

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 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**

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

1. **Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 27 et 28;
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 29.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur présente plutôt au Tableau R-12.3, les quotes-parts réelles (2004 à 2011) et théoriques (2012 à 2015) du Distributeur du coût de retraite établi selon le référentiel comptable utilisé dans les états financiers à vocation générale d'Hydro-Québec, soit les PCGR du Canada de 2004 à 2014 et les PCGR des États-Unis en 2015. Ce tableau permet d'exclure l'effet lié au basculement aux Normes internationales d'information financière (IFRS).* »

TABLEAU R-12.3 :
ÉCARTS ANNUELS DES QUOTES-PARTS RÉELLES (2004 À 2011) ET THÉORIQUES
(2012 À 2015) DU COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR
2004-2015

	Quote-part HQD selon référentiel de comparaison (M\$)	Écarts Année / Année antérieure selon référentiel de comparaison (M\$)	% d'écarts
2004	-		
2005	47,8	47,8	
2006	87,9	40,1	84%
2007	98,3	10,4	12%
2008	50,4	(47,9)	-49%
2009	25,7	(24,7)	-49%
2010	18,4	(7,3)	-28%
2011	37,0	18,6	101%
2012	33,2	(3,8)	-10%
2013	78,1	44,9	135%
2014	72,4	(5,7)	-7%
2015	82,4	10,0	14%

(ii) Le Distributeur présente au tableau R-12.4, l'historique des hypothèses et du coût de retraite d'Hydro-Québec pour la période 2008 à 2018.

TABLEAU R-12.4
HISTORIQUE DES HYPOTHÈSES ET DU COÛT DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC
2008-2018

	Réel									Année de base	Année témoin
	2008 PCGR	2009 PCGR	2010 PCGR ¹	2011 PCGR	2012 IFRS	2013 IFRS	2014 IFRS	2015 IFRS / US GAAP ²	2016 US GAAP ³		
Taux d'actualisation	5,53%	7,49%	6,17%	5,54%	5,01%	4,36%	4,77%	3,98%	-	-	-
Taux d'actualisation du coût des services rendus	-	-	-	-	-	-	-	-	4,00%	3,94%	3,64%
Taux d'actualisation des intérêts sur l'obligation	-	-	-	-	-	-	-	-	3,34%	3,33%	2,96%
Taux de rendement prévu des actifs	6,25%	6,25%	6,75%	6,75%	6,75%	4,36%	4,77%	3,98% / 6,75%	6,50%	6,50%	6,50%
Taux de croissance des salaires	3,26%	2,86%	2,97%	2,60%	2,61%	2,39%	3,31%	3,23%	3,21%	3,14%	3,09%
Coût de retraite HQ (M\$)	135	62	21	123	156	523	349	416	100	22	68
Quote-part du Distributeur (M\$)	50,4	25,7	18,4	37,0	47,4	154,2	98,3	110,6	26,5	5,9	18,6

SP = Services passés

¹ Les années avant l'établissement du compte d'écart ne sont pas comparables.

² US GAAP (339-29 (SP) = 310) / IFRS (513) : 416,0

³ 116-16 (SP) = 100

⁴ 33-11 (SP) = 22

⁵ 75-7 (SP) = 68

Demandes :

1.1 Veuillez présenter les écarts annuels des quotes-parts réelles (2004 à 2011 et 2016) et théoriques (2012 à 2015) du coût de retraite du Distributeur (2004 à 2016), selon le format du tableau R-12.3, pour chacun des éléments suivants :

- Coût des services rendus;
- Autres composantes.

1.2 Veuillez réviser le tableau R-12.4 en indiquant les données théoriques (2012 à 2015), afin d'exclure l'effet lié au basculement aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

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

Préambule :

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

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

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si par exemple en 2016, une baisse de 1 % du taux d'actualisation du passif (de 4,00 % à 3,00 %) pourrait entraîner une hausse de près de 300 M\$ du coût de retraite d'Hydro-Québec (dont une quote-part de 29 % ou 87 M\$ pour le Distributeur). Veuillez fournir le montant du passif du régime d'Hydro-Québec pour l'année 2016. Veuillez expliquer.
- 2.2 Veuillez indiquer si par exemple en 2016, une baisse de 10 % du taux de rendement de l'actif (de 6,50 % à 5,85 %) pourrait entraîner une hausse de près de 200 M\$ du coût de retraite d'Hydro-Québec (dont une quote-part de 29 % ou 58 M\$ pour le Distributeur). Veuillez fournir le montant de l'actif du régime d'Hydro-Québec pour l'année 2016. Veuillez expliquer.

TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

3. **Références :** (i) Pièce [B-0017](#), p. 19;
(ii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-12, document 1](#), p. 36.

Préambule :

(i) « *Hydro-Québec prévoit emprunter des montants de 1,5 G\$ pour 2017 et de 1,0 G\$ pour 2018 et n'anticipe aucun rachat d'emprunt au cours de cette même période.* »

« *En 2016, la part de la dette totale d'Hydro-Québec (dette et swaps) à taux d'intérêt variable s'est située à 17,7 % sur la base d'une moyenne de 13 mois.*

Hydro-Québec retient l'hypothèse pour 2018 d'une composition de financement pour les nouvelles émissions entièrement en obligations à taux fixe de 30 ans. Avec cette hypothèse, la part de la dette à taux variable devrait être de l'ordre de 15 % en moyenne pour 2018 compte tenu de la composition des dettes et swaps venant à échéance au cours de la période 2016 à 2018. Cette proportion pourrait toutefois fluctuer selon les conditions de marché. Pour l'année de base 2017, Hydro-Québec prévoit des émissions entièrement en obligations à taux fixe de 30 ans. »

(ii) « *Le coût moyen de la dette a été révisé à 6,276 % en décembre 2015, comme le veut la procédure (voir le tableau 1 de la pièce HQD-4, document 3.3 (B-0132)). Cette révision reflète, entre autres, un ajustement de la stratégie de financement de l'entreprise. En effet, cette stratégie ajustée prévoyait des émissions de 2 G\$ à taux fixe d'une durée de 3 ans au cours de l'année 2016,*

soit une émission de 500 M\$ en mai, une autre de 500 M\$ en août et une troisième de 1 G\$ en novembre. »

Demande :

- 3.1 Veuillez préciser si la stratégie de financement de l'entreprise a été révisée par rapport à celle présentée au préambule (i). Si oui, veuillez mettre à jour la stratégie présentée au préambule (i).

COÛTS ÉVITÉS

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0092](#), p. 9;
 - (iii) Pièce [B-0022](#), p. 18;
 - (iv) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0024](#), p. 18;
 - (v) Pièce B-0019, p. 5;
 - (vi) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0021](#), p. 5.

Préambule :

- (i) « *L'écart entre le coût évité de la pièce HQD-4, document 4 (B-0019) et celui de la décision D-2017-22 est attribuable à la baisse des prix à terme sur le marché de New York.*

Le coût évité (référence i) de 5,2 ¢/kWh est une annuité en dollars actualisés de 2017 basée sur une période de 10 ans (2018 à 2027). En revanche, le coût des achats d'énergie de court terme [de 6,7 ¢/kWh] qui figure au tableau A-1 (référence iii), reflète uniquement le prix des achats d'électricité que le Distributeur anticipe faire pour l'année 2018. »

- (ii) « *Le signal de coût évité en énergie est une annuité calculée à partir de la moyenne des prix à terme sur le marché de New York pour les mois d'hiver, auxquels s'ajoutent des frais de sortie du marché de New York, des frais de courtage et des frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre. »*

- (iii) Tableau A-1 : Prix des achats d'énergie de court terme prévu de 6,7 ¢/kWh en 2018.

- (iv) Tableau A-1 : Prix des achats d'énergie de court terme de 8,54, 9,04 et 7,30 ¢/kWh en 2015, 2016 et 2017

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

À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation). »

(vi) « Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016, indexé à l'inflation);

À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité est de 108 \$/kW-an (\$ 2016, indexé à l'inflation). »

Demandes :

- 4.1 Veuillez justifier et élaborer sur le fait que le signal de coût évité en énergie établi sur les prix à terme d'une période de 10 ans connaisse des variations relatives bien plus importantes (de 6,3 à 5,2 ¢/kWh entre 2017 et 2018) que le prix des achats de court terme anticipés d'une année à l'autre (de 7,3 à 6,7 ¢/kWh entre 2017 et 2018).
- 4.2 Veuillez expliquer comment le signal des coûts évités peut aider à la prise de décisions de long terme si celui en énergie peut connaître des variations de 20 % d'une année à l'autre, et celui en puissance, une hausse de 400 % à une échéance pouvant varier de 5 ans d'une année à l'autre.

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0019](#), p. 9 et suivantes;
 - (ii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0022](#), p. 13 et 9.

Préambule :

- (i) Annexe A : Coûts évités par usages et par catégories de clients
- (ii) À la Régie qui lui demande pourquoi il n'utilise pas les coûts évités pour l'usage « chauffage des locaux » des clients au tarif M dans son analyse économique du programme de conversion à l'électricité alors que celui-ci ciblait alors cet usage pour cette clientèle, le Distributeur explique :

« 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.

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. »

Demande :

- 5.1 Veuillez expliquer dans quel contexte et à quelles occasions le Distributeur utilise les données de l'Annexe A mentionnée en référence (i)

BASE DE TARIFICATION

- 6. Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 92, tableau R-37.1-B;
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 94, tableau R-37.1-C.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-37.1-B, les écarts des immobilisations en exploitation mises en service en 2016, 2017 et 2018.

(ii) Le Distributeur présente au tableau R-37.1-C, les écarts des autres actifs mis en service en 2016, 2017 et 2018.

Demandes :

- 6.1 Veuillez déposer le tableau R-37.1-B en ajoutant les données de l'année de base 2017 et expliquer les écarts entre les données de l'année de base 2017 et celles reconnues en 2017.
- 6.2 Veuillez déposer le tableau R-37.1-C en ajoutant les données de l'année de base 2017 et expliquer les écarts entre les données de l'année de base 2017 et celles reconnues en 2017.

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

- 7. Référence :** Pièce [B-0040](#), p. 21.

Préambule :

« Dans sa décision D-2014-086¹, la Régie autorise la création d'un compte d'écarts hors base afin d'y comptabiliser un montant correspondant à celui du passif financier lié à l'application de l'IAS 39 Instruments financiers : comptabilisation et évaluation aux amendements à l'Entente de suspension des livraisons de la centrale TCE, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, elle reconnaît la récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés.

¹ Décision D-2014-086, par. 53.

Bien que la Régie ait autorisé un compte identifié en tant que « compte d'écarts », le Distributeur constate que, de par sa nature, le compte autorisé s'apparente davantage à un actif réglementaire. Créé pour comptabiliser le montant correspondant à celui du passif financier, il permet la récupération annuelle des coûts conformément aux montants facturés. Il ne s'agit donc pas d'un mécanisme permettant la récupération de coûts imprévus lors de la fixation des tarifs mais bien d'un dispositif permettant de constater des charges lors d'exercices financiers subséquents.

Pour cette raison, le Distributeur demande la modification du libellé associé aux coûts de l'entente de suspension et propose d'utiliser dorénavant actif réglementaire lié à une entente de suspension. La proposition du Distributeur se conforme au libellé utilisé dans les états financiers statutaires dans lesquels les coûts liés à une entente de suspension sont présentés à titre d'actif réglementaire. » [nous soulignons]

Demande :

7.1 Veuillez indiquer si le passif financier lié à l'application de la norme IAS 39 en vertu du référentiel IFRS a un traitement comptable équivalent en vertu du référentiel PCGR des États-Unis. Si oui, veuillez déposer l'extrait de la norme des PCGR des États-Unis. Sinon, veuillez expliquer.

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0040](#), p. 24 et 27;
 - (ii) Rapport annuel 2016 du Distributeur, pièce [HQD-12, document 1](#), p. 16 et 17;
 - (iii) Dossier R-4012-2017, pièce [B-0083](#), p. 83 et 84.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente l'évolution des « Contributions à des projets de raccordement » totalisant 556,3 M\$ au 31 décembre 2018. Ce solde inclut notamment des mises en service pour l'année 2018 des « Projets en croissance du Transporteur » de 98,7 M\$ et du « Troisième appel d'offres éolien A/O 2009-02 » de 54,9 M\$. Les mises en services 2018 sont inscrites au mois décembre 2018 dans la base de tarification.

(ii) En réponse à une demande de renseignements dans le Rapport annuel 2016, le Distributeur commente sur les difficultés à établir les prévisions de ses « Contributions à des projets de raccordement ». Le tableau suivant présente les écarts entre les montants réels et les prévisions pour les années 2012 à 2016.

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

Le Distributeur indique que :

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

- *Projets en croissance du Transporteur :*
 - mise à jour du plan des charges et des ressources;
 - mise à jour des coûts de réalisation des travaux;
 - mise à jour du portefeuille des projets à la suite du report ou du devancement des mises en services prévues.
- *Appels d'offres éoliens :*
 - report des projets de raccordement liés aux appels d'offres;
 - coûts de raccordement du Transporteur.
- *Autres contributions :*
 - modifications des demandes de raccordement du client;
 - report ou devancement des mises en services prévues. »

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

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

(iii) Pour sa part, le Transporteur indique qu' :

« [...] Il en découle que les principales causes de variation sont :

- Des changements dans les prévisions de croissance à la suite de la mise à jour du plan des charges par le Distributeur;
- Des changements dans les horizons de mises en service et dans les coûts de projets.

Pour établir ses prévisions, le Transporteur utilise les données les plus à jour disponibles lors de l'évaluation de la contribution :

- Les prévisions de croissance : le Transporteur précise qu'il n'exerce aucun contrôle sur les changements apportés au plan des charges du Distributeur;
- L'estimation des horizons de mise en service : la grande majorité des interventions sur le réseau sont planifiées de concert avec le Distributeur. Il existe un comité opérationnel commun au Transporteur et au Distributeur dont le but est de coordonner les projets d'investissement conjoints. Ce comité travaille à élaborer des stratégies afin d'assurer un meilleur arrimage entre les deux parties et un plus grand respect des dates prévues de mise en service.

[...]

- Les MW additionnels sur 20 ans : ils ont été établis à partir de la plus récente prévision de charges du Distributeur (septembre 2016) disponible lors de l'évaluation de la contribution. » [nous soulignons]

Demandes :

- 8.1 Veuillez élaborer sur les possibilités d'améliorer l'acuité des prévisions de l'évaluation de la contribution du Distributeur.
- 8.2 Veuillez notamment commenter la possibilité d'utiliser des données plus récentes ou élaborer sur les contraintes relatives à l'utilisation de données plus récentes.

9. Référence : Pièce [B-0040](#), p. 31, tableau A-1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau A-1, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2017.

Demande :

- 9.1 Veuillez déposer la prévision de janvier à octobre 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques, selon le même détail que le tableau A-1.

10. Référence : Pièce [B-0040](#), p. 35, tableau B-1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau B-1, la prévision 4 mois réels et 8 mois projetés (4/8) pour l'année 2017 du compte de *pass-on*.

Demande :

10.1 Veuillez déposer la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés (10/2) pour l'année 2017 du compte de *pass-on*, selon le même détail que le tableau B-1.

INVESTISSEMENTS

11. Références : (i) Pièce [B-0085](#), p.11;
(ii) Décision [D-2016-118](#), p.14.

Préambule :

(i) Dans sa réponse à une question de l'AQCIE/CIFQ, le Distributeur écrit :

« L'augmentation du coût unitaire entre le montant reconnu de la décision D-2017-022 et celui de l'année témoin 2018 s'explique principalement, d'une part, par l'augmentation des coûts relatifs au processus de préparation de l'accessibilité des compteurs (par exemple, la prise de rendez-vous et le suivi des travaux que le client doit effectuer préalablement à l'installation) afin d'éviter des déplacements inutiles des installateurs et, d'autre part, par l'inflation des coûts d'une année à l'autre. »

(ii) Dans sa décision sur l'approbation provisoire de l'article 13.1.1 des Conditions de service et de l'article 12.4 j) des Tarifs, la Régie écrit :

« [55] La mesure proposée constituerait, avec l'interruption de service, un outil à la disposition du Distributeur pour inciter les clients qui refusent ou négligent de donner accès au compteur ou d'entreprendre les travaux requis pour son remplacement à remédier à la situation. »

Demandes :

11.1 Veuillez préciser, parmi les clients qui n'ont pas encore été équipés d'un compteur de nouvelle génération, combien sont impliqués dans le processus de préparation de l'accessibilité des compteurs.

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.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

12. Référence : Rapport annuel 2016, [HQD-7, doc.3](#), p.5;

Préambule :

« Avec la fin du PGEÉ au 31 décembre 2015, le Distributeur a décidé de ne plus appliquer de redressements historiques aux résultats de ses programmes à la suite du dépôt d'évaluations. »

Demande :

12.1 Veuillez élaborer sur cette décision du Distributeur et ses conséquences.

- 13. Références :**
- (i) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-12, doc.1](#), p. 30;
 - (ii) <http://www.lefigaro.fr/mon-figaro/2012/12/23/10001-20121223ARTFIG00029-l-essor-des-led-bouscule-les-acteurs-de-l-eclairage.php>;
 - (iii) Dossier R-3980-2016, Pièce [B-0018](#), p. 11.

Préambule :

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

(ii) La référence (ii) est un exemple des études, analyses et articles que l'on peut retrouver sur l'évolution du marché de l'éclairage. Dans cet article du Figaro, on retrouve le portrait mondial suivant datant du 23 décembre 2012, soit juste au début de la période couverte par l'évaluation :

« Les [LED](#) ne représentaient l'an dernier que 8 % d'un marché mondial de l'éclairage estimé à 75 milliards de dollars. En 2020, elles devraient représenter 75 % des 100 milliards de dollars de chiffre d'affaires généré par cette industrie, selon le cabinet McKinsey. Philips, qui détient 31 %

du marché mondial de l'éclairage, a choisi dès le début des années 2000 d'investir massivement sur cette technologie; les LED devraient représenter 75 % du revenu de sa division éclairage en 2020, contre 25 % aujourd'hui. Une proportion similaire à celle affichée aujourd'hui par Osram. Mais ce dernier est surtout très présent dans l'automobile via les phares.

General Electric - fondé par Thomas Edison - a davantage tardé à investir dans les LED, leur préférant les lampes fluo compactes. Aujourd'hui, le géant américain ne détient que 8 % de part de marché mondial et tente de reprendre la main par des opérations de croissance externe et en augmentant le rythme de ses investissements.

Un défi de taille tandis que de nouveaux acteurs, issus de l'électronique, ont fait leur apparition sur ce marché et s'attaquent désormais aux pays occidentaux. C'est par exemple le cas de Samsung, LG, Panasonic, Sharp ou encore Toshiba. Ce dernier était présent dans l'éclairage depuis plus de cent vingt ans, mais ne distribue ses lampes à LED en Europe que depuis deux ans. À ces géants s'ajoutent une série de start-up aux dents longues, promptes à exploiter les gains technologiques. »

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

Demandes :

- 13.1 Veuillez élaborer sur les éléments de l'évaluation qui permettent de conclure que l'aide financière fournie par Hydro-Québec a permis de réduire le coût d'achat des produits d'éclairage efficace, notamment les DEL.
- 13.2 Veuillez élaborer sur les éléments de l'évaluation qui permettent d'affirmer que le Distributeur a contribué à changer plusieurs éléments de l'offre entre 2013 et 2015, notamment la disponibilité des produits efficaces, la baisse de prix ainsi que l'infrastructure de production et de distribution de ces produits d'éclairage.
- 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.
- 13.4 Compte-tenu de la taille du marché du Québec en comparaison de l'importance des joueurs et des enjeux de l'éclairage qui amènent cette industrie à lutter à l'échelle mondiale aux plans des technologies, des prix et du marketing pour maintenir, gagner ou récupérer des parts de marché, veuillez élaborer sur la tendance du marché et l'impact net des campagnes du Distributeur quant à l'offre et aux prix de ces produits au Québec.

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

Préambule :

« *En 2017, les thermopompes ont été ajoutées à la promotion des produits de Piscines efficaces. Les résultats obtenus permettront d'orienter les activités de promotion en 2018.* »

Demandes :

- 14.1 Veuillez indiquer les budgets consacrés en 2017 et en 2018 au programme *Piscines efficaces*.
- 14.2 Veuillez présenter la promotion spécifique aux thermopompes dans la campagne 2017 des produits de *Piscines efficaces*.
- 14.3 Compte-tenu de la saison 2017 qui est terminée pour les piscines, veuillez présenter les résultats obtenus et élaborer sur les objectifs visés et les orientations envisagées par le Distributeur pour 2018 quant à la promotion des thermopompes.

15. Références : (i) Pièce [B-0041](#), p. 9;
(ii) Décision D-2015-018, p. 30.

Préambule :

(i) « *La promotion de Fenêtres et porte-fenêtre se poursuit. Une évaluation des interventions du Distributeur dans ce marché est présentement en cours de réalisation afin de mesurer l'influence du Distributeur pour ces produits.* »

(ii) « *[83] Le tableau suivant illustre comment certaines mesures du PGEÉ sont adaptées au contexte des MFR. La Régie note la réponse du Distributeur à une question dans le cadre de l'examen du Rapport annuel 2013 sur le statut des fenêtres Energy Star.*

TABLEAU 1
PROGRAMMES INCLUANT LA MESURE « FENÊTRES ENERGY STAR »

Programmes	Subvention directe d'HQD	Gain unitaire (kWh/ pi2)	Superficie moyenne par participant *	Marchés visés
Fenêtres et portes-fenêtres du programme Mieux consommer	Non	2,5	Variable : entre 90 et 188 pi ²	Tous
Fenestration écoénergétique - multilogement	Oui – spécifique	6,1	105 pi ²	Plex et multi - réno
Offres Ménages à faible revenu - volets de rénovation énergétique				
- Social	Oui – spécifique	7,5	223 pi ²	Uni, Plex et multi - réno
- Coop	Oui – spécifique	7,5	459 pi ²	Uni, Plex et multi - réno
- OBNL	Oui – spécifique	7,5	467 pi ²	Uni, Plex et multi - réno
- Privé - municipalités	Oui – spécifique	7,5	334 pi ²	Uni, Plex et multi - réno
Offre intégrée en nouvelle construction (maisons efficaces)	Non	1,3	188 pi ²	Uni - NC
Soutien aux projets DUD	Oui – approche performance globale	Variable : selon la modélisation globale spécifique à chaque projet		Uni, Plex, multi - NC

* Peut varier selon différents facteurs, telles les conditions d'admissibilité de programme.
 Le participant des volets Rénovation énergétique pour les MFR correspond à l'immeuble, et non à l'unité d'habitation.

Source : Rapport annuel 2013, pièce HQD-12, document 1, p. 38.

« [84] La Régie note également les explications suivantes du Distributeur :

« Dans ce domaine, le Distributeur agit à tous les niveaux et auprès de tous les acteurs de ce marché. [...] Enfin, il offre de l'aide financière dans certains segments de marché lorsque qu'il est établi que ce moyen est nécessaire pour lever les barrières à l'adoption de produits plus efficaces ». [nous soulignons]

[85] Cette réponse montre qu'une même mesure peut faire l'objet d'actions différenciées, en fonction des différents segments de marché à l'intérieur desquels on peut distinguer les MFR. En effet, dans certaines niches de marché, il est possible d'observer des économies unitaires différentes qui peuvent justifier des aides plus importantes.

[86] À propos des mesures visant les fenêtres performantes, la Régie demande au Distributeur de prendre en considération l'extrait suivant de sa décision D-2014-201, ayant trait au secteur du gaz naturel, qui encourage l'ensemble des distributeurs et parties prenantes à échanger de l'information :

« [300] La Régie considère que le programme « PE124 Fenêtres Energy Star » s'applique à toutes les formes d'énergie. L'évaluation de cette mesure intéresse non seulement Gaz Métro et Gazifère, mais aussi HQD, le gouvernement du Québec et le gouvernement du Canada qui appuient également cette mesure à travers différents programmes ou réglementations relatifs à la rénovation et à la construction.

[301] Malgré les différences des modalités de leurs programmes respectifs et les possibles différences de résidences-types selon la source d'énergie, la Régie juge qu'il est de l'intérêt des différents distributeurs de partager les évaluations déjà existantes de cette mesure ou de réaliser une évaluation commune. »

Demandes :

- 15.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a retiré depuis plusieurs années les aides spécifiques aux *Fenêtres et portes-fenêtres* pour cibler plutôt son action, sous une forme plus globale dont les fenêtres peuvent faire partie, vers les ménages à faible revenu et certaines niches du marché locatif.
- 15.2 Veuillez indiquer quel budget a été consacré au cours des 3 dernières années et est prévu pour 2018 pour les aides et les promotions spécifiques aux *Fenêtres et portes-fenêtres*.
- 15.3 Veuillez indiquer quel budget est prévu être consacré à l'évaluation en cours de réalisation sur la mesure de l'influence du Distributeur sur le marché des *Fenêtres et portes-fenêtres* et préciser si ce budget fait partie du programme *Fenêtres et portes-fenêtres* ou d'un autre poste budgétaire, *Tronc commun* ou *Activités communes* par exemple.

- 16. Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 111;
 (ii) Dossier R-3980-2016, Pièce [B-0018](#), p. 11.

Préambule :

- (i) « [...] le budget consacré aux Initiatives Mieux consommer est de 10 M\$. Ce budget est réparti en initiatives de sensibilisation et en promotion de produits spécifiques. Le tableau 42.2 présente la répartition du budget consacré aux Initiatives Mieux consommer.

TABLEAU 42.2 :
BUDGETS ET IMPACTS ÉNERGÉTIQUES
DES INITIATIVES MIEUX CONSOMMER AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL (M\$ ET GWh)

	2018	
	M \$	GWh
Initiatives Mieux consommer		
Sensibilisation intégrée, DRMC et Comparez-vous	6	90
Promotion produits Mieux consommer		
Éclairage efficace	1	-
Offre intégrée piscines	1	43
Produits économiseurs d'eau	2	14
Soutien aux projets DUD	1	2
	10	148

(1) Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

»

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

Demandes :

- 16.1 Veuillez élaborer sur la nature, le statut, les budgets et les résultats du programme DRMC (*Diagnostic résidentiel Mieux Consommer*) au cours des 2 dernières années et prévus pour 2018.
- 16.2 Veuillez expliquer comment le programme DRMC a contribué aux constats de changement de l'efficacité énergétique dans le marché résidentiel présentés en référence (ii).
- 16.3 Veuillez expliquer en quoi les profils de consommation disponibles au moyen de l'infrastructure LAD ont fait évoluer et feront évoluer le programme DRMC.

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 111;
 - (ii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-7, doc.3](#), p. 8;
 - (iii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-7, doc.2](#), p. 5 et 6;
 - (iv) Pièce [B-0080](#), p. 114.

Préambule :

- (i) « [...] le budget consacré aux Initiatives Mieux consommer est de 10 M\$. Ce budget est réparti en initiatives de sensibilisation et en promotion de produits spécifiques. Le tableau 42.2 présente la répartition du budget consacré aux Initiatives Mieux consommer.

TABLEAU 42.2 :
BUDGETS ET IMPACTS ÉNERGÉTIQUES
DES INITIATIVES MIEUX CONSOMMER AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL (M\$ ET GWh)

	2018	
	M \$	GWh
Initiatives Mieux consommer		
Sensibilisation intégrée, DRMC et Comparez-vous	6	90
Promotion produits Mieux consommer		
Éclairage efficace	1	-
Offre intégrée piscines	1	43
Produits économiseurs d'eau	2	14
Soutien aux projets DUD	1	2
	10	148

[1] Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

»

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

- (iii) Au rapport annuel 2016, le Distributeur présente le tableau 2, une liste des programmes d'économie d'énergie et de GDP, avec comme information additionnelle la date du début de chacun des programmes.

(iv) « [...] *les activités IDÉE, PISTE et le volet Démonstration technologique du programme Systèmes industriels sont désormais intégrées à l'initiative Démonstration technologique et commerciale.* »

Demandes :

17.1 Veuillez concilier le fait que le programme *Éclairage efficace* résidentiel, avec un budget de 1 M\$, n'est associé à aucun impact énergétique en 2018, alors que pour 2016, sans aucune campagne promotionnelle, un impact de 51 GWh en plus des prévisions a été crédité à ce programme.

La réponse en référence (iv) est un exemple de programmes qui évoluent dans le temps mais dont aucune information n'est donnée permettant de suivre leur évolution, leurs objectifs, leurs budgets, leurs résultats ou même tout simplement leur changement de nom ou intégration à d'autres programmes.

17.2 Veuillez indiquer la possibilité pour le Distributeur de fournir dans les prochains rapports annuels le tableau 2 mentionné en référence (iii) avec 4 colonnes additionnelles indiquant les budgets initialement prévus et réels, suivies des impacts énergétiques initialement prévus et réels selon les suivis internes du Distributeur, et ce, pour l'ensemble des programmes et interventions en efficacité énergétique. Si non, veuillez justifier.

17.3 Veuillez fournir les tableaux A-1 et A-2 aux pages 23 et 24 de la pièce [B-0041](#) incluant l'ensemble de tous les programmes actifs du Distributeur en 2016, 2017 et 2018, permettant ainsi, par exemple, de faire le lien avec tous les programmes mentionnés en italique aux pages 8 et 9 de la pièce [B-0041](#).

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 112;
 - (ii) Pièce [B-0080](#), p. 113;
 - (iii) Décision [D-2014-037](#), p. 129-230.

Préambule :

(i) « *L'impact énergétique de 153 GWh a été établi sur la base d'études de suivi réalisées par le Distributeur, notamment dans le cas des programmes Sensibilisation intégrée et Piscines efficaces qui représentent l'essentiel des économies en 2018. Les résultats de ces études s'appuient sur des sondages réalisés auprès des ménages et, dans certains cas, sur des entrevues en profondeur auprès de certains intervenants sur le marché (fabricants, détaillants, etc.). Globalement, les méthodes utilisées pour mesurer l'impact des programmes de sensibilisation et de promotion, ne diffèrent pas réellement de celles utilisées pour des programmes de déploiement de produits, projets ou interventions auprès des clients.* » [nous soulignons]

(ii) « *Les impacts énergétiques des activités de sensibilisation sont obtenus en multipliant le taux d'influence du Distributeur sur le taux d'adoption d'une mesure ou d'un comportement (sur une base annuelle) avec le gain unitaire moyen.* » [nous soulignons]

(iii) « *Dans le cas des programmes de promotion ou de sensibilisation, le Distributeur soutient que les budgets alloués à ces interventions sont essentiels à l'atteinte des économies prévues. Une réduction complète ou partielle de ces budgets, empêcherait le Distributeur de se comptabiliser des économies puisqu'aucune étude de transformation du marché ne peut être réalisée pour des programmes de promotion ou de sensibilisation.* » [nous soulignons]

Demandes :

18.1 Veuillez expliquer les différences entre :

- une évaluation de l'influence du Distributeur sur le taux d'adoption d'une mesure, d'un comportement ou d'un produit;
- une étude de transformation du marché suite à des actions du Distributeur; et
- une mesure d'impact d'une campagne de promotion et de sensibilisation.

18.2 Veuillez évaluer le niveau d'incertitude dans la détermination d'un taux d'influence du Distributeur obtenu par sondages et entrevues auprès de la clientèle et des intervenants locaux du marché.

PROGRAMME GDP Affaires

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 118;
 - (ii) Dossier R-3933-2015, Pièce [B-0023](#), pages 10 et 11;
 - (iii) [Pièce B-0019, p. 5;](#)
 - (iv) Pièce [B-0041](#), p. 28;
 - (v) [http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf#page=10.](http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf#page=10)

Préambule :

(i) « *Le Distributeur précise que l'impact des coûts d'approvisionnement est pris en compte dans les analyses économiques des interventions en gestion de la demande en puissance, lesquelles sont présentées dans la pièce relative aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur.* »
[...]

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

(ii) Aux tableaux 5 et 6, on apprend que le Distributeur prévoit un budget de 8,8 M\$ pour 60 MW, soit 147 \$/kW pour l'hiver 2015-2016.

(iii) 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); »

(iv)

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

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

(v)

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.

Demandes :

19.1 Veuillez expliquer comment les tests économiques du programme GDP Affaires peuvent être positifs si les compensations financières versées annuellement sont de 70 \$/kW-hiver et que les coûts évités de puissance sont de 20 \$/kW-hiver.

La Régie déduit des données en référence (i) que les coûts unitaires du programme GDP Affaires pour les hivers 2017-2018 et 2018-2019 sont respectivement de 67,23 \$/kW-hiver et de 58,06 \$/kW-hiver. Or, selon le Guide du participant en vigueur en mai 2017, donc en prévision de l'hiver 2017-2018, les compensations financières versées aux participants sont de 70 \$/kW-hiver. Par ailleurs, l'accroissement des participants entre les hivers 2017-2018 et 2018-2019 se traduirait par un effacement additionnel de $310 - 238 = 72$ MW à un coût additionnel de seulement 2 M\$, ce qui donne 27,78 \$/kW-hiver pour ces 72 MW additionnels.

19.2 Veuillez expliquer comment les coûts unitaires du programme GDP Affaires en 2017-2018 et 2018-2019 peuvent être inférieurs aux compensations financières versées.

19.3 Veuillez expliquer comment les coûts unitaires du programme GDP Affaires sont passés de 147 \$/kW-hiver en 2015-2016 à 58,06 \$/kW-hiver en 2018-2019.

19.4 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend aller chercher en 2018 une participation additionnelle au programme à un coût de 27,78 \$/kW-hiver.

20. **Références :**
- (i) Pièce [B-0041](#), p. 13;
 - (ii) <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf#page=10>;
 - (iii) <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/gestion-demande-puissance/soumettre-un-projet/>.

Préambule :

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

(ii)

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.

(iii) Dans le formulaire d'inscription accessible à l'étape 1 de la marche à suivre dans le *Guide du participant* pour l'hiver 2017-2018, on peut voir que les groupes électrogènes sont admissibles:

Information sur le projet	
Nom du projet	Réduction de puissance estimée kW
Mesures mises en œuvre :	
<input type="checkbox"/> Commande des équipements de CVCA ¹	<input type="checkbox"/> Utilisation de chaudières à combustible
<input checked="" type="checkbox"/> Utilisation de groupes électrogènes	<input type="checkbox"/> Gestion des équipements de production

¹ CVCA : Chauffage, ventilation, conditionnement de l'air.

Demandes :

- 20.1 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur d'appeler ou non, avant une date limite chaque année, les quantités de puissance qui peuvent être dégagées l'hiver suivant par les participants au programme GDP Affaires, en fonction de ses prévisions de besoins en puissance.
- 20.2 Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait suspendre le programme GDP Affaires tant que le signal de coût évité de puissance n'est pas suffisant et quelles en seraient les conséquences pour les approvisionnements de long terme.
- 20.3 Veuillez indiquer si le programme GDP Affaires doit être considéré comme un approvisionnement de court terme ou de long terme.
- 20.4 Tant que les coûts évités de puissance demeurent à 20 \$/kW-hiver (\$ 2017 indexé à l'inflation), veuillez justifier de maintenir l'offre du programme à 70 \$/kW-hiver et de faire croître la participation à ce programme, à ce niveau de coûts, de 70 MW à l'hiver 2016-2017 jusqu'à 300 MW dès l'hiver 2018-2019.
- 20.5 Considérant le succès du rôle des agrégateurs, veuillez élaborer sur la possibilité de procéder, dans le cadre du programme, par un appel d'offres en puissance chaque année pour une quantité de puissance donnée.
- 20.6 Veuillez élaborer sur la possibilité d'offrir un signal de coût croissant sur plusieurs années plutôt que fixe à 70 \$/kW-hiver.

BIÉNERGIE

- 21. Références :** (i) Pièce [B-0041](#), p. 12;
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 121.

Préambule :

- (i) « *Le projet de biénergie interruptible a permis de démontrer la faisabilité technique de télécommander des systèmes de chauffage biénergie. L'effacement moyen évalué chez les participants se situait entre 5,4 kW et 6,7 kW selon le type de système. Comme anticipé, l'effacement observé dans le cadre du projet est similaire à celui estimé pour le tarif DT. Le Distributeur poursuit ce projet afin de couvrir un cycle annuel de facturation.* »
- (ii) « *L'effacement ne résulte pas de l'une ou l'autre des méthodes citées à la question, mais de la moyenne de l'effacement évalué pendant les périodes d'interruption ayant eu lieu au cours de la durée du projet pilote. En effet, les participants sont des clients DT transférés au tarif D et dont la sonde de température était désactivée.* »

À l'instar de l'effacement des clients participant au programme GDP Affaires, les données de consommation en fonction de la température pour la période visée, soit l'hiver 2016-2017, ont été extraites des systèmes, et ce, pour chaque participant. Ceci a permis d'évaluer la consommation des clients à diverses températures. [...]

Comme mentionné par le Distributeur en réponse à la question 28.3 de la demande de renseignements no 3 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.3 (B-0108) dans le dossier R-3980-2016, le projet pilote ne visait pas à valider le modèle existant d'estimation de l'effacement des systèmes biénergie mais le fonctionnement de la télécommande. » [nous soulignons]

Demandes :

- 21.1 Veuillez confirmer que l'effacement de la biénergie est établi par un estimé de la puissance effacée à la température minimale normale correspondant à la pointe critique du réseau et non pas à partir de la quantité de puissance effacée à la température et au moment de la bascule du mode de chauffage électrique au mode combustible.
- 21.2 Veuillez confirmer que l'effacement de la biénergie, déterminé sur une moyenne de participants à cette option tarifaire, est bien la valeur maximale de la puissance de chauffage correspondant à la température minimale normale et non une moyenne observée sur une période d'interruption, ni une moyenne de consommation à diverses températures.
- 21.3 Veuillez préciser de manière détaillée par quelle méthodologie a été déterminée la valeur de 5,4 à 6,7 kW déterminée comme effacement procuré par la biénergie et à quelle température elle correspond.
- 21.4 Veuillez concilier les résultats du projet-pilote et le choix de la méthode d'estimation de l'effacement de la biénergie à la pointe critique à partir des valeurs observées à différentes températures.
- 21.5 Veuillez élaborer sur les défis du fonctionnement de la télécommande de la biénergie.
- 21.6 Veuillez justifier d'attendre un cycle annuel complet de facturation avant de pouvoir statuer sur le fonctionnement de la télécommande.

BIÉNERGIE AU GAZ AVEC THERMOPOMPE

- 22. Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 120;
 - (ii) Pièce [B-0019](#), p. 6.

Préambule :

(i) *« Il s'agit d'une installation de chauffage biénergie avec thermopompe. La consommation de gaz naturel n'est donc pas uniquement coïncidente à la pointe, mais couvre une plage de températures plus large. Il s'agit d'un projet de démonstration commerciale dont l'objectif est d'évaluer l'intérêt des promoteurs à promouvoir ce type de systèmes et la réponse des clients à une telle offre. »*

(ii) *« Ainsi, en 2018, pour un client résidentiel, le coût évité pour l'usage de climatisation est de 3,26 ¢/kWh, tandis qu'il est de 7,57 ¢/kWh pour le chauffage des locaux. »*

Demande :

22.1 Veuillez élaborer sur l'étude d'opportunité d'affaires sous-jacente à la décision du Distributeur d'investir dans ce projet de démonstration commerciale.

SERVICE Visilec

- 23. Référence :** Rapport annuel 2016, Pièce [HQD-7, doc.1.](#)

Préambule :

Jusqu'en 2014, l'adhésion au service n'était possible que lorsque le mesurage de chaque point de livraison était assuré par un compteur communicant avec une ligne téléphonique dédiée, lequel était installé uniquement lors de la demande d'adhésion du client à Visilec ou si les coûts d'installation d'un tel appareil de mesure le justifiaient. En 2015, le Distributeur a amorcé le déploiement des compteurs de nouvelle génération pour cette catégorie de clients, ce qui élargit l'accès à un tel service d'information.

Au 31 décembre 2016, le nombre total d'adhérents au service était de 870 soit 79 de moins qu'en 2015 et 638 de moins qu'en 2014.

Il n'y a pas eu de nouveaux investissements en 2016. En 2016, les charges ont été de 270 k\$ pour des produits de 909 k\$.

Demande :

23.1 Veuillez élaborer sur l'avenir du service Visilec et, le cas échéant, sur les intentions du Distributeur de le maintenir compte-tenu du déploiement des compteurs LAD et des services connexes.

REPARTITION DU COÛT DE SERVICE

- 24. Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 126;
 - (ii) Pièce [B-0080](#), p. 127;
 - (iii) Pièce [B-0047](#), p. 58.

Préambule :

(i) « *Les données de puissances coïncidentes par catégories de consommateurs présentées au tableau 50 de la référence (iii) pour l'année témoin 2018 ne correspondent pas aux données de l'année historique 2016. Le Distributeur utilise toutefois les profils de consommation de l'année historique par catégories de consommateurs, qu'il normalise pour les conditions climatiques et qu'il ajuste pour tenir compte du calendrier de l'année témoin³⁰ et de la courbe des besoins du Distributeur. Il applique ensuite ces profils à la consommation prévue par catégories de consommateurs pour l'année témoin.*

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.

En déterminant ainsi des profils prévisionnels pour l'année témoin, le Distributeur est à même de déterminer les pointes coïncidentes prévues pour chaque catégorie de consommateurs ».

«³⁰ Cette opération consiste à ajuster les profils de consommation de l'année historique pour qu'ils tiennent compte de l'occurrence des journées fériées et des jours de la semaine en fonction des dates de l'année témoin. » [nous soulignons]

(ii) « *Comme mentionné en réponse à la question 48.1, le Distributeur utilise les profils de consommation observés de chaque client au tarif L pour établir le profil de cette catégorie de consommateurs qu'il applique à la consommation prévue de l'année témoin. Celle-ci intègre la croissance économique et les transferts de clients à une autre catégorie, le cas échéant.* » [nous soulignons]

(iii) La Régie présente un tableau dans lequel figurent le nombre d'abonnements au tarif L, les ventes au tarif L, les puissances coïncidentes annuelles, ainsi que le nombre d'heures d'interruption

dans le cadre du recours à l'option d'électricité interruptible pour les hivers 2013-2014 à 2016-2017 à titre indicatif et sans présumer que le recours à ces heures l'a été au moment de la pointe coïncidente. La Régie note cependant une forte baisse du nombre d'heures d'interruption à l'hiver 2015-2016 par rapport à l'hiver 2014-2015, ainsi qu'une hausse de 12 % de la puissance coïncidente prévue pour 2018 par rapport à 2017.

Puissances coïncidentes et recours à l'option d'électricité interruptible		2014	2015	2016	2017	2018	2018/2014
1	Nombre d'abonnements "L" - Tableau 23 colonne 8 - Année témoin - Répartition du coût de service	145	146	135	127	133	-8,3%
2	Ventes "L" (GWh) - Tableau 8B - Année témoin - Répartition du coût de service	29 622	29 152	28 203	26 631	25 657	-13,4%
3	Puissances coïncidentes annuelles - Tarif "L" - Tableau 11 - colonne 3 (MW)	3 024	3 137	3 097	2 961	3 299	9,1%
4	Nombre d'heures d'interruption - recours à l'option d'électricité interruptible - grande puissance	57	43	5	4		

Source : Tableaux 8B, 11 et 23 des pièces : R-3854-2013, pièce B-0187; R-3905-2014, pièce B-0230; R-3933-2016, pièce B-0169; R-3980-2016, pièce B-0203; R-4011-2017, pièce B-0047. Tableau 16, p. 58.

Demandes :

- 24.1 Veuillez préciser si, lors de transfert de clients du tarif L aux contrats spéciaux, les profils de consommation de ces clients sont retirés des profils de consommation de l'année historique de la catégorie de consommateurs au tarif L avant d'être appliqué à la consommation prévue de l'année témoin.
- 24.2 Veuillez élaborer sur l'incidence possible du transfert de clients du tarif L vers les contrats spéciaux, sur la prévision de la puissance coïncidente de l'année témoin ainsi que sur la répartition du coût de service attribué aux clients industriels demeurant au tarif L.
- 24.3 Veuillez fournir la puissance totale interrompue par les clients au tarif L à la demande du Distributeur, en vertu de l'option d'électricité interruptible, au moment de la pointe coïncidente pour chacune des années 2014, 2015 et 2016.
- 24.4 Veuillez préciser comment est prise en compte la réduction de la puissance interruptible des clients au tarif L participant à l'option d'électricité interruptible lors d'appels du Distributeur au moment de la pointe coïncidente. Veuillez spécifier si l'augmentation prévue de 11 % de la puissance coïncidente annuelle pour l'année témoin 2018 peut s'expliquer, en partie, par la forte réduction en 2016 des demandes d'interruption dans le cadre de l'option d'électricité interruptible. Veuillez commenter.

STRATÉGIE TARIFAIRE

Facture minimale

- 25. Références :**
- (i) Pièce [B-0083](#), p. 42;
 - (ii) Pièce [B-0098](#), p. 24;
 - (iii) Pièce [B-0049](#), p. 46.

Préambule :

(i) « [...] le Distributeur évalue à 438 817 le nombre de clients susceptibles de payer un montant minimal de la facture au moins une fois durant l'année selon la structure cible. Les revenus annuels associés au montant mensuel minimal de 20 \$ en monophasé et de 60 \$ en triphasé de cette structure cible sont respectivement de 44,8 M\$ et 10,9 M\$. Il est à noter qu'une partie de ces revenus auraient autrement été récupérés au moyen de la redevance et du prix de la 1^{re} tranche d'énergie.

Le nombre de clients susceptibles de payer un montant minimal de la facture selon le tarif D proposé au 1^{er} avril 2018 est de 230 424 et les revenus annuels associés au montant mensuel minimal de 15,18 \$ en monophasé et de 18,27 \$ en triphasé sont respectivement de 16,9 M\$ et 0,6 M\$. » [nous soulignons]

(ii) « 4.1 Étant donné l'écart de 21,3 % entre le coût de construction par mètre d'une ligne monophasée et d'une ligne triphasée observé à la référence (i) et l'écart de 200 % constaté aux références (ii) et (iii) dans l'établissement des factures minimales en alimentation monophasée et triphasée, et étant donné que les données à la référence (iv) ne se prêtent pas à un examen des coûts selon le type d'alimentation (c.-à-d. triphasée et monophasée), veuillez fournir les coûts d'exploitation qui justifient un écart de 40 \$ entre la facture minimale mensuelle pour une alimentation monophasée et une alimentation triphasée.

Réponse :

Le montant mensuel minimal de la facture vise à récupérer une contribution minimale du client lorsqu'il ne consomme pas ou très peu au cours d'une période de consommation. Il ne s'agit pas de refléter spécifiquement un différentiel de coûts entre le réseau en monophasé et en triphasé. Le montant mensuel minimal de la facture en triphasé sert à récupérer davantage de revenus auprès des clients alimentés en triphasé en respect du principe d'utilisateur-payeur parce qu'il en coûte plus cher d'offrir un tel réseau. » [nous soulignons]

(iii) « *Le montant mensuel minimal de la facture est de 12,33 \$ si l'électricité livrée est monophasée ou de 36,99 \$ si elle est triphasée.* »

La Régie note qu'au tarif G, l'écart entre le montant mensuel minimal de la facture si l'électricité est livrée en monophasée ou en triphasée est de 24,66 \$. Le Distributeur propose qu'au tarif D cet

écart du montant mensuel minimal de la facture si l'électricité est livrée en monophasée ou en triphasée soit de 40 \$. Le Distributeur justifie cet écart en invoquant, au préambule (iii), le principe d'utilisateur-payeur parce qu'il en coûte plus cher d'offrir un tel réseau.

Demandes :

- 25.1 Veuillez préciser quelle est la portion des revenus annuels associés au montant mensuel minimal de la facture, soulignés au préambule (i), qui constitue des revenus additionnels, en sus de ce que la redevance et de la consommation en 1^{re} tranche d'énergie auraient normalement rapportées, pour l'année témoin 2018 ainsi qu'à terme, à la structure cible.
- 25.2 Veuillez préciser si le différentiel du montant minimal de la facture si l'électricité est livrée en triphasée plutôt qu'en monophasée au tarif G, soit 24,66 \$ tel qu'il apparaît au préambule (iii), reflète le coût plus élevé d'offrir un réseau où l'électricité est livrée en triphasée. Si non, veuillez démontrer ce qui justifie l'écart de 40 \$ au tarif D en détaillant et quantifiant les éléments de coût additionnel de l'électricité livrée en triphasée.

Hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie

- 26. Références :** (i) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0155](#), p. 10;
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 78.

Préambule :

(i) « 1.2 Veuillez estimer la répartition de la consommation d'énergie en 1^{re} et en 2^e tranche au tarif D à terme, soit lorsque le seuil de la 1^{re} tranche sera à 40 kWh par jour, pour chaque segment de clientèle et au total. Veuillez présenter les hypothèses, expliquer les calculs et commenter.

Réponse :

Au total, sur la base de l'ensemble des données de facturation utilisées aux fins des simulations tarifaires, la hausse du seuil de la 1^{re} tranche de 30 à 40 kWh par jour fait passer la répartition de la consommation en 1^{re} et en 2^e tranches de 50 % dans les deux cas, à 60 % et 40 %, respectivement. »

(ii)

TABLEAU A-7 :
REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES
SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2017³⁹

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif D¹		
Redevance (¢/jour)	40,64	529
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	1 911
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	2 372
Total		4 812

³⁹ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016.

La Régie remarque que les revenus présentés au Tableau de la référence (ii) pour les 2 tranches d'énergie au tarif D, considérant les tarifs en vigueur au 1^{re} avril 2017, correspondent à des niveaux de consommation de 32 835 GWh et 26 592 GWh respectivement pour la 1^{re} et 2^e tranche d'énergie, soit 55 % en 1^{re} tranche et 45 % en 2^e tranche. La note 39 du tableau stipule que ces revenus découlent des données de facturation pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016, soit avant toute hausse du seuil de la 1^{re} tranche. La Régie constate que ces données diffèrent sensiblement de la réponse donnée à la référence (i).

Demandes :

- 26.1 Veuillez préciser si les données de facturation de l'année 2016 ont été ajustées par le Distributeur et expliquer comment ont été établies les données présentées au tableau A-7 de la référence (ii) en fournissant le détail des calculs. Veuillez concilier les résultats avec la réponse donnée au préambule (i).
- 26.2 Veuillez fournir la répartition, en kWh et en pourcentage, de la consommation facturée en 1^{re} et en 2^e tranche d'énergie au tarif D pour l'année historique 2016, l'année de base 2017, l'année témoin 2018 et une estimation pour l'année 2019, basée sur la proposition du Distributeur de hausser à 36 kWh-jour et 40 kWh-jour le seuil de la 1^{re} tranche en 2018 et 2019 respectivement. Veuillez expliquer tout écart significatif avec la répartition présentée au préambule (i).

Tarif de développement économique

27. Références : (i) Pièce [B-0047](#), p. 55 et 56;
 (ii) Décision [D-2015-018](#), p. 248.

Préambule :

(i) « À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec 15 clients. Six de ces clients, principalement des centres de données, bénéficient actuellement du TDÉ.

Le tableau 14 présente la simulation de la neutralité du TDÉ. Outre le coût à la marge qui est basé sur le signal des coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites. »

**TABLEAU 14 :
 SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/KWH)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrimonial	Achats	Puis.	Four-niture	Trans-port	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,0	0,01	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,04	0,2	3,4	0,2	3,6	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2022	TDE	3,2	0,09	0,3	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2023	TDE	3,2	0,12	0,3	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,14	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,1
2025	TDE + transition	3,4	0,17	1,47	5,0	0,2	5,2	(0,5)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,4	0,21	1,50	5,1	0,2	5,3	(0,4)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 2015-2026 5,053%		3,1	0,1	0,5	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-18,0%	5,0

(ii) « [1045] Ce suivi annuel devra, entre autres, présenter les volumes d'énergie qui seront offerts à ce nouveau tarif, selon les ententes acceptées ou prévues par le Distributeur, ainsi qu'une mise à jour de la simulation de la rentabilité du tarif, incluant le détail des hypothèses sous-jacentes, tels que présentés au tableau R-6.1 de la pièce B-0107. Ce suivi annuel devra également inclure une estimation de l'impact du tarif sur les besoins en puissance du Distributeur ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en puissance sur la période couverte par le tarif. » [nous soulignons]

Demandes :

27.1 Veuillez ventiler le nombre d'ententes conclues par tarif M, LG et L. Veuillez spécifier le nombre de centres de données parmi les 15 clients du préambule (i).

- 27.2 Veuillez estimer les volumes d'énergie qui seront offerts au TDÉ selon les ententes acceptées ou prévues par le Distributeur, tel que demandé au préambule (ii), ainsi que l'impact sur les besoins en puissance.
- 27.3 Veuillez préciser comment a été établi le coût à la marge des achats pour les années 2017 à 2021, au tableau du préambule (i), et expliciter les hypothèses retenues.

Tarif de relance industrielle

28. Référence : Pièce [B-0047](#), p. 50.

Préambule :

« Puisque les objectifs du tarif de relance industrielle sont comparables à ceux du TDÉ, le Distributeur propose d'appliquer des conditions d'admissibilité similaires à ce dernier :

- *la charge additionnelle devrait être d'au moins 500 kW ;*
- *le client devrait attester que l'augmentation du taux d'utilisation des capacités de production de l'usine est directement tributaire du tarif consenti ;*
- *l'usine visée devrait présenter un potentiel d'ajout net de nouvelles charges. Ainsi, une augmentation de charge découlant d'un transfert de production entre des entités d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec ne serait pas admissible ;*
- *la demande d'adhésion du client devra inclure les renseignements suivants : une description sommaire de la situation de l'usine, une estimation de la charge additionnelle prévue et la date prévue de la mise en service.*

Les conditions suivantes s'appliqueraient également :

- *le client devrait s'engager pour un minimum de 3 périodes de consommation au cours des 12 périodes mensuelles consécutives suivant l'adhésion au tarif ; » [nous soulignons]*

Demandes :

- 28.1 Veuillez préciser comment le Distributeur entend déterminer ce que constitue « *un potentiel d'ajout net de nouvelles charges* » par rapport à l'ajout de charge additionnelle.
- 28.2 Veuillez préciser pourquoi le Distributeur a fixé à 3 périodes de consommation cet engagement minimal.

- 29. Références :**
- (i) Pièce B-0049, p. 132;
 - (ii) Pièce [B-0049](#), p. 147.

Préambule :

(i) « période de référence » : l'intervalle de 3 périodes de consommation consécutives qui précède l'adhésion du client à l'option d'électricité additionnelle. »

(ii) « période historique » : les 12 périodes de consommation consécutives précédant la date à laquelle le client demande d'adhérer au tarif de relance industrielle. Dans le cas où ces 12 périodes de consommation ne reflètent pas le profil de consommation normal du client à l'exclusion des capacités de production inutilisées ou avant la conversion à l'électricité du ou des procédés industriels, Hydro-Québec peut considérer comme étant la période historique toute autre plage de temps jugée plus adéquate ou se baser sur d'autres critères pour déterminer le profil de consommation normal. » [nous soulignons]

Demande :

29.1 Veuillez expliquer quels sont les autres critères auquel le Distributeur fait référence en fournissant quelques exemples de situations où cela pourrait être requis.

- 30. Références :**
- (i) Pièce B-0047, p. 49;
 - (ii) Pièce [B-0047](#), p. 50;
 - (iii) Pièce [B-0019](#), p. 13;
 - (iv) Pièce [B-0049](#), p. 133 et 134;
 - (iv) Dossier R-3905-2014, pièce [B-0049](#), p. 12;
 - (v) Pièce [B-0047](#), p. 56.

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) « Comme pour l'option d'électricité additionnelle, le prix proposé refléterait le coût évité de l'électricité du Distributeur, établi selon la formule décrite à l'article 6.32 des Tarifs. Le prix applicable ne pourrait toutefois être inférieur au prix de l'énergie du tarif L, soit 3,30 ¢/kWh proposé au 1^{er} avril 2018. La charge historique ferait l'objet d'une consommation de référence facturée au tarif L. » [nous soulignons]

(iii)

TABLEAU A-5 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF L
EN ¢/KWH DE 2018

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante ¹ (10 ans)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		Tous les usages	5,02	4,26	4,34	4,42	4,50	4,59	4,68	5,95	6,07
Fourmiture - Transport	4,90	4,14	4,22	4,30	4,38	4,46	4,55	5,82	5,94	6,05	6,17
Transport - Charge locale	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14
Distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

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

(iv) « **6.32 Détermination du prix de l'électricité additionnelle**
 Le prix applicable à l'option d'électricité additionnelle correspond :

a) en période d'hiver, au résultat de la formule suivante :

$$\frac{HAP \times CEEh + (Hh - HAP) \times CEP}{Hh}$$

où

HAP = le nombre d'heures pour lesquelles Hydro-Québec prévoit faire des achats de court terme sur les marchés durant la période d'hiver ;
CEEh = le coût évité en énergie d'Hydro-Québec pour la période d'hiver ;
CEP = le coût moyen de l'électricité patrimoniale en vigueur ;
Hh = le nombre total d'heures de la période d'hiver ;

ou

b) en période d'été, au coût moyen de l'électricité patrimoniale en vigueur.

Le prix de l'électricité additionnelle ne peut être inférieur au prix moyen du tarif L pour une alimentation à 120 kV et un facteur d'utilisation de 100 %, soit 4,66 ¢ le kilowattheure. » [nous soulignons]

La Régie remarque que le Tarif de relance industrielle proposé par le Distributeur reprend de nombreuses dispositions et conditions d'application de l'option d'électricité additionnelle (OÉA) pour la clientèle grande puissance, mais comporte également quelques différences, dont celle soulignée au préambule (iv).

(v) « Le prix de l'OÉA est contraint par un prix plancher établi sur la base d'une charge à 100 % de facteur d'utilisation au tarif M ou au tarif L, selon le cas. »

« Outre le coût moyen de l'électricité patrimoniale qui est présenté dans le présent dossier, les autres données nécessaires pour déterminer le prix de l'OÉA pour l'hiver 2015-2016, soit le coût évité en énergie et le nombre d'heures durant lesquelles des achats sont planifiés, seront présentées dans le dossier tarifaire 2016-2017. Ainsi, pour toutes les années suivantes, le prix de l'OÉA pour l'hiver sera établi à partir de l'information versée au dossier tarifaire déposé avant l'hiver visé. »
 [nous soulignons]

(vi)

TABLEAU 14 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/kWh)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patri- monial	Achats	Puis.	Four- niture	Trans- port	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,0	0,01	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,04	0,2	3,4	0,2	3,6	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2022	TDE	3,2	0,09	0,3	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2023	TDE	3,2	0,12	0,3	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,14	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,1
2025	TDE + transition	3,4	0,17	1,47	5,0	0,2	5,2	(0,5)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,4	0,21	1,50	5,1	0,2	5,3	(0,4)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 2015-2026 5,053%		3,1	0,1	0,5	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-18,0%	5,0

Demandses :

- 30.1 Veuillez concilier, expliquer et quantifier ce qui distingue les diverses notions de coût évité présentées par le Distributeur aux Préambule (i), (ii) et (iii), ainsi que la notion de coût à la marge présentée au préambule (vi).
- 30.2 Veuillez rappeler la justification du prix plancher de l'OÉA, présenté aux Préambule (iv) et (v), expliquer comment son prix est établi et pourquoi ce dernier ne s'appliquerait pas au tarif de relance industrielle considérant que le prix de ce tarif est fixé selon les mêmes paramètres que le prix de l'OÉA.
- 30.3 Veuillez indiquer dans quelle pièce au dossier se retrouve l'information soulignée au préambule (v) permettant d'établir le prix de l'OÉA. Veuillez déposer l'information, au besoin, et veuillez fournir le prix de l'OÉA pour la période d'hiver 2017-2018 en fournissant le détail du calcul.
- 30.4 À l'aide d'exemples de cas-type, veuillez présenter le détail du calcul ainsi que le total de la facture de clients similaires facturés selon l'OÉA et selon le tarif de relance industrielle. Veuillez expliquer les différences et justifier les écarts significatifs du prix moyen de l'électricité (en ¢ par kWh), le cas échéant.

Tarif L

- 31. Références :** (i) Rapport Annuel 2016, Pièce [HQD-12, document 1](#), p. 51;
 (ii) Pièce [B-0080](#), p. 129.

Préambule :

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

Réponse :

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

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

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

(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.

Demandes :

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

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

- 32. Références :**
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 51;
 - (ii) Dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 59.

Préambule :

(i) « Dans son Avis, la Régie indique qu'elle est favorable à un accroissement de la souplesse tarifaire pour les clients industriels afin d'améliorer leur compétitivité. À cet égard, il est proposé d'étendre l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture, prévu à l'article 5.12, aux conflits de travail et aux bris d'équipement dans le poste électrique du client.

Actuellement, afin de se prémunir contre un éventuel conflit de travail à leur entreprise ou d'un bris d'équipement dans leur poste électrique, certains clients se privent de la flexibilité que leur procure le mécanisme de la puissance souscrite et préfèrent réserver la possibilité de la diminuer advenant de tels événements. Ce comportement est induit par l'obligation du respect du délai de 12 périodes de consommation complètes à compter de la dernière augmentation ou diminution de la puissance souscrite avant de pouvoir l'abaisser.

Les événements visés surviennent en de rares occasions. À titre illustratif, au cours de la période de 2013 à 2016, le Distributeur a recensé six conflits de travail et des bris d'équipement dans le poste électrique chez moins de 2 % des clients industriels. Dans la majorité des cas, les clients ont utilisé le mécanisme de puissance souscrite pour limiter les impacts financiers de ces événements.

Toutefois, certains de leurs fournisseurs de biens et services identifient spécifiquement les conflits de travail comme motif permettant un allègement de l'engagement du client. La modification proposée pourrait leur permettre de faire une utilisation adéquate de la puissance souscrite, correspondant à la cyclicité de la production de leur usine, sans encourir d'impacts financiers pour ces situations occasionnelles. [nous soulignons]

(ii) « 5.12 *Crédit pour interruption ou diminution de la Fourniture*

Le client peut obtenir un crédit sur le montant à payer pour la puissance lorsque, pendant une période continue d'au moins 1 heure :

a) l'électricité ne lui a pas été fournie parce qu'Hydro-Québec a interrompu l'alimentation, ou

b) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, à la demande d'Hydro-Québec, ou

c) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, en raison d'une guerre, d'une rébellion, d'une émeute, d'une épidémie grave, d'un incendie ou de tout autre événement de force majeure, à l'exclusion des grèves ou des lock-out qui peuvent survenir au sein de son entreprise. » [nous soulignons]

Demandes :

- 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.
- 32.2 Basé sur l'expérience de 2013 à 2016, veuillez préciser dans combien de cas les clients ont utilisé le mécanisme de puissance souscrite pour limiter les impacts financiers pour chacun des types d'événements soulignés au préambule (i).
- 32.3 Basé sur l'expérience de 2013 à 2016, veuillez estimer l'impact monétaire, chez ces clients, du renoncement à la flexibilité que leur procure habituellement le mécanisme de diminution de la puissance souscrite pour l'année où sont survenus les six conflits de travail et les bris d'équipement dans leur poste électrique. Veuillez commenter pour chacun des types d'événement.
- 32.4 Veuillez indiquer si l'inclusion des grèves, des lock-out et des bris d'équipement dans les postes électriques des clients se retrouve fréquemment parmi les événements de force majeure donnant droit aux crédits pour interruption ou réduction de la fourniture chez d'autres distributeurs d'électricité en Amérique du nord. Le cas échéant, veuillez fournir des exemples pour chacun des types d'événement et commenter.

Recharge des véhicules électriques

- 33. Références :** (i) Pièce [B-0047](#), p. 57;
(ii) Site web de ConEdison, [electric-vehicle-rewards](#).

Préambule :

(i) « Dans sa décision D-2017-022, la Régie demande également au Distributeur d'entreprendre des sondages auprès des propriétaires de véhicules électriques afin de documenter leurs habitudes de consommation et l'usage des bornes de recharge. Plus particulièrement, elle lui demande de documenter l'impact de la recharge sur la pointe coïncidente.

Aux fins de cet exercice, le Distributeur utilisera l'information recueillie dans le cadre du programme Charge the North, une initiative de FleetCarma financée par Ressources naturelles Canada. Ce programme vise à recueillir les données de recharge et d'utilisation de véhicules électriques afin de documenter leur déploiement sur les territoires desservis par des distributeurs d'électricité au Canada. Les données recueillies par l'entremise d'un système de diagnostic embarqué, soit un dispositif installé à même la voiture, seront acheminées directement à FleetCarma.

La collecte de données se terminera le 31 mars 2019. À ce jour, plus de 300 participants au programme proviennent du Québec.

Le Distributeur évaluera également la possibilité d'utiliser le même type de dispositif pour recueillir des données sur les habitudes de consommation d'un échantillon représentatif de ses clients propriétaires de véhicules électriques, dont des données relatives à la recharge à une fréquence horaire ou moindre. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « **SmartCharge New York**

Join the community of electric-vehicle drivers who are earning rewards for charging at off-peak times. You'll get a free "C2" connected car device that unlocks access to your driving and charging data.

We are partnering with FleetCarma to help you track how efficiently you drive, your carbon footprint, your battery health, and more. You can also share your stats and experiences with other electric vehicle drivers to see how you compare.

Charging off-peak helps reduce stress on the energy grid, making service more reliable for everyone.

SmartCharge Rewards™

Get \$50 for installing and activating your C2. Then, earn more throughout the year when you charge within New York City and Westchester (exclusions apply).

June – September

Get \$5 per month for keeping the device plugged in your vehicle and charging in the Con Edison service territory. Get a \$20 bonus when you charge your vehicle at any time other than 2–6 p.m. on weekdays. Earn 5 cents per kilowatt hour (kWh) by charging between midnight and 8 a.m. any day.

October – May

Earn \$5 a month for keeping the device plugged in and charging in the Con Edison service territory.

Earn an extra 5 cents per kilowatt hour (kWh) by charging between midnight and 8 a.m. any day. »

Demandes :

- 33.1 Veuillez préciser à quel moment la collecte de données débutera et combien de participants seront nécessaires, selon le Distributeur, afin que les données recueillies donnent des résultats significatifs. Veuillez commenter.
- 33.2 À l’instar de ConEdison qui utilise FleetCarma pour son programme SmartCharge Rewards, veuillez élaborer sur les possibilités, les avantages et les inconvénients, pour le Distributeur, d’utiliser les services d’une firme externe, tel que FleetCarma, afin de mesurer l’impact de la recharge des véhicules électriques sur le réseau et afin d’encourager la recharge durant les heures hors-pointes.

Bilan des réformes aux tarifs généraux et industriel

- 34. Références :**
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 66;
 - (ii) Pièce [B-0047](#), p. 8;
 - (ii) Dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 18.

Préambule :

(i) « Au-delà des orientations sur les hausses des composantes tarifaires, le Distributeur a amorcé un rééquilibrage des tarifs généraux en faveur du tarif M afin de rapprocher son évolution de celle du tarif L, d’améliorer l’avantage comparatif pour la clientèle de moyenne puissance et d’alléger la pression tarifaire sur les PME.

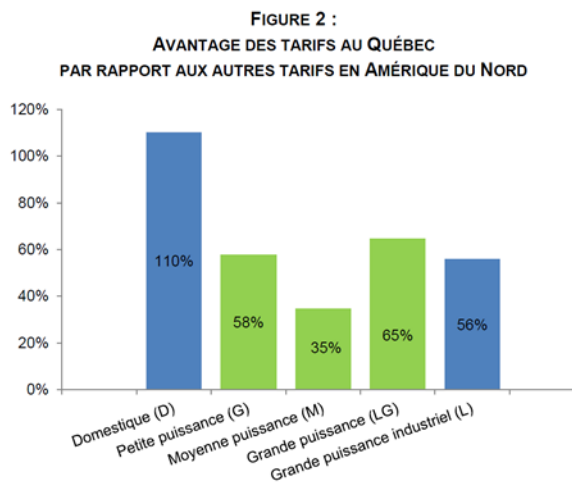
Le rééquilibrage des tarifs généraux consiste à appliquer une hausse moindre au tarif M compensée par des hausses plus élevées aux tarifs G et LG, sans toutefois être inférieure à la

hausse du tarif L. Tel qu'il est illustré au tableau 20, ces tarifs n'ont connu une hausse supérieure à la hausse moyenne qu'en 2014. Par la suite, afin de limiter l'impact sur les réseaux municipaux, sujets aux mesures transitoires découlant de l'introduction au tarif LG du mécanisme automatique de fixation de la PFM, le rééquilibrage s'est limité aux revenus additionnels associés à l'introduction de ce mécanisme.

À ce jour, le rééquilibrage a permis d'augmenter le tarif M de 0,8 % de moins que la hausse tarifaire moyenne sur les quatre années d'application, alors que les tarifs G et LG ont augmenté respectivement de 0,6 % et de 1,0 % de plus que la hausse moyenne. » [nous soulignons]

(ii) « Le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les petites et moyennes entreprises (« PME »), tout en visant des structures tarifaires mieux équilibrées. Plus particulièrement, l'ajustement en faveur du tarif M se limite, encore cette année, uniquement aux revenus additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale (« PFM ») au tarif LG, soit environ 0,8 M\$. Ce montant étant plus faible pour l'année 2018, la hausse du tarif M n'est que très légèrement réduite. » [nous soulignons]

(iii)



La Régie produit un tableau présentant l'évolution de l'écart entre les ajustements tarifaires au tarif M par rapport à l'ensemble des tarifs généraux.

Évolution des ajustements tarifaires : Rééquilibrage des tarifs généraux en faveur du tarif M	2014	2015	2016	2017	2018
Tarifs généraux :	4,3%	2,9%	0,7%	0,7%	1,1%
Tarif G	4,8%	2,9%	0,7%	0,7%	1,1%
Tarif M	3,8%	2,7%	0,6%	0,6%	1,1%
Tarif LG	5,3%	3,5%	0,7%	0,7%	1,1%
Écart Tarif M - Tarifs généraux	-0,5%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	0,0%

Sources : Tableaux 8B des pièces : R-3854-2013, pièce B-0187; R-3905-2014, pièce B-0230; R-3933-2016, pièce B-0169; R-3980-2016, pièce B-0203; R-4011-2017, pièce B-0045.

Demandes :

- 34.1 Veuillez préciser si l'objectif du rééquilibrage en faveur du tarif M souligné au préambule (i) demeure toujours aussi pertinent selon le Distributeur. Veuillez commenter.
- 34.2 Considérant que l'avantage compétitif du tarif M demeure bien inférieur à celui des autres tarifs généraux, tel qu'illustré à la figure du préambule (iii), et considérant l'atténuation de l'impact des mesures de rééquilibrage entre 2014 et 2018, passant de -0,5 % en 2014 à 0,0 % en 2018 comme on peut le constater au tableau du préambule (iii), veuillez indiquer quelles autres mesures que celle soulignée au préambule (ii) pourraient être envisagées par le Distributeur afin de poursuivre le rééquilibrage de façon plus marquée. Veuillez commenter.