, d'une part, le besoin d'une analyse plus poussée et, d'autre part, l'impact non significatif sur la hausse tarifaire 2018, le Distributeur propose de fournir l'information demandée, si nécessaire, selon la décision sur le fond que la Régie rendra dans le cadre du dossier R-4000-2017. »

(iii) Le 3 novembre 2017, la Régie a rendu sa décision (motifs à suivre) relative à la demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel. Voici un extrait :

« [41] *C'est pourquoi la Régie rejette la demande du Distributeur d'approuver son programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel.*

[42] *Par ailleurs, la Régie rappelle que dans sa décision D-2017-037, elle créait un compte de report pour capter les sommes associées au Programme et concluait :*

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

[43] *En conséquence, la Régie met fin au CÉR et en radie les montants inscrits.* »

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si la somme versée aux revenus requis 2018 au montant créditeur de 3,2 M\$ (référence (i)) fait partie de l'estimé de l'impact à la baisse sur les revenus requis 2018 d'environ 7 M\$ (référence (iii)). Veuillez expliquer.
- 2.2 Veuillez ventiler par composantes¹ l'incidence sur les revenus et les revenus requis 2018 du Distributeur, pour tenir compte de la décision D-2017-119, en distinguant :
- l'impact 2017 sur l'année témoin 2018;
 - l'impact 2018 sur l'année témoin 2018.
- 2.3 Veuillez déposer également la mise à jour des pièces suivantes pour l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 :
- Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2018 (tableaux 1 à 3 de la pièce [B-0008](#));
 - Composantes détaillées des revenus requis (tableau 2 de la pièce [B-0020](#)), selon le format suivant :
 - Année de base 2017, en 3 colonnes : avec le Programme, ajustements, D-2017-119,
 - Année témoin 2018, en 3 colonnes : avec le Programme, ajustements, D-2017-119;
 - Prévision du bénéfice réglementé et rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base 2017 (tableaux 3 et 4 de la pièce [B-0020](#));
 - Prévision de la demande (tableaux 7 et A-2 de la pièce [B-0015](#)) ;
 - Approvisionnements en électricité (tableaux 3, 5 et 6 de la pièce [B-0022](#)) ;
 - Base de tarification de l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 (tableaux 5 à 8 de la pièce [B-0033](#));
 - Compte de *pass-on* (tableau B-1 de la pièce [B-0040](#)).

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

3. **Référence :** Pièce [B-0026](#), p. 8 et 9.

Préambule :

Le Distributeur explique l'écart entre l'année témoin 2018 et l'année de base 2017 :

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

« L'augmentation des salaires de base de 29,7 M\$ s'explique comme suit :

- un ajustement économique totalisant 11,3 M\$ (2,6 %) provenant des augmentations salariales, plus particulièrement de celles convenues aux conventions collectives ;
 - un ajustement lié à l'évolution de la main-d'oeuvre projetée pour un montant de 3,5 M\$;
- [...] »

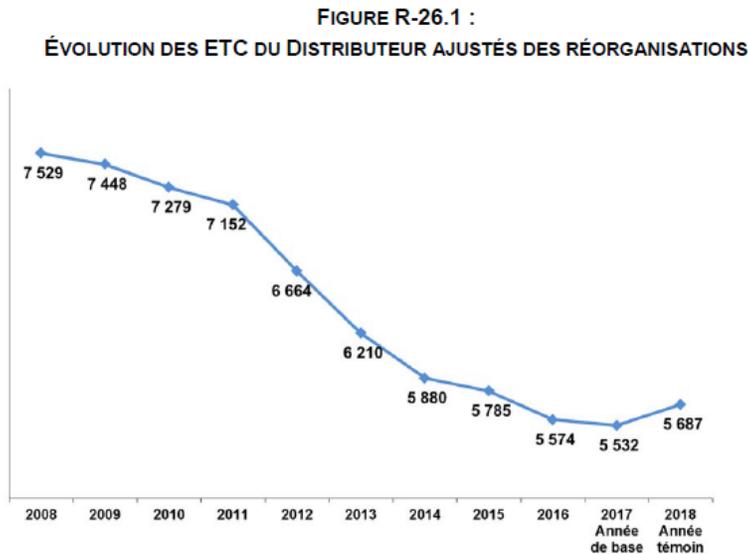
Demande :

- 3.1 Veuillez quantifier l'augmentation (en M\$ et en %) des salaires de base entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu par la Régie en 2017, liée aux éléments suivants :
- l'ajustement économique provenant des augmentations salariales ;
 - l'ajustement lié à l'évolution de la main d'oeuvre projetée.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 66, figure R-26.1;
 - (ii) Dossier R-3980-2017, [pièce B-0160](#), p. 13, tableau R-5.4;
 - (iii) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 3 et 4.

Préambule :

- (i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente à la figure R-26.1, l'évolution des ETC ajustés des réorganisations, de 2008 à 2018.



La Régie note un accroissement de 113 ETC entre 2016 et 2018.

- (ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur présentait au tableau R-5.4, l'évolution des ETC associés au projet LAD, de 2008 à 2017.

TABLEAU R-5.4 :
ÉVOLUTION DES ETC ASSOCIÉS AU PROJET LAD

Année	Gains structurants cumulatifs	Élément spécifique LAD	Impact net 2017
2008	-	-	
2009	-	-	
2010	-	13	
2011	-	25	
2012	-	35	
2013	-61	184	
2014	-200	262	
2015	-528	483	
AB 2016	-701	385	
AT 2017	-726	129	-597

(iii) Dans sa preuve, la FCEI indique que :

« Toutefois les années 2016 et 2018 ne sont pas directement comparables. Notamment, la fin du projet LAD a libéré beaucoup de ressources et mené au départ de 135 ETC temporaire, au transfert de 81 ETC vers les activités de base non liées au remplacement de compteurs et à une réduction de 19 ETC associée aux employés à relocaliser entre 2016 et 2017 et à 17 ETC associée aux employés à relocaliser entre 2017 et 2018. Le projet LAD a aussi généré des gains d'efficacité de 25 ETC additionnels.

Si l'on tient compte de ces départs et relocalisations, la hausse des ressources disponibles pour la réalisation d'activités autres que le remplacement de compteurs entre 2016 et 2018 est de 390 ETC. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez déposer la figure R-26.1 (référence (i)) en indiquant le nombre d'ETC autorisé en 2017.
- 4.2 Veuillez déposer la mise à jour du tableau R-5.4 (référence (ii)), de 2008 à 2018. Veuillez indiquer également les nombres d'ETC autorisés en 2017.
- 4.3 Veuillez indiquer la hausse des ETC entre 2016 et 2018, en excluant tous les ETC associés au projet LAD. Veuillez détailler et concilier.
- 4.4 Veuillez confirmer ou infirmer la hausse de 390 ETC entre 2016 et 2018 déterminée par la FCEI (référence (iii)). Veuillez concilier et expliquer.

- 5. Références :**
- (i) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 4 et 5;
 - (iii) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 5 et 6;
 - (iv) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 6 et 7.

Préambule :

(i) « [...] en l'absence de justifications adéquates la FCEI demande à la Régie de ne pas autoriser les 82 ETC pour des activités liées au réseau de distribution et les 68 ETC liés aux autres activités et de soustraire du revenu requis les coûts correspondants. »

(ii) Activités liées au réseau de distribution : Réduction de temps de cycle

La FCEI souligne que le Distributeur demande une augmentation de 40 ETC afin d'améliorer le processus de réalisation de l'ingénierie, notamment afin de réduire son temps de cycle de 2% par rapport à la moyenne des années 2016 et 2017.

« [...] Elle estime donc que le temps de cycle visé par le Distributeur ne requiert pas les ressources additionnelles envisagées. Si ces ressources additionnelles sont accordées, elles devraient être liées à un objectif de réduction de temps de cycle beaucoup plus ambitieux et faire l'objet d'un suivi. Par ailleurs, selon la FCEI, le Distributeur ne fait pas la démonstration que le temps de cycle actuel est problématique. »

(iii) Activités liées au réseau de distribution : Optimisation des structures opérationnelles

La FCEI souligne que le Distributeur demande une augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale.

La FCEI est d'avis que : « [...] L'amélioration recherchée par le Distributeur a un coût qui est relativement facile à identifier. Cependant les bénéfices de ces actions sont vagues et imprécis et le Distributeur ne présente pas d'objectifs clairs et quantifiables.

La FCEI ne perçoit pas que les budgets additionnels demandés par le Distributeur répondent à des problématiques bien circonscrites, mais plutôt à des objectifs généraux. La FCEI est bien sûr favorable à une amélioration des services aux clients, mais ces bénéfices doivent être liés à des objectifs bien définis et mesurables de manière à pouvoir être soupesés avec les coûts. Pour l'instant, le bénéfice pour la clientèle des actions proposées par le Distributeur est difficile à cerner.

De plus, la FCEI note que la démarche vise à améliorer l'efficacité des processus. Dans le contexte où le revenu requis 2018 constituera le point de départ du mécanisme incitatif du Distributeur pour les prochaines années, la FCEI doute qu'il soit judicieux et équitable pour la clientèle d'inclure au revenu requis les coûts liés à la mise en place de processus visant la recherche d'efficacité pour que cette même efficacité fasse ensuite l'objet d'un partage avec le

Distributeur. L'un des principes à la base d'un mécanisme incitatif est d'amener l'entreprise à poser les actions qui sont susceptibles de générer un bénéfice net, donc générant plus de bénéfices que de coûts. En socialisant les coûts et en privatisant une partie des bénéfices, cet équilibre ne tient plus et l'optimalité des actions choisies est compromise.

[...]

La FCEI rappelle finalement que les nouvelles ressources demandées seraient en surplus aux 132 ETC déjà ajoutées en 2017 en lien avec les activités liées au réseau de distribution. »

(iv) Pour les autres activités de distribution, la FCEI souligne que le Distributeur demande une hausse de 63 ETC, principalement attribuable à 34 ETC additionnels affectés aux activités de stratégie, de gouvernance et amélioration continue et 34 ETC pour la stabilisation de la structure organisationnelle des activités de mesurage.

« La FCEI estime qu'il n'est pas pertinent « d'introduire au revenu requis le coût associé à des démarches d'efficacité à l'an un d'un mécanisme incitatif s'applique également aux activités de stratégie, gouvernance, et amélioration continue.

Quant à la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage, la FCEI estime que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que la structure opérationnelle des activités de mesurage avait besoin d'être stabilisée. Les activités de mesurage sont à la base des opérations du Distributeur. Il procède déjà en 2017 à ces opérations dans le cours normal de ses activités et la FCEI ne voit pas de démonstration à l'effet que les besoins à cet égard auraient subitement augmenté de manière aussi importante. »

Demande :

5.1 Veuillez faire la démonstration des besoins d'ETC additionnels pour l'année témoin 2018 par rapport au nombre autorisé en 2017 :

- Activités liées au réseau de distribution (+82 ETC);
- Activités de stratégie, de gouvernance et amélioration continue (+34 ETC);
- Stabilisation de la structure organisationnelle des activités de mesurage (+34 ETC).

ET veuillez faire le lien avec chacun des commentaires de la FCEI (références (i) à (iv)).

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0064](#), p. 34, tableau R-4.1;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 7, tableau 3;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 10.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau R-4.1, les composantes de la masse salariale, des années suivantes :

TABLEAU R-4.1 :
COMPOSANTES DE LA MASSE SALARIALE
AVEC ET SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)

Description	Année historique 2016	2017				2018	
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base avec ASC 715	Année de base sans ASC 715	Année témoin avec ASC 715	Année témoin sans ASC 715
Salaire de base	413,0	422,8	422,5	430,1	430,1	459,8	459,8
Temps supplémentaire	49,4	33,8	33,8	40,4	40,4	38,1	38,1
Primes et revenus divers	26,5	26,2	26,8	26,2	26,2	26,6	26,6
Rémunération incitative selon la performance	2,7	2,2	2,0	2,4	2,4	2,6	2,6
Autres primes ¹	23,8	24,0	23,8	23,8	23,8	24,1	24,1
Avantages sociaux	135,3	78,1	76,2	74,0	74,8	247,8	80,9
Avantages sociaux - Coût de retraite	26,0	21,6	21,6	103,3	6,3	116,4	16,3
Compte d'écarts - Coût de retraite	26,0	-26,0	-26,0	-24,8	-11,7	-2,6	-16,7
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715				-69,3		69,8	
Avantages sociaux - Autres	83,6	82,6	82,6	64,8	81,2	66,1	68,3
MASSE SALARIALE	624,2	558,7	558,3	570,7	571,5	772,3	605,4
Activités de base	559,1	550,2	549,8	548,0	564,4	571,9	587,1
Facteurs Y (voir HQD-8, document 1, Annexe A)	38,3	36,5	36,5	116,8	18,8	133,1	34,0
CER pré-MRI							
-Coût de retraite	26,8	-28,0	-28,0	-24,8	-11,7	-2,6	-16,7
-Modifications à l'ASC 715				-69,3		69,8	
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		-0,4					
MASSE SALARIALE - intégrant ces ajustements	624,2	558,3	558,3	570,7	571,5	772,3	605,4

¹ La ligne «Autres primes» correspond à l'ensemble des compensations versées aux employés en raison des conditions particulières, difficiles ou contraignantes d'exercice du travail. À titre d'exemple, on y retrouve les primes pour quart de travail, les primes d'éloignement, les primes pour direction de travail ou pour remplacement d'employés de niveau supérieur ainsi que les primes pour travail les jours fériés ou dans des conditions d'urgence.

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 3, les variations de la rubrique « Salaire de base » (en ETC et en M\$).

- (iii) Le Distributeur indique que les prévisions des temps supplémentaires ont été établies sur la base d'un niveau normal récurrent d'heures supplémentaires compte tenu de l'ensemble des activités planifiées.

Demandes :

- 6.1 Veuillez expliquer de façon détaillée la hausse des salaires de base de 46,8 M\$ (11,3%) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016. Veuillez notamment quantifier l'impact des délais d'embauche reliés aux postes vacants.

- 6.2 Veuillez fournir un tableau qui présente les variations de la rubrique « Salaire de base » entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016 sous le même format que celui de la référence (ii). Veuillez expliquer les variations.
- 6.3 Veuillez expliquer la hausse du temps supplémentaire de 4,3 M\$ (12,7 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu et ajusté 2017 (référence (i)). Veuillez justifier le niveau normal récurrent d'heures supplémentaires (référence (iii)).

COÛT DE DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

7. **Référence :** Pièce [C-FCEI-0009](#), p.9 et 10.

Préambule :

La FCEI souligne que le Distributeur demande une augmentation de 6,1 M\$ associée au coût de développement de marchés, mais ce dernier se dit incapable d'évaluer le bénéfice net de cette activité.

« Selon la FCEI, le Distributeur se doit de disposer d'une évaluation de la rentabilité de son action en développement des marchés avant que celle-ci ne puisse être approuvée. La FCEI recommande de rejeter le budget de 6,1 M\$ demandé si le Distributeur ne peut faire cette démonstration. Cette évaluation de rentabilité devrait inclure le coût de l'effort additionnel de développement des marchés lui-même de sorte que les bénéfices liés aux ventes additionnelles excèdent le montant de 6,1 M\$ consacré à la concrétisation de ces ventes. »

Demande :

- 7.1 Veuillez élaborer sur la rentabilité des actions en développement des marchés et faire le lien avec le commentaire de la FCEI.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

8. **Référence :** Pièce [B-0041](#), p. 23, tableau A-1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau A-1, le budget total (investissements et charges) relatif aux interventions en efficacité énergétique pour l'année de base 2017 et l'année témoin 2018.

Pour les « Charges interruptibles résidentielles », le budget total s'élève à 4 M\$ pour l'année de base 2017 et de 24 M\$ pour l'année témoin 2018.

Demande :

8.1 Veuillez indiquer l'impact sur les revenus requis 2018, si la Régie devait refuser les budgets totaux de 2017 et de 2018 reliés aux « Charges interruptibles résidentielles ». Veuillez détailler l'impact par composante du revenus requis.

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

9. **Référence :** Pièce [B-0064](#), p. 37, tableau R-5.1B.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau R-5.1B, les charges du Distributeur en provenance du Centre de services partagés (CSP), sans l'impact des modifications à l'ASC 715.

**TABLEAU R-5.1B:
 CHARGES DU DISTRIBUTEUR EN PROVENANCE DU CSP
 SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Produits et services	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base	
Approvisionnement Immobilier	6,2	7,1	7,1	7,1	9,5
Gestion du matériel	60,1	60,9	60,9	60,9	65,0
Alimentation et hébergement	31,2	33,6	33,6	33,6	34,9
Services alimentaires	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Transport aérien	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Gestion documentaire	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7
Environnement ¹	2,6	2,7	2,7	2,7	2,3
Services de transport	1,8	2,1	2,1	2,1	1,9
	45,2	47,4	47,4	47,6	53,1
CHARGES TOTALES	149,1	155,6	155,6	155,8	168,6
Variation du coût de retraite non réparti par produits				(0,7)	(14,2)
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits				1,1	1,6
CHARGES TOTALES excluant l'impact de l'ASC 715	149,1	155,6	155,6	156,2	156,0

¹ Les montants du domaine Environnement incluent des reversesments de provision du Distributeur de 0,4 M\$ en 2016, de 1,4 M\$ en 2017 et de 1,5 M\$ en 2018 pour l'évaluation des coûts futurs de mise à niveau de certaines cours à poteaux.

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer la hausse de la rubrique « Services de transport » de 5,7 M\$ (12,0 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017 ainsi que la hausse de 7,9 M\$ (17,5 %) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.

9.2 Veuillez expliquer la hausse de la rubrique « Immobilier » de 4,1 M\$ (6,7 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017.

9.3 Veuillez expliquer la hausse de la rubrique « Gestion du matériel » de 3,7 M\$ (11,9 %) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.

- 10. Références :** (i) Pièce [B-0064](#), p. 38, tableau R-5.1C;
 (ii) Pièce [B-0028](#), p. 10.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-5.1C, les charges du Distributeur en provenance de la VPTIC, sans l'impact des modifications à l'ASC 715.

**TABLEAU R-5.1C:
 CHARGES DU DISTRIBUTEUR EN PROVENANCE DE LA VPTIC
 SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Produits et services	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base	
Postes de travail TIC	46,1	45,0	45,0	45,0	41,6
Produits TIC d'entreprise	35,0	29,6	29,6	29,6	54,1
Produits d'exploitation TIC	74,2	79,1	73,2	73,1	61,4
Conduite du réseau	2,1	2,6	2,6	2,6	3,8
Radios mobiles	13,5	13,5	13,5	13,5	13,7
Postes et centrales	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Centres d'appel, consoles téléphoniques et autres	25,3	23,3	23,3	23,3	21,8
Services de développement TIC	12,1	8,6	11,4	10,5	12,6
CHARGES TOTALES	208,8	202,1	199,0	198,0	209,4
Variation du coût de retraite non réparti par produits	-	-	-	(2,4)	(10,9)
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits	-	-	-	2,0	2,0
CHARGES TOTALES excluant l'impact de l'ASC 715	208,8	202,1	199,0	197,6	200,5

(ii) Le Distributeur indique que la hausse de « Produits TIC d'entreprise » ainsi que la baisse des « Produits d'exploitation TIC » s'expliquent principalement par la réallocation de différentes activités entre ces deux produits.

Demande :

10.1 Veuillez expliquer la hausse nette des rubriques « Produits TIC d'entreprise » et « Produits d'exploitation TIC » au montant de 12,7 M\$ (12,3 %) entre l'année témoin 2018 (115,5 M\$) et le montant reconnu en 2017(102,8 M\$).

11. **Référence :** Pièce [B-0064](#), p. 38, tableau R-5.1D.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau R-5.1D, les charges du Distributeur en provenance des unités corporatives, sans l'impact des modifications à l'ASC 715.

**TABLEAU R-5.1D:
 CHARGES DU DISTRIBUTEUR EN PROVENANCE DES UNITÉS CORPORATIVES
 SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Produits et services	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base	
Finances	41,3	36,6	36,5	36,5	37,6
Sécurité corporative	17,6	20,4	20,7	20,5	23,0
Ressources humaines	67,6	63,2	67,6	67,5	69,3
Affaires juridiques	4,5	5,1	5,1	5,1	5,7
Relations avec le milieu et autres unités	9,5	8,4	8,6	8,6	9,6
CHARGES TOTALES	140,5	133,7	138,5	138,2	145,2
Variation du coût de retraite non réparti par produits	-	-	-	(2,1)	(15,9)
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits	-	-	-	2,8	2,6
CHARGES TOTALES excluant l'impact de l'ASC 715	140,5	133,7	138,5	138,9	131,9

Demande :

11.1 Veuillez expliquer la hausse de la rubrique « Sécurité corporative » de 2,3 M\$ (11,1 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu et ajusté en 2017 ainsi que la hausse de 5,4 M\$ (30,7 %) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.

ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET D'AUTRES ACTIFS

12. **Références :**
- (i) Pièce [B-0115](#), p. 24 et 25;
 - (ii) Dossier R-4012-2017, pièce [B-0076](#), p. 106;
 - (iii) Décision [D-2017-021](#), p. 134 et 136.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur explique comment il établit la prévision de sa contribution à des projets de raccordement. Il indique que pour établir la prévision du plan de charges, il utilise les données les plus à jour disponibles :

« Comme il le mentionne en réponse à une question de la Régie, le Transporteur procède ensuite à l'évaluation de la contribution requise du Distributeur (printemps 2017). Ainsi, les données de l'année témoin 2018 ont été établies selon l'information la plus à jour disponible, à savoir :

- *MW additionnels sur 20 ans selon le plus récent plan des charges du Distributeur, soit celui de septembre 2016. Les intrants à la préparation de la prochaine mise à jour du plan n'étant pas encore connus, soit la pointe hivernale et estivale de 2017, le plan de 2016 constitue les données les plus récentes disponibles.*
- *Allocation maximale de 642 \$/kW correspondant à l'allocation maximale approuvée par la Régie pour l'année 2017 et celle proposée pour 2018 par le Transporteur, sauf pour les projets de raccordement de clients du Distributeur pour lesquels l'allocation maximale utilisée est celle en vigueur à la signature de l'entente conclue avec le client du Distributeur.*
- *Coûts des projets : ils correspondent à la meilleure estimation des coûts des projets qui seront mis en service en 2018. » [nous soulignons]*

(ii) Dans son dossier tarifaire 2018, le Transporteur fournit au tableau R53.1, l'évaluation de la contribution requise du Distributeur pour 2018 en tenant compte de la décision D-2017-088. Ce tableau contient également l'ajustement d'une erreur cléricale glissée lors du dépôt initial du 1er août 2017.

Tableau R53.1
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2018

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Montant maximal d'allocation du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2017	Ecart entre le montant maximal d'alloc. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,9	(0,9)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	0,2	(0,2)
D-2015-022	Nouveau poste Judith-Jasmin - section stratégique et lignes*	0,0	-	75,3	(75,3)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	3,8	(3,76)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	93,4	(93,4)
D-2016-176	Nouveau poste Gracefield à 120-25 kV	9,7	6,2	18,4	(12,2)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	146,0	87,2	49,7	37,5
-25 M\$	Poste Saint-Sauveur à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	25,8	16,6	11,4	5,2
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Frar	0,0	-	15,6	(15,6)
-25 M\$	Ville de Montréal - racc. à 315 kV de l'usine JR Marcotte	47,5	28,4	6,7	21,7
-25 M\$	Aluminerie de Bécancour Inc. (ABI) - augmentation capacité	58,0	37,2	11,4	25,9
-25 M\$	Poste Saint-Georges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur et rempl. disjoncteurs	20,9	13,4	6,0	7,4
-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - ArcelorMittal - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,3	(0,3)
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	68,6	44,0	7,4	36,7
	Total	376,5	233,0	300,4	(67,4)
	Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien				(12,8)
	Contribution requise du Distributeur				80,2

*Mise en service de la section satellite en 2019

**Poursuite du volet renforcement en 2019

(iii) Dans sa décision D-2017-021 relative à la demande de modifications des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2017, la Régie mentionne que :

« [566] Le Transporteur propose, afin de « faire correspondre les coûts le plus possible », de mettre à jour l'évaluation de la contribution du Distributeur dans le cadre de la mise à jour des revenus requis, des tarifs et de l'allocation maximale découlant de la décision sur le fond.
 [...] »

[574] La Régie accueille la proposition du Transporteur émise dans son argumentation et lui demande de mettre à jour, au plus tard le 15 mars 2017, à 12 h, l'évaluation de la contribution du Distributeur projetée pour l'année témoin 2017, en fonction de l'allocation maximale découlant de la présente décision. »

Demandes :

- 12.1 Veuillez expliquer pourquoi l'évaluation de la contribution requise du Distributeur, pour l'année témoin 2018, ne tient pas compte de la pointe hivernale 2017 (référence (i)).
- 12.2 Veuillez mettre à jour les pièces du Distributeur pour tenir compte de la mise à jour de l'évaluation de la contribution requise pour 2018 présentée à la référence (ii). Veuillez indiquer l'impact sur les revenus requis 2018 et la base de tarification 2018.
- 12.3 Afin d'harmoniser les données du Transporteur et du Distributeur, veuillez commenter sur la possibilité de mettre à jour les données du Distributeur en même temps que celles du Transporteur (référence (iii)).

FRAIS D'ADMINISTRATION

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0042](#), p. 3 et 4;
 - (ii) Pièce [B-0087](#), p. 57 à 59 ;
 - (iii) [RA-HQD-2016](#), HQD-2, doc. 3, p. 17;
 - (iv) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 12.

Préambule :

(i)

**TABLEAU 1 :
 REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée	Année de base	
Facturation externe émise	87,1	81,4	81,4	73,9	62,7
Frais d'administration	53,0	48,4	48,4	40,4	37,3

« Les frais d'administration s'élèvent à 37,3 M\$ pour 2018 comparativement au montant reconnu de 48,4 M\$ dans la décision D-2017-022 et au montant de 40,4 M\$ de l'année de base

2017. La baisse de 11,1 M\$ entre le montant reconnu pour 2017 et l'année témoin 2018 est principalement attribuable à la diminution du niveau d'inventaire des comptes à recevoir actifs sur lesquels sont calculés les frais d'administration. Cette baisse du niveau d'inventaire est attribuable aux températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017 ainsi qu'à la gestion active, effectuée par le Distributeur, des comptes à recevoir.

Le changement apporté au 1er avril 2017 à l'application des frais d'administration a également eu un impact sur la diminution des frais d'administration. En effet, [...] »

(ii) Réponses du Distributeur à la question 19 de la DDR1 de la FCEI.

(iii) « 2.6. Revenus autres que ventes d'électricité

Les écarts liés aux revenus autres que les ventes d'électricité sont principalement attribuables à la facturation externe émise :

- D'une part, la baisse de 4,3 M\$ des revenus liés aux frais d'administration est attribuable à un niveau de comptes à recevoir sur lesquels s'appliquent les frais d'administration plus bas qu'anticipé, en raison des températures douces de l'hiver 2015-2016.
- [...] »

(iv) « Étant donnés ces deux derniers hivers doux, la FCEI se serait attendue à ce que la prévision des frais d'administration pour 2018 inclue un ajustement pour tenir compte d'une température normale (et donc plus froide) à l'hiver 2017-2018. Cependant, elle déduit des réponses du Distributeur qu'aucun ajustement climatique n'est appliqué. En effet, l'écart entre les frais d'administration de l'année de base 2017 (40,4 M\$) et de l'année témoin 2018 (37,3 M\$) correspond à l'impact de la modification aux conditions de services. De plus, en réponse à une question, le Distributeur indique qu'il « ne fait pas de prévision sur le solde des comptes à recevoir, donc aucune donnée n'est disponible tant pour le 31 décembre 2017 que pour 2018. »²⁴

La FCEI estime qu'un ajustement climatique doit être appliqué à la prévision. Considérant que le passage d'un historique de deux hivers froids à un historique de deux hivers doux a eu un impact total de 12 M\$ sur les frais d'administration, elle évalue à 3 M\$ l'impact du passage d'un hiver doux à un hiver normal. La FCEI recommande donc à la Régie de rehausser les revenus en frais d'administration de 3 M\$ pour les porter à 40,3 M\$. » [Nous soulignons]

[Référence 24 dans la citation : [B-0087](#), p. 59]

Demande :

13.1 Le Distributeur est-il d'avis qu'il serait opportun d'appliquer un ajustement climatique à la prévision des frais d'administration pour l'année témoin 2018? Veuillez expliquer.

MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0087](#), p. 39 et 40;
 - (ii) Pièce [B-0025](#), p. 30;
 - (iii) Pièce [C-OC-0006](#), p. 9.

Préambule :

En réponse à une DDR de la FCEI, le Distributeur a déposé le tableau R-12.10 (référence (i)), dans lequel figurent les données qui ont servi à faire la figure B-4 de la demande du Distributeur, reproduit en (ii).

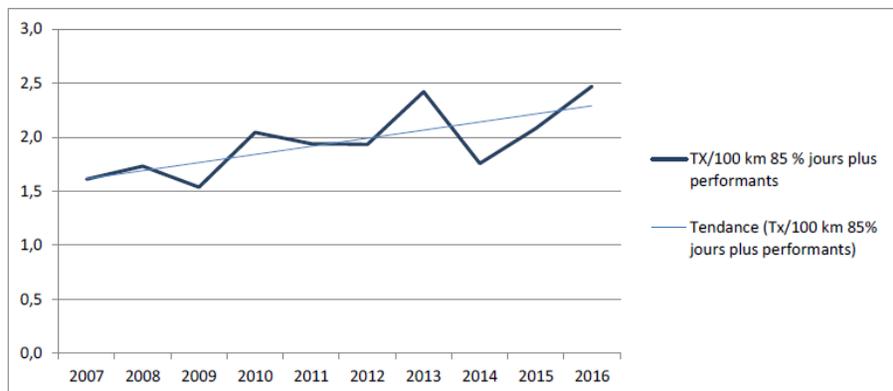
(i)

TABLEAU R-12.10 :
TAUX DE PANNES LIÉES À LA VÉGÉTATION (PAR 100 KM)
BASÉ SUR 85 % DES JOURS
LES PLUS PERFORMANTS

2009	1,5
2010	2,0
2011	1,9
2012	1,9
2013	2,4
2014	1,8
2015	2,1
2016	2,5

(ii)

FIGURE B-4 :
TAUX DE PANNES LIÉ À LA VÉGÉTATION 2007-2016 (PAR 100 KM)
85 % DES JOURS LES PLUS PERFORMANTS



(iii) « OC estime toutefois qu'il est difficile d'établir une tendance claire à la hausse à partir des chiffres fournis étant donné la variation importante d'une année à l'autre de l'indicateur (par exemple de 1,5 à 2 entre 2009 et 2010) et la courte période de temps. »

Demande :

- 14.1 Avec les données en (i), veuillez indiquer si la tendance observée à la figure B-4 est statistiquement significative.
- 14.2 Le cas échéant, veuillez indiquer si le Distributeur peut considérer que la tendance ainsi mesurée se maintiendra. Veuillez élaborer.

MÉNAGES À FAIBLE REVENU

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0042](#), p. 5 ;
 - (ii) Pièce [B-0080](#), p. 59 et 60;
 - (iii) Pièce [B-0051](#), p. 6 et 7.

Préambule :

(i)

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

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

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

Réponse :

Comme expliqué à la pièce HQD-11, document 1 (B-0042), page 5, la hausse du rabais sur ventes pour l'année témoin 2018 s'explique par la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018 ainsi que par l'offre de l'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu. L'intégration de ces deux mesures en 2018 explique une hausse de 4,8 M\$ du rabais sur ventes MFR entre le montant demandé en 2017 et celui de l'année témoin 2018. Cette hausse de 4,8 M\$ est attribuable :

- *au chevauchement des deux méthodes de radiation pendant la période de transition (3,6 M\$) ;*
- *aux radiations supplémentaires générées par les ententes de paiement non respectées (1,2 M\$).*

Par conséquent, sans l'intégration de ces deux mesures, le rabais sur ventes MFR pour l'année 2018 aurait été de 13,5 M\$. Cela confirme la tendance, observée en 2017 et 2018, de la croissance du nombre d'ententes de paiement personnalisées qui se poursuit mais à un rythme moins soutenu que par le passé. » [Les références dans la citation ont été omises]

La Régie comprend que l'avènement de l'effacement graduel de la dette affecterait directement le montant total des radiations de la dette, tel qu'expliqué en (iii), mais non le montant des rabais sur ventes, puisque ces dernières continueront d'être faites à chaque facture comme avant. Pour les rabais sur ventes, il n'y aura donc ni chevauchement, ni radiation supplémentaire.

Demandes :

- 15.1 Dans ce contexte, veuillez expliquer la hausse du budget des rabais sur ventes de 4,8 M\$ entre le montant autorisé de 2017 et l'année témoin 2018 (référence (ii)).
- 15.2 La Régie note qu'en (i), le montant de la différence entre le budget demandé pour l'année témoin 2018 (-18,3 M\$) et le montant approuvé pour 2017 (-14,0 M\$) est de 4,3 M\$, alors que dans (ii), la même différence est de 4,8 M\$. Veuillez expliquer.

OFFRE MFR EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

16. Référence : Pièce [B-0041](#), p. 9.

Préambule :

« Offre aux ménages à faible revenu

En 2017, le Distributeur a réalisé un projet pilote en collaboration avec le BEIÉ afin d'évaluer le potentiel que représente l'intégration des mesures d'économie d'énergie complémentaires à l'offre Éconologis. Toutes les mesures proposées ont été installées où cela était possible et des conseils ont été prodigués aux participants.

Le projet s'est avéré concluant. Le taux de remplacement de l'éclairage à DEL a atteint 97 % et celui du remplacement des réfrigérateurs, 27 %. Ce dernier taux s'explique, entre autres, par l'âge des appareils, qui n'en justifie pas le remplacement, ainsi que par la pénétration du programme Remplacement de frigos MFR du Distributeur, lequel a déjà rejoint plus de 30 000 ménages.

Le Distributeur poursuivra sa collaboration avec TEQ afin d'ajouter de nouvelles mesures complémentaires à l'offre Éconologis et de définir les meilleurs moyens de rejoindre l'ensemble de cette clientèle.

Les différents volets du programme Rénovations énergétiques MFR se poursuivent en 2018. »

La Régie souhaite obtenir un portrait plus détaillé de l'ensemble de l'Offre MFR en efficacité énergétique.

Demandes :

16.1 Veuillez compléter le tableau suivant, et commenter.

Description	Année historique 2016	2017		2018
		D-2017-022	Année de base	
Frigos MFR <ul style="list-style-type: none"> • Nombre de frigos remplacés • Budget 				
Mesures d'économie complémentaires à l'offre Éconologis <ul style="list-style-type: none"> • Budget • GWh 				
Rénovations énergétiques MFR <ul style="list-style-type: none"> • Budget 				
Autres <ul style="list-style-type: none"> • Budget 				

16.2 Veuillez élaborer sur le potentiel résiduel du programme de remplacement des frigos MFR.

16.3 Veuillez décrire les différents volets du programme Rénovations énergétiques MFR.

REPARTITION DU COÛT DE SERVICE

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0103](#), p. 7 et 15;
 - (ii) Pièce [B-0080](#), p. 126;
 - (iii) Pièce [B-0080](#), p. 127 et 128;
 - (iv) Pièce [B-0080](#), p. 133 et 134;
 - (v) Pièce [B-0080](#), p. 134.

Préambule :

(i) La Régie constate au Tableau 8B de la référence (i) que l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts de -0,4 % aux tarifs domestiques s'explique, entre autres, par une hausse

des ventes prévues aux tarifs domestiques ainsi qu'une très faible hausse du coût de service. Soit une hausse de 22,7 M\$.

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

Coût de service par catégorie de consommateurs domestiques (M\$)	2017	2018	Variation (M\$)	Variation (%)
	(suivi D-2017-022)	Année témoin		
Domestiques:				
Tarif D et DM	5 881,3	5 955,3	74,0	1,3%
Tarif DP	102,3	71,2	(31,1)	-30,4%
Tarif DT	214,6	194,4	(20,2)	-9,4%
Total	6 198,2	6 220,9	22,7	0,37%

Sources: R-3980-2016, pièce B-0203, p. 5; pièce B-0103, p. 7.

La Régie constate que la faible hausse du coût de service aux tarifs domestiques est le résultat d'une hausse de 74,0 M\$ ou 1,3 % au tarif D et DM, laquelle est partiellement compensée par une forte baisse du coût de service aux tarifs DP et DT, soit de 30,4 % et de 9,4 % respectivement.

(ii) « Pour établir le profil de consommation de l'année historique des grands clients industriels, le Distributeur dispose des consommations horaires observées de chaque client. Pour les autres catégories de consommateurs, il établit des profils totaux par catégories de consommateurs en se basant sur les profils observés d'un échantillon de clients représentatifs. »
 [nous soulignons]

(iii) « Veillez expliquer la réduction de 49 % de la pointe coïncidente annuelle au tarif DT entre 2014 et 2018, tel qu'il apparaît au préambule, considérant que la réduction du nombre d'abonnés n'est que de 9 % sur la même période.

Réponse :

La réduction de la pointe coïncidente annuelle au tarif DT entre 2014 et 2018 s'explique en partie par la diminution de la clientèle comme illustrée en référence. Toutefois, la plus grande part de la réduction provient du fait qu'au moment de la pointe de la charge locale, la contribution de la clientèle au tarif DT est moindre pour l'année témoin 2018 que pour l'année témoin 2014.

La pointe coïncidente découle de profils de consommation observés, normalisés et ajustés pour l'échantillon de la clientèle au tarif DT. Le Distributeur rappelle que les profils sont des données horaires qui affichent une variabilité importante découlant des usages présents à la pointe. Cela est d'autant plus vrai au tarif DT puisque l'usage de chauffage des locaux est effacé à la pointe et, de ce fait, ce sont les autres usages, moins persistants, qui composent la consommation de cette clientèle à la pointe. L'analyse des données des profils de consommation des années témoins de 2014 à 2018 montre qu'il y a effectivement une baisse de la consommation moyenne à ce tarif, baisse découlant de la décroissance du nombre d'abonnements.

Quant à l'échantillon, le Distributeur soutient qu'une centaine de clients au tarif DT est suffisante pour minimiser la variance. » [nous soulignons]

(iv) « 50.3 Veuillez valider et expliquer la réduction de 15,5 %, soit de 303 MW l'an dernier à 256 MW, de la puissance coïncidente annuelle projetée pour 2018 telle que présentée au tableau 50 de la référence (vii) pour la catégorie de consommateurs au tarif DP.

Réponse :

Comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 48.3, pour l'année témoin 2017, il faut retenir les valeurs de la puissance coïncidente du tableau 11 et non celles du tableau 50 de la pièce HQD-12, document 3 (B-0047) du dossier R-3980-2016.

La diminution de la puissance coïncidente au tarif DP entre les deux années témoins provient du fait qu'aux fins du dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur avait visé une clientèle cible plus importante pour ce tarif dans l'établissement des caractéristiques de consommation et dans la prévision de la demande. Cette clientèle cible comprenait les clients auparavant facturés en puissance au tarif D et des clients identifiés à l'aide des données des compteurs communicants comme étant susceptibles d'avoir des appels de puissance excédant 50 kW. » [nous soulignons]

La Régie note que la valeur de la puissance coïncidente au Tableau 11 de la pièce B-0047 du dossier R-3980-2016, qu'il faut retenir selon la réponse du Distributeur, était de 803 MW pour le tarif DP. La puissance coïncidente annuelle projetée pour 2018, qui se situe à 256 MW, serait ainsi en baisse de 68 % plutôt que 15,5 %.

(v) « *Le Distributeur confirme la réduction de 24,4 % de la puissance coïncidente annuelle au tarif DT entre les années témoins 2017 et 2018. Cette réduction reflète les explications fournies en réponse à la question 48.4.* »

La Régie comprend de la réponse du Distributeur que la réduction de 49 % en 4 ans de la pointe coïncidente et de 24 % en 2018 par rapport à 2017 repose principalement sur les données d'un échantillon d'une centaine de clients sur environ 112 000 clients au tarif DT.

Demandes :

17.1 Veuillez confirmer si le Distributeur juge que les méthodes employées pour la répartition du coût de service de 2018, incluant le choix et le poids des divers facteurs de répartition, et les résultats présentés à la pièce B-0103 lui semblent toujours refléter adéquatement la répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs. Veuillez commenter et identifier, le cas échéant, les aspects et les éléments qui mériteraient d'être révisés ou actualisés.

17.2 Veuillez confirmer si dans le cadre du MRI, le Distributeur entend déposer à chacun des dossiers tarifaires l'ensemble des tableaux de la pièce *Répartition du coût de service de l'année témoin*. Dans la négative, veuillez expliquer et justifier.

- 17.3 Veuillez préciser dans quelle mesure la baisse du coût de service de 31,1 M\$ au tarif DP, tel qu'il apparaît au préambule (i), est due au transfert ou à une nouvelle répartition de clients et de coûts vers les tarifs D et DM, et dans quelle mesure cette baisse est due à un changement ou une meilleure évaluation des caractéristiques de consommation de la clientèle au tarif DP. Veuillez chiffrer et quantifier l'impact sur les coûts de service, les revenus additionnels requis et sur les ventes (kWh), pour chacun des tarifs, du transfert ou d'une nouvelle répartition de clients et de coûts vers les tarifs D et DM.
- 17.4 Veuillez clarifier la réponse du préambule (iv) en ce qui a trait à la valeur de la puissance coïncidente au tarif DP pour l'année 2017 et préciser si l'évaluation de la pointe coïncidente au tarif DP en 2017 et 2018 a été établie à partir d'un échantillon de clients, tel que suggéré au préambule (ii). Si oui, veuillez en indiquer la taille et justifier sa représentativité.
- 17.5 Considérant les grandes variations soulignées au préambule (iii) concernant la puissance coïncidente annuelle au tarif DT, veuillez expliquer quelles vérifications ont été faites par le Distributeur afin de s'assurer de la validité de son échantillon et qu'une centaine de clients est suffisante pour minimiser la variance, tel qu'énoncé au préambule (iii).
- 17.6 Veuillez élaborer sur la possibilité et l'intérêt d'utiliser les compteurs de nouvelle génération aux fins d'évaluer plus précisément les puissances coïncidentes annuelles servant à la répartition des coûts aux tarifs DT, D et DM, DP ainsi qu'au tarif G.
- 17.7 Dans l'hypothèse où la Régie devait autoriser des ajustements différenciés reflétant la variation des coûts, veuillez expliquer si le Distributeur juge approprié ou non de traiter les catégories de consommateurs domestiques aux tarifs D et DM, au tarif DP et au tarif DT distinctement en fonction de l'évolution des coûts de chacune de ces catégories. Veuillez élaborer sur les avantages, les inconvénients et les conséquences d'un traitement distinct et préciser les revenus additionnels requis pour chacun des tarifs D et DM, DP et DT.

18. Référence : Pièce [B-0085](#), p. 3 à 5.

Préambule :

	Tableau 53 du document Répartition des coûts		Rapports annuels HQT	Écart : Domestique vs GP
	Prévision		Réel	
	Domestique	GP	HQT	
2013	9,24%	5,90%	5,85%	3,34%
2014	9,25%	5,87%	5,91%	3,38%
2015	9,18%	5,95%	6,13%	3,23%
2016	8,96%	6,05%	6,34%	2,91%
2017	7,94%	6,28%	6,00%	prévision 1,66%
2018	7,97%	6,48%	6,10%	prévision 1,49%

« Comme l'énergie des ventes aux clients domestiques transite et engendre des pertes sur les réseaux basse, moyenne et haute tensions, les pertes qui leur sont attribuées suivent essentiellement l'évolution du taux de pertes global. Au contraire, l'énergie des ventes aux clients au tarif L transite et engendre des pertes principalement sur le réseau haute tension. En conséquence, cette clientèle se voit assigner des pertes qui suivent l'évolution des pertes de transport. » [nous soulignons]

Demande :

18.1 Veuillez expliquer pourquoi la prévision du taux de perte au tarif L estimé par le Distributeur, soit 6,48 % en 2018, diffère sensiblement de la prévision du Transporteur pour 2018, tel que présenté au préambule.

STRATÉGIE TARIFAIRE

Tarif DP

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 36;
 - (ii) Pièce [B-0047](#), p. 40 et 41;
 - (iii) Pièce [B-0047](#), p. 61.

Préambule :

- (i)

TABLEAU 8 :
REVENU MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017

Consommation annuelle (kWh)	Revenu moyen (¢/kWh)		
	Tarif DP 2017	Tarif DP cible	Tarif G-9
[-;100000[9,09	11,48	18,27
[100000; Max.]	9,35	9,14	13,28
Total	9,33	9,33	13,48

TABLEAU 9 :
REVENU MOYEN PAR TRANCHE DE FU
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017

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

(ii) « Le tableau 13 illustre les impacts pour certains abonnements actuellement au tarif DP pour lesquels le Distributeur dispose d'information relative à l'usage spécifique. »

La Régie présente un tableau dont les données sont tirées du *Tableau 13 : Exemples d'abonnements impactés*. Ce tableau fait ressortir le revenu moyen (¢/kWh) pour chacun des exemples au tarif actuel DP 2017, au tarif DP-cible et selon le tarif optimal.

La Régie comprend que ces exemples fournis par le Distributeur ne sont pas représentatifs de l'ensemble de la clientèle au tarif DP. Elle note toutefois que ces abonnements ont tous des FU moyens inférieurs à 50 %.

Exemples d'abonnements impactés - Tarif DP cible											
	Consommation Ann. (kWh)	PMA max	FU moyen	Facture ann. DP 2017	Fact. / kWh 2017	Facture ann. Tarif DP cible	Fact. / kWh cible	Facture ann. tarif optimal	tarif optimal	Fact. / kWh optimal	
1	Résidentiel / pompe à incendie	900	86	0,2%	433 \$	0,48 \$	3 707 \$	4,12 \$	1 219 \$	G	1,35 \$
2	Agricole / pompe	1 860	71	0,3%	521 \$	0,280 \$	1 853 \$	0,996 \$	1 420 \$	G	0,763 \$
3	Agricole / ferme céréalière	5 909	54	7,5%	450 \$	0,076 \$	3 137 \$	0,531 \$	764 \$	D cible	0,129 \$
4	Agricole / pépinière	11 112	90	3,1%	1 590 \$	0,143 \$	3 747 \$	0,337 \$	3 368 \$	G-9	0,303 \$
5	Agricole / séchoir à grains	12 243	103	1,9%	2 457 \$	0,201 \$	6 191 \$	0,506 \$	6 191 \$	DP cible	0,506 \$
6	Agricole / élevage de porcs	13 108	105	14,4%	2 154 \$	0,164 \$	5 902 \$	0,450 \$	5 902 \$	DP cible	0,450 \$
7	Résidentiel / immeuble collectif	14 060	102	11,8%	2 318 \$	0,165 \$	5 997 \$	0,427 \$	5 760 \$	G-9	0,410 \$
8	Résidentiel / résidence privée	90 468	51	28,5%	7 574 \$	0,084 \$	7 568 \$	0,084 \$	7 568 \$	DP cible	0,084 \$
9	Agricole / poulailler	98 353	53	39,1%	8 275 \$	0,084 \$	7 515 \$	0,076 \$	7 515 \$	DP cible	0,076 \$
10	Agricole / culture maraichère	115 766	117	38,0%	10 720 \$	0,093 \$	10 733 \$	0,093 \$	10 733 \$	DP cible	0,093 \$
11	Agricole / ferme sans résidence	117 549	55	28,8%	9 985 \$	0,085 \$	9 987 \$	0,085 \$	9 987 \$	DP cible	0,085 \$
12	Agricole / élevage de porcs	131 832	51	38,0%	11 207 \$	0,085 \$	10 051 \$	0,076 \$	10 051 \$	DP cible	0,076 \$
13	Résidentiel / résidence privée	145 971	53	48,9%	12 462 \$	0,085 \$	10 467 \$	0,072 \$	10 467 \$	DP cible	0,072 \$
14	Agricole / producteur laitier	205 649	58	43,7%	17 894 \$	0,087 \$	16 660 \$	0,081 \$	16 660 \$	DP cible	0,081 \$

(iii) « Les modifications tarifaires effectuées ont été encadrées par trois grands principes : le reflet des coûts, la continuité entre les tarifs et l'amélioration du signal de prix. »

Demandes :

- 19.1 Veuillez expliquer comment ont été établis les revenus moyens (¢/kWh) des tableau 8 et 9 du préambule (i) en fournissant les hypothèses utilisées pour chaque tranche de consommation et de FU et le détail des calculs effectués pour arriver à ces résultats.
- 19.2 Veuillez expliquer comment 6 des 7 exemples avec un FU moyen entre 28 % et 49 %, les exemples 8 à 14 du tableau au préambule (ii), présentent des revenus moyens entre 7,2 ¢/kWh et 8,5 ¢/kWh à la structure cible, soit significativement inférieurs aux 8,99 ¢/kWh à 9,87 ¢/kWh indiqués au Tableau 9 du préambule (i).
- 19.3 Veuillez justifier que pour les 6 abonnements consommant entre 90 468 et 205 649 kWh par année et ayant des PMA maximales entre 51 et 58 KW, ce qui les rendent admissibles au tarif D, il est plus avantageux d'être facturé pour la puissance au tarif DP. Veuillez fournir, pour chacun de ces abonnements, quelle serait leur facture annuelle au tarif D.
- 19.4 Veuillez élaborer sur le grand principe de continuité entre les tarifs, évoqué au préambule (iii), et préciser dans quelle mesure la structure cible proposée par le Distributeur pour le tarif DP permet de respecter ce principe par rapport au tarif D. Veuillez illustrer à l'aide d'exemples.
- 19.5 Veuillez indiquer, pour chacun des abonnements actuellement au tarif DP, présentés au tableau 13 et pour lesquels le Distributeur dispose d'information relative à l'usage spécifique, tel que mentionné au préambule (ii), durant quel mois est survenu la PMA.

20. **Références :** (i) Pièce [C-RNCREQ-00013](#), p. 4 ;
 (ii) Pièce [B-0047](#), p. 24.

Préambule :

(i) « Il n'y [a] pas de doute que la réduction de l'appel en puissance à la pointe du réseau peut avoir une influence sur les coûts de service. Toutefois, on verra qu'à d'autres moments de l'année, il n'y a peu ou pas de réductions de coûts qui les accompagnent.

Dans sa demande, HQD insiste qu'il est important que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que ceux de transport et de distribution »

(ii) « Ces modifications constituent une réallocation des revenus des composantes redevance et énergie vers la composante puissance, accroissant la proportion des revenus récupérés par la composante puissance de 8 % à 28 %. »

Demande :

20.1 Nonobstant l'importance que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non seulement à la pointe du réseau, considérant que la composante puissance pourrait prendre une proportion beaucoup plus grande dans la facture selon la structure cible proposée au tarif DP, tel qu'indiqué au préambule (ii), veuillez commenter l'affirmation du RNCREQ au premier paragraphe du préambule (i) et élaborer sur les mérites et inconvénients de revoir la décision D-2008-024 quant à l'harmonisation des primes de puissance d'été et d'hiver et de plutôt maintenir au niveau actuel le différentiel entre la prime de puissance d'été et la prime d'hiver, atténuant ainsi quelque peu l'impact de la stratégie proposée pour le tarif DP sur certains clients.

Tarif de relance industrielle

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 49;
 - (ii) Pièce [B-0087](#), p. 68, 69 et 71;
 - (iii) Pièce [B-0049](#), p. 150 et 151;
 - (iv) Pièce [B-0082](#), p. 8.

Préambule :

(i) « Le tarif de relance industrielle s'adresse quant à lui aux clients existants au tarif L qui pourraient s'engager à remettre en exploitation des capacités de production inutilisées d'une usine ou à convertir à l'électricité un procédé industriel. Ce tarif, offert sur une base non ferme, serait basé sur le coût évité de l'électricité du Distributeur et sujet à des périodes de restriction en hiver. » [nous soulignons]

(ii) « Le Distributeur réserve le TRI aux capacités de production à l'arrêt pour lesquelles les conditions de marchés actuelles ne permettent pas la remise en activité des opérations. Considérant que l'augmentation des ventes est bénéfique pour l'ensemble de la clientèle, le Distributeur ne juge pas pertinent d'imposer un arrêt minimal de trois ans pour les adhérents au TRI. Ce tarif se veut une option répondant aux impératifs de production de la clientèle industrielle. »

« Le client admissible au TRI est en tout temps le titulaire d'un abonnement au tarif L. Un client peut bénéficier du TRI pour sa charge additionnelle pour une durée minimale de trois périodes de consommation, consécutives ou non, sur une période de 12 périodes mensuelles consécutives suivant son adhésion. Ainsi, un client pourrait choisir de souscrire au TRI une partie de sa charge pendant une période minimale de trois mois et de revenir au tarif L une fois cette commande terminée.

Le client peut en tout temps adhérer au TRI. »

« Le Distributeur demandera aux clients bénéficiant du TRI de se restreindre à leur puissance historique au tarif L lorsqu'il fait appel à ses options de gestion de la demande ou pour répondre aux besoins de gestion du réseau. » [nous soulignons]

(iii) « 6.64 Restrictions
«Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité en vertu du tarif de relance industrielle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau.

Si le client consomme de l'électricité supplémentaire pendant une période non autorisée, toute consommation au-delà de la puissance historique pendant cette période lui est facturée au prix de 50 ¢ le kilowattheure. » [nous soulignons]

(iv) « *Le TRI s'adresse aux clients du tarif L susceptibles de remettre en exploitation des capacités de production inutilisées, par exemple à la suite de commandes supplémentaires ou de transferts de production en provenance d'usines situées à l'extérieur du Québec. Chaque cas sera évalué en fonction de l'historique de consommation de l'abonnement et de toutes autres informations pertinentes.*

Ce tarif ne comporte aucune obligation du participant en matière de consommation minimale ou de création et de maintien de nouveaux emplois. Cependant, le client doit s'engager pour une durée minimale de trois périodes de consommation au cours des 12 périodes mensuelles consécutives suivant son adhésion.

De plus, la charge au TRI est soumise à des périodes de restrictions à la demande du Distributeur.

Ainsi, comme le TRI vise à répondre aux impératifs de production de la clientèle industrielle et qu'il est offert sur une base non ferme, le fait d'inclure des obligations pourrait grandement limiter le recours à ce tarif. » [nous soulignons]

« Le Distributeur se tient informé, par l'entremise de ses délégués, de l'évolution des projets et des opérations de sa clientèle industrielle.

Ainsi, il a vérifié, auprès de cette dernière, les opportunités de remises en marche des capacités de production qui résulteraient d'une offre tarifaire plus concurrentielle au Québec, remises en marche que les clients n'auraient pas faites autrement. » [nous soulignons]

La Régie remarque que le Distributeur, dans ses réponses, explications et justifications concernant le tarif de relance industrielle, vise d'abord et avant tout la remise en exploitation, pour une période minimale de 3 mois consécutifs ou non, de capacités de production à l'arrêt et pour lesquelles les conditions de marchés actuelles ne permettent pas la remise en activité des opérations.

Demandes :

- 21.1 Veuillez expliquer comment un tarif conçu afin d'encourager la remise en production d'activités industrielles pourrait également s'appliquer à la conversion de procédés industriels. Veuillez préciser en quoi un tarif offert sur une base non ferme, sujet à des périodes de restriction et offert pour une période minimale de 3 mois consécutifs ou non, est bien adapté pour s'appliquer à la conversion de procédés, laquelle est généralement faite sur une base permanente.
- 21.2 Veuillez estimer les volumes d'énergie qui seront offerts au TRI en 2018 et 2019, selon le Distributeur, ainsi que l'impact sur les besoins en puissance, avant demande de restriction. Veuillez estimer la part provenant de la remise en production d'activités industrielles et celle provenant de la conversion de procédés industriels.

- 21.3 Veuillez préciser si le Distributeur compte s'assurer que, dans les cas de conversion de procédés industriels, les clients conserveront une capacité de recours à la biénergie pour répondre aux périodes de restriction ou une capacité de réduire leur charge d'un montant équivalent. Veuillez commenter.
- 21.4 Le Distributeur affirme au préambule (iii) qu'il « *demandera aux clients bénéficiant du TRI de se restreindre à leur puissance historique au tarif L lorsqu'il fait appel à ses options de gestion de la demande ou pour répondre aux besoins de gestion du réseau.* » L'article 6.64, au préambule (iv) stipule qu'Hydro-Québec « *peut interdire la consommation d'électricité* ». Veuillez préciser si le Distributeur pourrait décider de ne pas demander à certains clients bénéficiant du TRI de restreindre leur consommation pour répondre aux besoins de gestion du réseau. Le cas échéant, veuillez expliquer dans quelle circonstance cela pourrait se produire et commenter.

22. Référence : Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p.27.

Préambule :

« La proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de relance industrielle est donc bien accueillie et encouragée par les industriels.

D'ailleurs, dans son budget de 2016, le gouvernement du Québec reconnaissait l'importance de la compétitivité des tarifs d'électricité pour les entreprises exportatrices et lançait un important programme d'encouragement à l'investissement pour les grands clients industriels (Tarif L) en proposant un rabais tarifaire de 20 % pour une durée de quatre ou cinq années selon les modalités de participation.

Déjà de nombreux projets ont été approuvés par le Ministère des Finances (MDF) et plusieurs centaines de millions de dollars d'investissements ont été annoncés. D'autres projets sont toujours à l'étude mais, à terme, plusieurs usines bénéficieront de ce rabais puisque toutes les usines d'une même entreprise dont le projet est autorisé pourront bénéficier du rabais tarifaire.

Ce programme ne doit pas avoir d'effet sur les tarifs d'électricité selon le MDF. Toutefois, considérant l'importance que prendront ces différents programmes, l'AQCIE et le CIFQ proposent à la Régie que soit mis en place un mécanisme de suivi pour chacun d'entre eux de manière à assurer la transparence de leur traitement réglementaire. »

Demande :

- 22.1 Veuillez élaborer sur la possibilité, pour le Distributeur, de produire un suivi annuel d'un éventuel tarif de relance industrielle comprenant, entre autres, le nombre de clients par type de demande (remise en production ou conversion de procédés), le volume mensuel offert (en MWh) par type de demande, le prix moyen mensuel de l'électricité, l'impact du tarif sur les besoins en puissance du Distributeur, avant demande de restriction, par type

de demande, le nombre de clients appelés et ayant restreint leur puissance à leur puissance historique, lors des périodes de restriction en hiver, par type de demande, le nombre d'heures d'interruption par type de demande, la puissance totale interrompue lors des périodes de restriction en hiver, par type de demande.

Extension de l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture

23. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 74.

Préambule :

« 32.1 Veuillez préciser si tous les clients industriels au tarif L se prévalent du droit de diminuer leur puissance souscrite après un délai de 12 périodes de consommation. Si non, veuillez préciser quel pourcentage des clients industriels se prévalent annuellement de cette possibilité.

Réponse :

La plupart des clients ne se prévalent pas du droit de diminuer leur puissance souscrite après un délai de 12 périodes de consommation. Comme mentionné au préambule (i), ces clients conservent ce droit pour se prémunir contre un éventuel conflit de travail, d'un bris d'équipement dans leur poste électrique, ou autre événement non prévu. Au cours de la période de 2013 à 2016, seulement 33 % des abonnements au tarif L ont connu une diminution de leur puissance souscrite à plus d'une reprise. » [nous soulignons]

Demande :

23.1 Veuillez préciser, pour chacune des années de 2013 à 2016, combien de clients industriels se sont prévalus du droit de diminuer leur puissance souscrite.

Tarif L

24. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 72 et 73.

Préambule :

«

(ii) « Le tableau R-49.1 présente la conciliation entre les nombres d'abonnements présentés aux lignes 1 et 3 du tableau présenté en préambule.

TABLEAU R-49.1 :
DÉTAIL RELATIF AU NOMBRE D'ABONNEMENTS

Catégories de consommateurs	Répartition des coûts ¹	Rapport annuel ²
Grands clients		
Tarif L	135	133
Tarif H	-	1
Tarif LD	-	-
Tarif LR	-	22
Tarif LP	-	1
Total	135	157

¹Dossier R-3933-2015, HQD-12, document 3 (B-0046), tableau 15, colonne 2, ligne 15, données au 31 décembre 2014.

²Rapport annuel 2016, HQD-10, document 2, tableau 3, page 5, données au 31 décembre 2016.

31.1 Veuillez décrire le domaine d'application du tarif LR et fournir les références des dispositions applicables au texte des Tarifs d'électricité.

Réponse :

Le tarif LR correspond à l'option de tarification en temps réel (TTR) qui était en vigueur jusqu'à l'introduction, en 2006, de l'OÉA pour la clientèle de grande puissance. Le tarif LR et ses dispositions ne sont plus présents dans les Tarifs depuis 2006.

31.2 Veuillez concilier les réponses du Distributeur présentées au préambule (i) et (ii).

Réponse :

Tel qu'il est mentionné à la réponse à la question 31.1, le tarif LR a été remplacé par l'OÉA en 2006. Puisque l'OÉA est offerte à la clientèle de grande puissance, dont celle au tarif L, il aurait été préférable de présenter les 22 abonnements apparaissant sous la rubrique tarif LR dans celle du tarif L au tableau R-49.1 du préambule (ii).

Ainsi, le nombre total d'abonnements au tarif L est bien de 155, comme présenté au tableau R-20.1A du préambule (i). Par souci de cohérence, le Distributeur dépose une version amendée du tableau R-49.1 du préambule (ii). » [nous soulignons]

TABLEAU R-31.2 :
DÉTAIL RELATIF AU NOMBRE D'ABONNEMENTS

Catégories de consommateurs	Répartition des coûts ¹	Rapport annuel ²
Grands clients		
Tarif L	135	155
Tarif H	-	1
Tarif LD	-	-
Tarif LR	-	-
Tarif LP	-	1
Total	135	157

¹Dossier R-3933-2015, HQD-12, document 3 (B-0046), tableau 15, colonne 2, ligne 15, données au 31 décembre 2014.

²Rapport annuel 2016, HQD-12, document 1, tableau R-20.1A, page 5, données au 31 décembre 2016.

La Régie comprend de ces réponses qu'il y a 133 abonnements au tarif L dont 22 adhèrent à l'option d'électricité additionnelle. Il y a un abonnement au tarif H et un abonnement au tarif LP, pour un total de 135 abonnements aux tarifs grands clients industriels.

Demande :

24.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie présentée au préambule. Sinon, veuillez préciser la réponse fournie par le Distributeur en spécifiant la différence entre un abonnement et une option liée à un tarif.

COÛTS ÉVITÉS

25. Référence : Pièce [B-0115](#), pages 11 et 12.

Préambule :

« en ce qui a trait au prix des achats de court terme, celui-ci reflète la valeur de l'énergie que le Distributeur compte acquérir l'hiver prochain. Tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés.

...

De façon générale, dans ses analyses économiques, le Distributeur utilise la méthode d'attribution de la valeur de l'énergie d'hiver sur l'ensemble des 2 904 heures de la période. Compte tenu du contexte énergétique actuel (soit des besoins d'énergie sur les marchés pour un nombre d'heures limité), une façon plus précise serait d'attribuer la valeur de l'énergie d'hiver seulement pour les heures pendant lesquelles le Distributeur réalise des achats de court terme. Le Distributeur procède de cette façon pour la simulation de la neutralité du tarif de développement économique et pour établir le prix de l'option d'électricité additionnelle et du tarif de relance industrielle proposé, lesquels visent des clients spécifiques dans des cas bien précis. Cette approche a également été présentée comme analyse de sensibilité dans le dossier R-4000-2017 » [Nous soulignons]

Demandes :

- 25.1 Dans les analyses économiques du Distributeur, veuillez indiquer quelle valeur de l'énergie d'hiver est attribuée aux seules heures pendant lesquelles il effectue des achats de court terme.
- 25.2 Veuillez justifier cette valeur compte-tenu du fait que tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés.
- 25.3 Veuillez expliquer en quoi le coût marginal de l'énergie d'hiver devrait différer selon qu'il est déterminé par la méthode d'attribution pendant les heures d'achat seulement ou à partir d'une valeur moyenne sur 2 904 heures qui comprennent les heures d'achat mais aussi les heures où il n'y a pas besoin d'achats.

26. Référence : Pièce [B-0115](#), pages 14 et 15.

Préambule :

En page 15 de la référence, la Régie cite dans sa référence (ii) la réponse suivante du Distributeur dans le dossier R-4000-2017 :

« Les coûts d’approvisionnement additionnels sont des coûts évités et ont été calculés en appliquant la méthodologie approuvée et utilisée dans les précédents dossiers tarifaires. »

Dans sa réponse au présent dossier, le Distributeur indique en page 14 de la référence :

« les coûts évités présentés dans le dossier R-4000-2017 étaient similaires aux coûts évités de l’usage chauffage des clients au tarif M »

Or, dans la suite de sa réponse citée en page 15, à la question de savoir pourquoi il n’utilisait pas les coûts évités de l’usage chauffage des clients au tarif M, le Distributeur donnait la raison suivante :

« Pour les fins des analyses du Programme, le Distributeur a calculé des coûts évités spécifiques à chacun des cas types, pour tenir compte du profil de la consommation additionnelle découlant de la conversion des équipements du mazout à l’électricité. »
[nous soulignons]

Demande :

26.1 Veuillez concilier la dernière affirmation du Distributeur avec les deux précédentes.

PROGRAMMES DE GESTION DE LA PUISSANCE

GDP Affaires

- 27. Références :**
- (i) Pièce [B-0115](#), p. 13 ;
 - (ii) Pièce [B-0019](#), p. 5 ;
 - (iii) <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf#page=10> ;
 - (iv) Pièce [B-0115](#), p. 48 à 50 ;
 - (v) Pièce [B-0041](#), p. 13.

Préambule :

(i) *« Afin de se doter de tous les moyens pour équilibrer son bilan de puissance, le Distributeur a développé le programme GDP Affaires. Sachant que le déploiement du plein potentiel d’un programme commercial peut prendre quelques années, le Distributeur a mis en place le programme de GDP en 2015, alors que son bilan énergétique indiquait que les besoins en puissance de long terme se matérialisaient dès 2019. À l’heure actuelle, le Distributeur*

compte sur ce moyen pour obtenir à terme au moins 300 MW de puissance garantie ferme. Ce moyen est moins coûteux qu'un appel d'offres et présente de plus l'avantage d'être plus flexible qu'un engagement ferme de long terme.

En ce qui a trait à l'appui financier versé aux clients participants au programme GDP Affaires, sa valeur de 70 \$/kW a été fixée de façon à être suffisamment incitative pour que les clients participent au programme, tout en demeurant inférieure à la balise (coût évité de long terme). La quantité de puissance obtenue auprès des clients pour l'hiver 2017-2018 correspond aux attentes et aux besoins du Distributeur, indiquant que le prix payé aux clients est adéquat. Le Distributeur tient à mentionner qu'en deçà du niveau actuel de l'appui financier, le nombre de participants au programme serait nettement moindre.

C'est pour toutes ces raisons qu'aux fins de l'estimation de la valeur économique du programme GDP Affaires, le Distributeur utilise dès la première année d'analyse le coût évité en puissance de long terme de 106 \$/kW-an (\$2015). » [Nous soulignons]

(ii) Le Distributeur explique que jusqu'à l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité de la puissance correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme :

« Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation) ; »

(iii)

2.1 Montant de l'Appui financier

Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2017-2018 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section 2.2.

2.1.1 Période d'hiver sans Événement de GDP

Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée}^* \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\ 000 \$$$

Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2017-2018.

(iv) « Le Distributeur définit annuellement la contribution du programme GDP Affaires pour l'hiver suivant, notamment en fonction de l'analyse des inscriptions qui se font chaque année. La participation des clients au programme n'est pas renouvelée automatiquement à chaque année afin de laisser de la flexibilité aux participants. Cet estimé sert d'intrant à la planification des approvisionnements en puissance.

[...]

Le Distributeur précise que l'apport du programme de GDP lui permet de retarder ses besoins en puissance de long terme, et qu'il ne pourrait pas inscrire à son bilan de puissance la contribution de ce moyen s'il n'était pas assuré de la participation ferme des clients

[...]

Dans la mesure où le signal de long terme était suffisamment repoussé, le Distributeur pourrait envisager de diminuer l'appui financier versé aux participants. Il s'agit d'un outil flexible de gestion permettant d'optimiser le portefeuille de moyens d'approvisionnements.

[...]

Le Distributeur procède chaque année à un appel d'offres « simplifié » pour les participants, en sollicitant le marché dans son ensemble à soumettre leurs propositions, incluant les agrégateurs. À ce jour, cette approche donne les résultats escomptés.

[...]

Les divers moyens en GDP du Distributeur sont calibrés en fonction de ce qu'il faut offrir pour atteindre le marché visé, tout en respectant les critères de rentabilité établis. Il est important de souligner que plus les kW escomptés en GDP sont faibles dans un marché donné, plus le signal de prix devra être élevé afin que le client adhère à l'offre commerciale. »

(v) « Lancé en avril 2016, le programme GDP Affaires s'est avéré un vif succès auprès des clients de ce segment. La participation des agrégateurs au programme a permis d'inscrire de plus petits bâtiments parmi les projets. L'objectif global de 70 MW à l'hiver 2016-2017 a été largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 MW. Le Distributeur prévoit dépasser son objectif de 150 MW pour l'hiver 2017-2018 avec un résultat anticipé de 230 MW. Le Distributeur anticipe une participation accrue des agrégateurs à l'hiver 2017-2018. Compte tenu des résultats obtenus à ce jour par ce programme, son impact en puissance pour l'hiver 2018-2019 est estimé à 300 MW. » [nous soulignons]

Demandes :

- 27.1 Veuillez déposer un portrait de toutes les mesures ou programmes de gestion de la puissance inclus au présent dossier tarifaire par le Distributeur. Pour ce faire, veuillez présenter un tableau indiquant, pour chacune des mesures ou programmes pris séparément, le nombre de MW effacés, le coût total incluant les investissements, les charges d'exploitation, les coûts de promotion, de suivi et d'évaluation ainsi que les compensations financières versées. Veuillez alors présenter le coût unitaire total du kW effacé et préciser l'horizon de court (1 à 2 ans), moyen (5 ans) ou long terme (au-delà de 10 ans) de la mesure.
- 27.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur établit la contribution du programme GDP en fonction des inscriptions qui se font chaque année, plutôt qu'en fonction de ses besoins de puissance.
- 27.3 Veuillez indiquer, pour les hivers 2016 et 2017, le pourcentage de non utilisation de la puissance mise à la disposition du Distributeur par les participants au programme et pour laquelle le Distributeur ne paye que le montant d'appui financier minimal (MAFM). Veuillez ensuite établir le coût rétrospectif effectivement payé par le Distributeur pour le kW de puissance garantie en considérant le recours au MAFM.
- 27.4 Veuillez indiquer, pour l'hiver 2018, le pourcentage prévu de non utilisation de la puissance mise à la disposition du Distributeur par les participants au programme, en

fonction des conditions climatiques normales. Veuillez alors donner le coût prévu du kW de puissance garantie en 2018 en considérant le recours au MAFM.

27.5 Veuillez indiquer l'impact qu'aurait une baisse de la compensation financière versée par le Distributeur sur les résultats du programme GDP Affaires.

28. **Référence :** Pièce [B-0115](#), p. 45 et 47.

Préambule :

Réponse à la question 19.4, préambule (i) et introduction à la question 19.1.

Demandes :

À l'examen du tableau R-43.4 ci-dessous, la Régie constate une augmentation de la participation au programme GDP Affaire entre les hivers 2017-2018 et 2018-2019 équivalente à un effacement additionnel de $310-238=72$ MW à un coût additionnel de seulement $18-16=2$ M\$, ce qui donne 27,78 \$/kW-hiver pour ces 72 MW additionnels.

TABLEAU R-43.4 :
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES (MW) ET BUDGETS TOTAUX (M\$)
DU PROGRAMME GDP AFFAIRES

	Impacts énergétiques (MW)	
	2017-2018	2018-2019
GDP Affaires - Clients «réguliers»	210	270
GDP Affaires - Clients Conversion	20	30
Bâtiments HQ	8	10
TOTAL	238	310

	Budgets (M\$)	
	2017A	2018
Efficacité énergétique ⁽¹⁾	1	1
Approvisionnements ⁽²⁾	15	17
TOTAL	16	18

NOTES (1) Budgets requis pour la commercialisation et l'exploitation du programme
 (2) Compensation financière aux participants du programme

28.1 Veuillez indiquer par quels moyens le Distributeur va chercher cette contribution additionnelle à ce niveau de coût.

28.2 Veuillez élaborer sur la possibilité que ces moyens soient développés en priorité comme approvisionnements en puissance.

BIÉNERGIE

- 29. Référence :**
- (i) Pièce [B-0115](#), p. 51 et 52;
 - (ii) Séance d'[information sur la bi-énergie](#) du 27 mai 2011, diapo 4;
 - (iii) Pièce [B-000](#), p.12.

Préambule :

- (i) Réponses du Distributeur aux questions 21.1 à 21.4 de la Régie, notamment l'explication suivante :

« Les données de consommation mesurées lors des interruptions télécommandées sont utilisées pour évaluer la différence entre la puissance durant l'interruption et le profil de référence. La température utilisée pour la référence est la température moyenne durant chaque période d'interruption. » [nous soulignons]

- (ii) Le Distributeur indique qu'au 31 décembre 2010, avant la recalibration du tarif DT en fonction des normales climatiques, les 127 034 clients au tarif DT contribuent à réduire les besoins de puissance de 860 MW, soit 6,8 kW.

(iii) *« Le projet de biénergie interruptible a permis de démontrer la faisabilité technique de télécommander des systèmes de chauffage biénergie. L'effacement moyen évalué chez les participants se situait entre 5,4 kW et 6,7 kW selon le type de système. Comme anticipé, l'effacement observé dans le cadre du projet est similaire à celui estimé pour le tarif DT. »*

Demandes :

- 29.1 Veuillez confirmer que la valeur unitaire d'effacement considérée par le Distributeur pour la clientèle résidentielle au tarif DT est de 6,7 kW en planification de la demande comme pour analyser la rentabilité de la bi-énergie .
- 29.2 Veuillez clarifier si cette valeur correspond à l'effacement de puissance de cette clientèle à la température correspondant à la pointe critique (en conditions climatiques normales) lorsqu'elle fonctionne en mode combustible plutôt que TAÉ.
- 29.3 Veuillez confirmer que la « *température moyenne durant chaque période d'interruption* » a été utilisée pour évaluer la baisse de consommation d'énergie électrique de la clientèle bi-énergie pendant toute la durée des périodes d'interruption et non pas pour évaluer la baisse de consommation pendant les heures de pointe critique qui permet d'obtenir la puissance effacée pendant ces mêmes heures de pointe.
- 29.4 Veuillez fournir le nombre de MW effacés par la clientèle au tarif DT en 2018 ainsi que le coût total de cette option tarifaire pour le Distributeur, incluant le rabais associé au tarif DT.

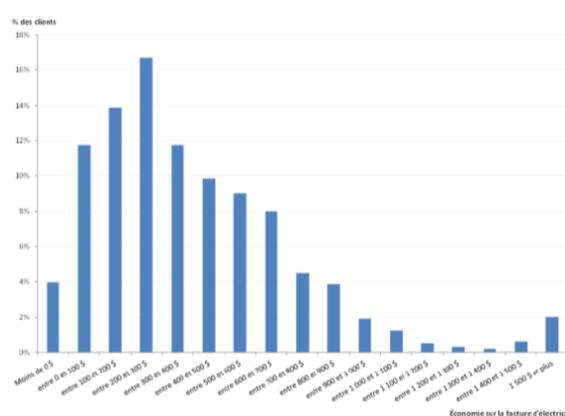
30. **Référence :** Pièce [C-UC-0009](#), pages 13 et 14.

Préambule :

« Bien que les économies reliées au tarif DT varient selon la rigueur ou clémence des hivers considérés, la distribution de l'économie sur la facture d'électricité pour l'année 2016 des clients ayant quitté le tarif DT entre le 1er avril et le 30 septembre 2017 (Figure 2) nous apprend d'abord que près de 1 sur 2 parmi eux ont probablement eu raison de quitter le tarif DT puisqu'ils n'avaient même pas réalisé en 2016 l'économie nécessaire pour couvrir les frais d'entretien annuel de quelque 300 \$ du système biénergie. Ce sont donc vraisemblablement des départs appropriés. Plus intéressant cependant, dans le contexte de la stratégie proposée d'augmenter le gain des clients pour contrer l'érosion du parc biénergie, la Figure 2 nous indique que près de 15 % de ceux qui ont quitté le tarif DT ont renoncé à un gain par rapport au tarif D supérieur à 700 \$. On peut alors se questionner sur la capacité d'un gain additionnel de quelques dizaines de dollars de retenir les clients. » [nous soulignons]

L'intervenant UC cite la figure suivante du Distributeur (Pièce [B-0095](#), page 12) pour appuyer sa preuve à l'effet que la moitié des participants à la biénergie et au tarif DT n'arrivent pas à avoir assez d'économies pour payer les frais d'entretien de la bi-énergie.

Distribution de l'économie sur la facture d'électricité pour l'année 2016 des clients ayant quitté le tarif DT entre le 1^{er} avril et le 30 septembre 2017⁴⁰



Demande :

30.1 Veuillez commenter la preuve de UC citée en préambule, notamment en ce qui a trait aux frais d'entretien de la bi-énergie dans le calcul des économies.

INVESTISSEMENTS

31. Référence : Pièce [B-0115](#), p.30.

Préambule :

11.2 Compte-tenu de l'approbation provisoire de l'article 13.1.1 des Conditions de service et de l'article 12.4 j) des Tarifs, veuillez expliquer l'augmentation observée des coûts relatifs au processus de préparation avant installation des derniers compteurs à installer.

Réponse :

« Le montant de 85 \$ facturé au client à titre de frais liés à l'inaccessibilité du compteur, selon les articles 13.1.1 des Conditions de service en vigueur et 12.4 j) des Tarifs d'électricité, est constaté à titre de Revenus autres que ventes d'électricité plutôt qu'en réduction des coûts relatifs au processus d'accessibilité des compteurs.

Selon le Distributeur, ces frais constituent une mesure incitative afin que le client respecte les Conditions de service en vigueur. Ils ne représentent donc pas la récupération des coûts du Distributeur. »

Demande :

Dans sa question 11.2, la Régie ne considérait pas le montant de 85 \$ comme un crédit à appliquer aux coûts d'installation des derniers compteurs à installer. Dans sa décision D-2016-118, la Régie invoquait l'aspect incitatif de ce montant pour que les derniers clients remédient à la situation de leur compteur. Compte tenu de cet outil à la disposition du Distributeur, la Régie s'étonne donc que les coûts unitaires de préparation et d'accès aux compteurs aient augmenté plutôt que diminué.

31.1 Veuillez répondre à la question 11.2 de la Régie compte tenu de cette précision et expliquer ce qui cause l'augmentation de ces coûts plutôt que leur diminution.

32. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 54.

Préambule :

« En parallèle, le Distributeur poursuit le déploiement des compteurs communicants (compteurs de nouvelle génération) auprès de la clientèle affaires. L'installation d'un tel compteur est requise pour l'établissement du portrait de consommation. »

Demande :

32.1 Veuillez indiquer le nombre et le pourcentage de clients Affaires qui ne sont pas encore équipés de compteurs de nouvelle génération.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

33. Référence : (i) Pièce [B-0080](#), p. 112;
(ii) Dossier R-3980-2016, Pièce [B-0072](#), pages 89 et 90.

Préambule :

(i) « *Tel qu'indiqué par le Distributeur en réponse à la question 39.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie, à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072)9 du dossier R-3980-2016, la Sensibilisation Mieux Consommer et la Sensibilisation intégrée réfèrent à des stratégies promotionnelles destinées uniquement aux clients afin de les inciter à modifier un comportement ou faire l'acquisition de produits écoénergétiques.* »

(ii) « *Le Distributeur soumet les précisions suivantes :*

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

[...]

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

Demandes :

33.1 Veuillez présenter et expliquer ce qui distingue le programme *Sensibilisation intégrée Mieux consommer* du programme *Sensibilisation Mieux consommer*.

33.2 Veuillez expliquer en quoi le regroupement d'un ensemble d'activités au sein d'une intervention structurée explique la croissance des activités de sensibilisation.

34. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 37-38.

Préambule :

TABLEAU R-15.2 :
BUDGETS DES INTERVENTIONS EN FENÊTRAGE EFFICACE – 2015-2018 (M\$)
POUR L'AIDE FINANCIÈRE (AF) ET LA COMMERCIALISATION (COMM.)

Programme	2015R		2016R		2017 A		2018 Budget	
	AF	Comm.	AF	Comm.	AF	Comm.	AF	Comm.
Fenêtres et portes-fenêtres	-	0,62	-	0,66	-	0,60	-	0,25
Fenêtres multilogements	0,22	0,43	0,34	0,39	0,10	-	-	-
MFR - portion fenêtres	0,83	0,01	7,00	0,01	0,50	0,10	0,50	0,10
TOTAL	1,06	1,07	7,34	1,05	0,60	0,70	0,50	0,35

« Le budget pour l'évaluation en cours sur le marché des Fenêtres et portes- fenêtres est de 190 k\$. Ce montant sera imputé dans le poste budgétaire Activités communes. »

Demandes :

- 34.1 Considérant que le budget hors MFR des interventions du Distributeur visant le fenêtrage efficace est de 700 k\$ en 2017 puis de 250 k\$ en 2018, veuillez justifier la dépense de 190 k\$ dans une évaluation de l'influence de ses interventions dans ce secteur.
- 34.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur prévoit un budget de communication ou de commercialisation pour le fenêtrage efficace alors qu'il a déjà un programme de *Sensibilisation intégrée* et qu'il existe d'autres programmes gouvernementaux visant ce secteur.

35. Référence : Pièce [B-0115](#), p.33-34.

Préambule :

« [...] En effet, ce n'est pas parce qu'une nouvelle technologie se développe à l'échelle mondiale qu'elle est instantanément disponible dans tous les pays ou dans toutes les régions du monde. Ainsi, plusieurs barrières, telles que la taille des marchés et les réseaux de distribution, peuvent restreindre ou encore fortement ralentir la diffusion d'un nouveau produit efficace. »

13.3 Veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'études ou d'analyses comparant le marché de l'éclairage du Québec et les coûts de ces technologies à ceux des marchés voisins. Si oui, veuillez en présenter les conclusions.

Réponse : *Le Distributeur ne dispose pas de ce type d'études ou d'analyses. »*

Demande :

35.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut valider l'évaluation de son influence sur son marché sans procéder à un balisage des marchés voisins.

- 36. Références :**
- (i) Pièce [B-0115](#), p. 34 et 35.
 - (ii) Dossier R-3933-2015, Décision [D-2016-033](#), p.186.

Préambule :

(i) En réponse aux questions de la Régie sur le programme *Piscines efficaces* et son nouveau volet Thermopompes, le Distributeur écrit :

« Les budgets annuels sont de 0,6 M\$, pour des impacts en économie d'énergie d'environ 23 GWh pour l'année 2017 (anticipée) et de 0,5 M\$, pour des impacts en économie d'énergie d'environ 43 GWh pour l'année 2018.

Le programme Piscines efficaces est un programme de sensibilisation qui vise à promouvoir un ensemble de produits et de comportements éconergétiques auprès des clients ayant une piscine. Cette approche intégrée optimise la valeur budgétaire allouée. Dans le cadre de la campagne 2017, l'information pertinente sur les thermopompes a été ajoutée dans la section visant les piscines efficaces sur le site web Mieux Consommer du Distributeur, de même que dans le matériel promotionnel.

Les résultats pour l'année 2017 ne sont pas encore disponibles. Pour l'année 2018, le Distributeur envisage poursuivre la même approche qu'en 2017. »

(ii) « [701] Dans sa décision D-2015-181 portant sur la demande tarifaire de Gaz Métro, la Régie soulignait :

« [534] Par ailleurs, la preuve au présent dossier démontre qu'il existe de réelles économies provenant d'une autre source d'énergie que celle du Distributeur, qui ne sont pas prises en compte, notamment dans le cas du projet PE226 Recommissioning. La même problématique existe aussi auprès du distributeur d'électricité pour son programme Offre intégrée Piscines ».

[702] La Régie prend acte de la réponse du Distributeur à propos du programme « Offre intégrée Piscines » à l'effet que « le Distributeur ne peut se créditer que des économies d'énergie électrique ».

[703] La Régie note que le Distributeur accorde une importance aux tests économiques et qu'il est ouvert à comptabiliser les économies provenant d'autres sources d'énergie aux fins de ces tests :

« [...] les tests économiques sont toujours pertinents pour les programmes commerciaux. Les différences de contexte entre les distributeurs font en sorte que les

intrants, tels les taux d'actualisation ou la valeur de l'énergie, sont spécifiques à chacun.

Quant à la comptabilisation des résultats, le Distributeur est ouvert à toute proposition qui permet de tenir compte des efforts de chacun tout en évitant le double comptage ».

Demandes :

36.1 Veuillez indiquer comment les chiffres de 23 et 43 GWh ont été obtenus. Veuillez expliquer la hausse de 23 GWh en 2017 à 43 GWh en 2018, notamment si les résultats de l'année 2017 ne sont pas disponibles et que l'approche du programme pour 2018 est inchangée par rapport à 2017.

36.2 Veuillez présenter les objectifs visés par la promotion sur les thermopompes de piscine.

37. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 39.

Préambule :

« Le DRMC est un outil personnalisé permettant au client d'obtenir un profil détaillé de sa consommation et de mieux la gérer.

Depuis le début de ce programme en 2003, près de 1,4 million de clients, en participant au DRMC, ont été sensibilisés à l'impact de changements d'habitudes ou de l'installation d'équipements éconergétiques sur leur facture d'électricité.

*Le Distributeur constate que le DRMC a également contribué à la diminution de la demande.
[...]*

Le DRMC tient compte de la consommation réelle d'électricité du client en plus de ses réponses au questionnaire. L'infrastructure LAD permettra à Hydro-Québec d'offrir des services de plus en plus personnalisés et raffinés pour sa clientèle. L'ensemble des outils mis à sa disposition évolueront dans ce sens. »

Demandes :

37.1 Veuillez indiquer si l'évolution de l'information recueillie depuis 2003 sur la consommation des clients et le taux d'adoption de certaines mesures comme les LED est utilisée pour établir les bases de référence (le tendanciel) en efficacité énergétique ainsi qu'en prévision de la demande.

38. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 54.

Préambule :

« Le projet de biénergie au gaz naturel avec thermopompe est un projet de démonstration technologique et commerciale et ne fait l'objet d'aucune étude d'opportunité d'affaires. »

Demande :

38.1 Veuillez indiquer le budget consacré par le Distributeur à ce projet de démonstration technologique et commerciale.

39. Références : (i) Pièce [B-0115](#), p. 42 et 43;
(ii) Pièce [B-0041](#), p.23.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente les différentes méthodes de suivi et de vérification des impacts de ses programmes selon qu'il comprennent de l'aide financière directe ou qu'il s'agit de programmes de promotion et de sensibilisation seulement.

(iii) Tableau A-1 Budgets annuels (M\$)

Programmes et activités du Distributeur	Budget Investissements		Budget Charges		Budget Total	
	2017A	2018	2017A	2018	2017A	2018
Efficacité énergétique						
Marché Résidentiel						
Initiatives Mieux Consommer	5	5	6	6	11	10
Offre Ménages à faible revenu	7	7	0	0	7	8
Sous-total marché Résidentiel	12	12	6	6	18	18
Marché Affaires - Commercial et institutionnel						
Produits efficaces	4	3	0	0	4	3
OIEÉB	19	20	0	0	19	21
<i>Commercial</i>	7	8	0	0	7	8
<i>Institutionnel</i>	5	5	0	0	5	5
<i>Nouvelle construction</i>	7	7	0	0	7	7
Bâtiments HQD	-	-	-	-	-	-
Sous-total marché Commercial et institutionnel	23	24	0	1	23	24
Marché Affaires - Industriel						
OIEÉSI	14	16	1	1	15	17
Petites et moyennes industries	5	8	0	0	6	9
Grandes industries	9	8	0	1	9	8
Sous-total marché Industriel	14	16	1	1	15	17
Réseaux autonomes	8	8	1	1	9	9
Innovations technologiques et commerciales	1	1	7	7	7	8
Activités communes	2	2	4	5	5	7
Total - Efficacité énergétique	59	62	19	21	78	83
Gestion de la demande en puissance						
Marché Résidentiel						
Chauffe-eau à trois éléments	2	2	0	0	2	2
Sensibilisation et biénergie DT	0	0	1	1	1	1
Charges interruptibles résidentielles	4	21	1	3	4	24
Sous-total marché Résidentiel	5	22	1	4	6	26
Marché Affaires						
Charges interruptibles - Bâtiments	1	1	0	0	1	1
<i>Commercial et institutionnel</i>	1	1	0	0	1	1
<i>Bâtiment HQ</i>	0	0	-	-	0	0
Sous-total marché Affaires	1	1	0	0	1	1
Total - Gestion de la demande en puissance	6	23	1	4	7	27
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR	65	85	20	25	85	110

Demandes :

39.1 Veuillez justifier le montant de 5 M\$ prévu en investissement pour 2018 sur un total de 10 M\$ pour le marché résidentiel hors MFR.

39.2 Veuillez présenter deux tableaux, l'un pour 2017, l'autre pour 2018, présentant la ventilation suivante du budget de l'ensemble des interventions en efficacité énergétique excluant les programmes de GDP et les MFR mais incluant les activités communes (budget total de 75 M\$ en 2018 dont 21 M\$ en charges) :

- Aides financières directes à l'implantation
- Administration interne des programmes pour suivi interne, études de suivi, planification et analyse de nouvelles mesures ou programmes, R&D interne, projets-pilotes internes

- Coût des contrats donnés à l'externe plus leur administration et leur suivi pour chacun des types de services suivants :
 - *Campagnes* de publicité, de promotion, de commercialisation et de sensibilisation
 - *Études de suivi*
 - *Évaluations* de programmes
 - *Évaluations de l'influence du Distributeur* sur l'évolution du marché

Veillez présenter distinctement les investissements et les charges, et séparer le marché résidentiel du marché Affaires. Le format du tableau A-1 en référence iii) pourrait convenir en remplaçant le détail des programmes ou mesures par marché par les 7 points demandés ci-dessus pour la ventilation des coûts.

INVESTISSEMENTS

- 40. Références :**
- (i) Pièce [B-0037](#), p. 9 et 13;
 - (ii) Pièce [B-0065](#), p. 11.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente les tableaux suivants :

TABLEAU 5 :
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Maintien des actifs	246,4	251,5	270,4	279,1
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2	29,1
Croissance de la demande	250,2	254,6	252,7	262,7
Respect des exigences	42,3	35,3	29,7	36,1
TOTAL	551,9	556,8	576,0	607,0

TABLEAU 9 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-
Autres investissements	12,9	15,4	23,2	29,1
Logiciels d'application bureautique et développement Web	4,6	8,5	4,9	15,2
Logiciels d'application opérationnelle	1,3	0,5	9,9	10,3
Équipements de soutien et autres	7,0	6,4	8,5	3,6
TOTAL	12,9	15,4	23,2	29,1

(ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente le tableau R-3.1D, le sommaire des investissements inférieurs à 10 M\$, avec et sans les modifications à l'ASC 715. La Régie constate que ce tableau présente les investissements totaux.

TABLEAU R-3.1D :
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT
AVEC ET SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)

TYPES D'AUTORISATION	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017			Année témoin 2018		
			Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715	Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715
Maintien des actifs	308,0	255,0	273,9	(6,9)	267,0	282,5	(8,7)	273,8
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2		23,2	29,1		29,1
Croissance de la demande	309,9	337,3	355,6	(10,9)	344,7	405,4	(13,9)	391,5
Respect des exigences	51,1	48,3	42,0	(1,4)	40,6	51,6	(2,0)	49,6
TOTAL	681,9	656,0	694,7	(19,2)	675,5	768,6	(24,6)	744,0

Demande :

40.1 Veuillez déposer les tableaux 5 et 9 (référence (i)), avec et sans les modifications à l'ASC 715.