DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC (LE DISTRIBUTEUR) SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2017-2018

AJUSTEMENTS ORGANISATIONNELS ET CODE DE CONDUITE DU DISTRIBUTEUR

1. Références : (i) Pièce B-0011, p. 3;
(ii) Dossier R-3579-2005, pièce B-78, annexe C, Code de conduite du Distributeur.

Préambule :

(i) « *Hydro-Québec a procédé à la fin de l'année 2015 à trois ajustements à sa structure organisationnelle qui ont touché le Distributeur :*

- *Transfert du bureau du contrôleur du Distributeur vers le groupe – Direction financière et contrôle d'Hydro-Québec (-94 ETC) ;* […] ».

(ii) Voici un extrait du Code de conduite du Distributeur :

« *8. APPLICATION DU CODE*

8.1 Le contrôleur du Distributeur est responsable de l'application des règles de conduite énoncées au présent Code de conduite. Il peut édicter des règles de gestion interne auprès des gestionnaires du Distributeur, que ceux-ci doivent appliquer et sur lesquelles ils doivent rendre compte.

8.2 Le contrôleur du Distributeur, en collaboration avec le directeur Approvisionnement en électricité, est responsable d'organiser et d'assurer le suivi des processus d'information et de formation continue auprès des employés du Distributeur et des personnes ou entreprises engagées à contrat pour participer à des activités liées à l'approvisionnement en électricité ou à des activités liées à la prévision de la demande d'électricité au Québec.

Il doit également effectuer les liens nécessaires avec les responsables des entités affiliées du Distributeur.

8.3 Le contrôleur du Distributeur doit présenter annuellement à son président un rapport sur l'application de Code de conduite.

Ce rapport annuel sur l'application du Code de conduite doit être déposé auprès de la Régie dans le rapport annuel du Distributeur ».

Demandes :

1.1 Veuillez confirmer que la direction financière et contrôle d'Hydro-Québec est sous la Vice Présidence exécutive et chef de la direction financière d'Hydro-Québec.

1.2 Veuillez confirmer que le Contrôleur du Distributeur ne relève plus d'Hydro-Québec Distribution.

1.3 Veuillez préciser l'impact de ce changement eu égard à l'article 8.3 du Code de conduite qui stipule que la responsabilité de fournir l'attestation de conformité relève du Contrôleur du Distributeur.

1.4 Veuillez préciser si la responsabilité de fournir l'attestation de conformité prévue à l'article 8.3 du Code de conduite relève toujours du Contrôleur.

- Dans la négative, veuillez expliquer.

- Dans l'affirmative, eu égard, notamment, aux objectifs du Code de conduite (articles 3.1 et 3.2), veuillez expliquer qu'un employé d'une entité « affiliée » du Distributeur (Annexe 1 du Code de conduite), puisse assumer la responsabilité de fournir l'attestation de conformité.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

2. Référence : Pièce B-0072, p. 4 et 5.

Demande :

2.1 La Régie note l'explication du Distributeur en réponse à la question 3.1 de la pièce citée en référence et constate que la réponse fournie ne répond pas à la demande faite. La Régie réitère sa demande relativement au dépôt des trois tableaux indiqués à la question 3.1 incluant les données pour les années historiques 2014 et 2015 et l'année de base 2016.

3. Références : (i) Pièce B-0013, p. 11 et 12;
(ii) Pièce B-0072, p. 5 et 6;
(iii) Pièce B-0068, p. 12 et 13.

Préambule :

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

(ii) Le Distributeur présente l'évolution du nombre de courriels libres sur la période 2011-2015.

(iii) À la demande de la Régie, le Distributeur présente notamment le nombre de courriels libres au 30 juin 2015.

Demandes :

3.1 Concernant les clientèles résidentielle et commerciale, veuillez fournir sous forme de tableau l'évolution du nombre de contacts Web transactionnels et automatisés, le nombre de contacts Web informationnels et le nombre de formulaires Web des 5 dernières années.

3.2 Veuillez expliquer la hausse d'environ 300 % du nombre de courriels libres entre le 30 juin 2015 et le 31 décembre 2015.

4. Référence : Pièce B-0013, p. 14, Tableau 4.

Préambule :

Le tableau 4 présente l'indice de satisfaction de la clientèle par dimension du service, à savoir : Qualité et continuité d'alimentation électrique, Facture, Produits et services pour mieux gérer la consommation et les coûts énergétiques et Service à la clientèle.

Demande :

4.1 Dans le cas des clients Grands comptes, veuillez expliquer, comparativement aux autres segments de la clientèle et autres dimensions du service, la performance moindre du Distributeur dans le cas de la dimension du service « Qualité et continuité d'alimentation électrique ». Veuillez présenter, le cas échéant, les mesures mises en place ou prévues par le Distributeur pour améliorer sa performance dans cette dimension du service.

5. Références : (i) Pièce B-0013, p. 16, Tableau 5;
(ii) Pièce B-0013, p. 34.

Préambule :

(i) Le tableau 5 présente les indicateurs de qualité de service du Distributeur sur la période 2011-2016, notamment le taux d'abandon téléphonique pour les clients résidentiels et commerciaux.

(ii) « ***Taux d'abandon téléphonique***

Définition : *Taux de clients ayant raccroché alors qu'ils attendaient en file (clients ayant fait leur choix au menu Réponse Vocale Interactive et en attente d'une réponse d'un représentant)* ». [nous soulignons]

Demande :

5.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur mesure sa performance relativement aux appels téléphoniques interrompus en raison de l'incapacité du système téléphonique à traiter l'ensemble des appels reçus.

6. Référence : Pièce B-0077, p. 6.

Préambule :

À la question de l'APCHQ, relativement aux raisons qui lui sont fournies pour expliquer la croissance de délais d'attente sous la responsabilité du client, le Distributeur répond qu'il « *ne constate pas une tendance à la hausse des délais quant au prolongement du réseau souterrain : il s'agit plutôt de variations d'une année à l'autre* ». [nous soulignons]

Demande :

6.1 Veuillez expliciter la réponse du Distributeur citée à la référence (ii) et élaborer sur les raisons de la croissance du Délai attente client dans le cas des prolongements du réseau souterrain.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

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

7. Références : (i) Pièce B-0072, p. 29;
(ii) Pièce B-0072, p. 30, tableau R-12.4.

Préambule :

(i) « *Le CER proposé sur les revenus nets des achats capte partiellement les écarts de revenus nets des achats, soit pour la portion non climatique hors du contrôle du Distributeur et incite à l'efficacité énergétique* […] ».

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-12.4, les données neutralisées par les comptes d'écarts et de reports (CER) en vigueur et par le compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité demandé dans le présent dossier. Il indique que

les ventes d'électricité totalisant 11 602,1 M$ sont neutralisées globalement par les CER suivants totalisant 11 602,1 M$:

- Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité;
- Compte de nivellement pour aléas climatiques;
- Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité.

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer l'affirmation présentée à la référence (i) « *Le CER proposé sur les revenus nets des achats capte partiellement les écarts de revenus nets des achats, soit pour la portion non climatique hors du contrôle du Distributeur et incite à l'efficacité énergétique* ».

7.2 Veuillez indiquer la portion des revenus qui demeure sous le contrôle du Distributeur.

7.3 Veuillez confirmer que le compte de *pass-on*, le compte de nivellement et le CER proposé sur les revenus nets des achats d'électricité captent la totalité des écarts de revenus nets des achats d'électricité. Sinon, veuillez expliquer.

7.4 Veuillez indiquer quels sont les types de données des ventes d'électricité pour lesquels les CER suivants captent les écarts de revenus :

- Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité;
- Compte de nivellement pour aléas climatiques;
- Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité.

Veuillez expliquer.

7.5 Veuillez quantifier les données neutralisées des ventes d'électricité, totalisant 11 602,1 M$, pour chacun des CER suivants:

- Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité;
- Compte de nivellement pour aléas climatiques;
- Compte d'écarts - Revenus nets des achats d'électricité.

COÛTS ÉVITÉS

8. Référence : Pièce B-0072, p. 37 et 38.

Demande :

8.1 La Régie note la réponse du Distributeur aux questions 15.1 et 15.2. Toutefois, la Régie demande à nouveau au Distributeur de déposer le coût évité de l'énergie à compter de 2026, comme indiqué à la question 15.2.

9. Références : (i) Pièce B-0024, p. 9 et 10;
(ii) Pièce B-0076, p. 3 et 4, Tableau R-1.1.

Préambule :

(i) « *Les achats sur les marchés de court terme totalisent 300 MW et correspondent exclusivement aux 300 MW de puissance UCAP acquis par le biais de l'appel d'offres lancé en mai 2014 (A/O 2014-01), aucun autre achat n'étant requis* ».

(ii) À la demande de l'AHQ-ARQ, le Distributeur présente les résultats des appels d'offres en puissance UCAP pour les hivers 2014-2015 et 2015-2016.

Demande :

9.1 Veuillez compléter le tableau cité en référence avec les résultats de l'appel d'offres en puissance UCAP pour l'hiver 2016-2017.

Coûts du kW-hiver effacé à la pointe

10. Références : (i) Pièce B-0072, p. 98;
(ii) Quand changer votre chauffe-eau? selon SSQ.

Préambule :

(i) «

TABLEAU R-42.5 :
BUDGETS, OBJECTIFS ET DURÉE DE VIE – GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

	2017				
	M $	MW (bruts)	Budget Approvisionnements (M$)	Coûts HQD ($/kW-hiver)	Durée de vie utile (ans)
Gestion de la demande en puissance					
Chauffe-eau 3 éléments	2	3	s/o	67,2	12
Sensibilisation et biénergie	1	-	s/o	-	-
Charges interruptibles résidentielles	26	83	1,2	209,8	3
Charges interruptibles - Bâtiments CI	0	80	6,3	82,4	5

»

(ii) « *L'espérance de vie d'un chauffe-eau est très variable, puisque divers facteurs entrent en ligne de compte. D'abord, le type d'eau, et surtout sa teneur en minéraux, peuvent provoquer un vieillissement accéléré du réservoir. Par exemple, une eau à haute teneur en fer peut être abrasive et occasionner des dommages plus rapidement.*

La qualité de fabrication de votre appareil peut également avoir un impact sur son espérance de vie. Les qualités et les types de chauffe-eau sont très variables et, en ce sens, vous devez penser à

changer votre chauffe-eau après 10 ans, ou du moins, à l'inspecter régulièrement passé cette période. De plus, certains assureurs pourraient décider de ne pas couvrir les appareils trop âgés en raison du nombre croissant de sinistres provoqués par l'eau ». [Nous soulignons]

Demandes :

10.1 Veuillez justifier le choix d'une durée de vie de 12 ans pour le chauffe-eau à 3 éléments compte-tenu de l'avis des assureurs.

10.2 Veuillez justifier le choix des durées de vie de 3 et 5 ans respectivement pour les mesures de charges interruptibles pour les secteurs résidentiel et CI.

10.3 Pour les charges interruptibles au résidentiel, veuillez élaborer sur les possibilités pour le Distributeur de chercher à amortir l'investissement dans des systèmes de télécontrôle sur une période plus longue, par exemple en engageant les participants pour une durée au moins équivalente à la durée de vie d'un chauffe-eau.

10.4 Veuillez indiquer si en amortissant l'investissement dans les systèmes de contrôle sur une durée plus longue, par exemple de 10 ans, le Distributeur peut disposer d'une marge de manœuvre supplémentaire lui permettant d'offrir une compensation financière plus importante, afin de fidéliser le participant sur une plus longue période. Le cas échéant, veuillez indiquer la compensation financière qui pourrait être accordée avec un engagement de 10 ans.

10.5 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'attribue aucun gain en MW au programme de sensibilisation à la biénergie, basé sur des clients qui ont adopté ou qui n'ont pas abandonné la biénergie grâce à ce programme, au même titre que le Distributeur attribue des économies d'énergie en GWh aux programmes de sensibilisation et de promotion du PGEÉ. Selon le cas, veuillez fournir un estimé de l'impact de ce programme ou élaborer sur la possibilité de procéder très prochainement à une évaluation de son impact.

10.6 Veuillez fournir, à titre informatif seulement, une nouvelle version du tableau 42.5 qui tient compte des réponses aux questions précédentes et de durées de vie de 10 ans pour toutes les mesures.

SALAIRES ET EFFECTIFS

11. Référence : Pièce B-0028, p. 6.

Préambule :

« […] *une baisse nette de 97 ETC découlant d'un décalage dans le comblement des postes en lien avec les activités liées au réseau de distribution. Toutefois, cette main-d'œuvre doit être renouvelée puisque le Distributeur n'a pas encore atteint le niveau anticipé de comblement des retraites avec les équipes de relève ;* ». [nous soulignons]

Demande :

11.1 Veuillez expliquer pourquoi la prévision des salaires de base pour l'année témoin 2017 ne tient pas compte d'une prévision reliée au décalage dans le comblement de postes. Veuillez élaborer.

12. Références : (i) Pièce B-0028, p. 7;
(ii) Pièce B-0063, p. 5;
(iii) Pièce B-0082, p. 5.

Préambule :

(i) Le Distributeur prévoit des augmentations salariales de 3,6 % et un facteur de projection de 0,8 % pour l'année témoin 2017.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, la firme Normandin Beaudry indique que les hausses salariales prévues pour le marché sont de l'ordre de 2,6 % pour l'année 2016 et de 2,8 % pour l'année 2017.

(iii) « *De plus, Hydro-Québec analyse les prévisions d'augmentations salariales établies par les grandes firmes de consultation afin d'établir ses budgets d'augmentations salariales annuels. Les données publiées dans ces enquêtes permettent de dégager les tendances du marché du travail et de valider l'alignement et le positionnement de l'offre de rémunération globale d'Hydro-Québec* ».

Demande :

12.1 Veuillez commenter l'écart entre les augmentations salariales prévues par le Distributeur de 3,6 % (référence(i)) et celles prévues pour le marché de 2,8 % (référence (ii)) pour l'année 2017.

13. Références : (i) Pièce B-0028, p. 7 et 8;
(ii) Pièce B-0032, p. 5 et 6;
(iii) Pièce B-0072, p. 52, tableau R-20.3-G;
(iv) Pièce B-0027, p. 16.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique la variation des salaires de base entre l'année témoin 2017 et l'année de base 2016, notamment par la fin du déploiement du projet LAD :

« […] *une hausse de 102 ETC, reclassés dans les activités de base à la suite de la fin du déploiement du projet LAD ;*
[…]
une réduction de 256 ETC associée au projet LAD, à la suite de la fin du déploiement. De ce nombre, 135 ETC correspondent aux employés temporaires qui ont quitté le Distributeur. De plus, 102 ETC ont été reclassés dans les activités de base, dont 23 ETC pour les employés affectés temporairement à l'installation de certains compteurs communicants à des endroits difficiles d'accès. Le Distributeur souligne que ces 102 ETC sont affectés majoritairement à des projets d'investissements et ne génèrent pas de pression sur les charges d'exploitation. Finalement, une réduction de 19 ETC est associée aux employés à relocaliser, portant à 62 le nombre d'ETC à relocaliser en 2017 ; ». [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur explique la variation des coûts capitalisés entre l'année témoin 2017 et l'année de base 2016, notamment par la fin du déploiement du projet LAD :

« *Cette hausse est imputable, d'une part, à un accroissement prévu de la force de travail de 30 ETC pour les métiers-lignes (voir le tableau 3), découlant notamment d'un renouvellement de la main d'œuvre nécessaire à la réalisation des travaux, et, d'autre part, au retour dans les activités de base de 62 ETC à la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016. Cette force de travail est nécessaire pour les activités de maintien des actifs et de croissance en équipements de mesurage et l'installation de certains compteurs communicants difficiles d'accès* ». [nous soulignons]

(iii) Le Distributeur présente au tableau R-20.3-G, 129 ETC reliés au projet LAD, phases 2 et 3 pour l'année témoin 2017.

(iv) « *En 2016, le Distributeur complètera le déploiement des 3,8 millions de compteurs communicants et la mise en place de l'infrastructure de mesurage avancée prévus dans le cadre du projet LAD. Un montant de 30,3 M$ est prévu pour 2017, lequel est composé des éléments suivants :*

- *6,0 M$ relatifs à 62 ETC toujours à relocaliser en 2017 ;*
- *16,1 M$ associés aux licences et maintenance de l'infrastructure des technologies de l'information et des équipements de télécommunication ;*
- *8,2 M$ en « Charges diverses » liés aux coûts du centre d'exploitation du mesurage* ».

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer et concilier les 102 ETC mentionnés à la référence (i) et les 62 ETC mentionnés à la référence (ii).

13.2 Est-ce que les 102 ETC reclassés dans les activités de base suivant la fin du déploiement du projet LAD quitteront éventuellement le Distributeur? Veuillez expliquer.

13.3 Veuillez confirmer que lorsque les 62 ETC seront relocalisés, il y aura une baisse équivalente de 62 ETC des effectifs du Distributeur. Sinon, veuillez expliquer.

13.4 Veuillez justifier les 129 ETC reliés au projet LAD, phases 2 et 3 pour l'année témoin 2017 suivant la fin du déploiement du projet LAD en 2016.

13.5 À la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016, veuillez présenter le statut des ETC associés au projet LAD, en 2017 et depuis le début du projet, en ce qui a trait :

- Aux employés associés au projet LAD;
- Aux employés qui ont quitté le Distributeur;
- Aux employés à relocaliser;
- Aux employés transférer aux activités de base;
- Autres.

Veuillez expliquer de façon détaillée.

14. Référence : Pièce B-0072, p. 56, tableau R-22.1.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-22.1, les variations des ETC.

«

TABLEAU R-22.1 :
VARIATIONS DES ETC

VARIATIONS	Année témoin 2017 vs D-2016-033 (ajustée)		Année témoin 2017 vs réel 2015	
	ETC	M$	ETC	M$
Éléments spécifiques	**- 232**	**- 18,9**	**- 354**	**- 24,0**
Lecture à distance - Phases 2 et 3	- 232	- 18,9	- 354	- 24,0
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	**- 12**	**- 0,6**	**+ 3**	**+ 0,3**
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	- 7	- 0,1	+ 10	+ 1,1
Interventions en efficacité énergétique	- 5	- 0,5	- 7	- 0,5
Variation découlant des Éléments spécifiques et des Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	**- 244**	**- 19,5**	**- 352**	**- 23,7**
Activités de base				
Activités liées au réseau de distribution	- *44*	- *4,9*	+ *111*	+ *10,8*
Activités liées aux services à la clientèle	+ *47*	+ *2,8*	- *44*	- *2,5*
Autres	+ *78*	+ *7,8*	- *2*	+ *3,2*
Variation des activités de base	**+ 81**	**+ 5,7**	**+ 64**	**+ 11,5**
VARIATIONS TOTALES	**- 164**	**- 13,8**	**- 287**	**- 12,2**

»

Demandes :

14.1 Veuillez expliquer les variations des activités de base entre l'année témoin 2017 et le nombre autorisé et ajusté en 2016 (D-2016-033) :

- Activités liées au réseau de distribution (-44 ETC ou -4,9 M$);
- Activités liées aux services à la clientèle (47 ETC ou 2,8 M$);
- Autres (78 ETC ou 7,8 M$).

14.2 Veuillez expliquer les variations des activités de base entre l'année témoin 2017 et l'année historique 2015 :

- Activités liées au réseau de distribution (111 ETC ou 10,8 M$);
- Activités liées aux services à la clientèle (-44 ETC ou -2,5 M$);
- Autres (-2 ETC ou +3,2 M$).

15. Références : (i) Pièce B-0072, p. 57;
(ii) Rapport annuel 2015, pièce HQD-10, document 1, p. 4, tableau 2.

Préambule :

(i) « *Les processus opérationnels du Distributeur ont évolué au cours des dernières années. Les mesures d'efficience mises en place par le Distributeur visent l'amélioration de la performance globale des activités liées autant au réseau de distribution qu'aux services à la clientèle et aux autres. La mise en place de processus intégrés et centralisés ne permet plus de distinguer l'efficience liée à la gestion de la main-d'œuvre opérationnelle de celle liée à l'amélioration de la performance opérationnelle. Le Distributeur propose donc d'en faire le suivi en fonction des principaux processus liés aux activités du réseau de distribution, à celles liées aux services à la clientèle et aux autres, comme présenté au tableau R-22.1.*

[…]

De plus, comme mentionné en réponse à la question 22.3, le suivi des ETC se fait dorénavant en fonction des principaux processus du Distributeur. Ainsi, pour les activités de base, le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer les ETC liés à la gestion de la main d'œuvre opérationnelle de ceux liés à l'amélioration de la performance opérationnelle pour les années 2016 et 2017 ou encore de retraiter les données historiques pour les présenter par principaux processus. Pour cette raison, les activités de base sont présentées sans aucune distinction ».
[nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2 les explications des écarts entre le nombre d'ETC de l'année 2015 et l'année 2014, et entre l'année 2015 et le nombre reconnu en 2015. Il présente également les écarts liés à l'amélioration de la performance.

«

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

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

»

Demande :

15.1 Veuillez indiquer si le Distributeur peut distinguer les efficiences provenant des activités du réseau de distribution, celles liées aux services à la clientèle et aux autres. Si oui, veuillez quantifier pour les années 2016 et 2017. Sinon, veuillez expliquer.

16. Références : (i) Pièce B-0028, p. 14;
(ii) Pièce B-0028, annexe C, p. 3;
(iii) Pièce B-0063, p. 10.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur rappelle qu'Hydro-Québec s'efforce de maintenir une rémunération globale comparable à la médiane du marché, et ce, afin de préserver sa capacité à attirer et retenir une main-d'œuvre de qualité* ».

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1, les principaux résultats de l'étude comparative :

«

Tableau 1
Écart de la rémunération globale d'Hydro-Québec par rapport à la médiane de son marché de référence (en pourcentage)

Groupe d'employés	Salaire de base moyen	Rémunération directe[3]	Rémunération globale[4]
Cadres intermédiaires	-8 %	-5 %	-2 %
Cadres de maîtrise	0 %	7 %	9 %
Professionnels	0 %	4 %	7 %
Spécialistes*	7 %	2 %	5 %
Ingénieurs*	2 %	0 %	3 %
Technologues*	11 %	9 %	11 %
Métiers*	4 %	3 %	5 %
Bureau*	8 %	6 %	9 %
Total[5]	**5 %**	**3 %**	**6 %**

* Ces groupes d'employés sont syndiqués.

»

(iii) Dans sa demande de renseignements no 1, la Régie demandait au Distributeur :

« *3.2 Veuillez quantifier l'écart de 6 % sur les revenus requis de l'année témoin 2017, notamment la masse salariale du Distributeur, les charges de services partagés et les coûts capitalisés 2017. Veuillez fournir le détail des calculs globalement et par groupe d'employés.*

Réponse :
[…] *Le Distributeur examine présentement la faisabilité de réaliser les analyses demandées, notamment en ce qui a trait aux charges de services partagés et aux coûts capitalisés. Pour ces raisons, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée dans le délai imparti* ».

Par ailleurs, la Régie estime l'écart de +6 % par rapport à la médiane du marché comme suit :

(en M$)	**Année témoin 2017**	**Médiane du marché Écart de+6%**
Masse salariale	558,7	33,5
Charges de services partagés	538,8	32,3
Coûts capitalisés (prestation de travail)	-257,2	-15,4
Frais corporatifs	31,8	1,9
Charges totales	872,1	52,3

Sources : Pièce B-0028, p. 5; pièce B-0030, p. 8; pièce B-0032, p. 5; et pièce B-0023, p. 8.

Demandes :

16.1 La Régie réitère la question : Veuillez quantifier l'écart de 6 % sur les revenus requis de l'année témoin 2017, notamment la masse salariale du Distributeur, les charges de services partagés et les coûts capitalisés 2017. Veuillez fournir le détail des calculs globalement et par groupe d'employés.

16.2 Veuillez confirmer que l'écart de +6 % par rapport à la médiane du marché représente environ 50 M$ en 2017 (référence (iii)). Sinon, veuillez quantifier.

COÛTS CAPITALISÉS

17. Références : (i) Pièce B-0072, p. 72 et 73;
(ii) Pièce B-0032, p. 6, tableau 3;
(iii) Pièce B-0081, p. 27, tableau R-7.7.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur explique les écarts découlant des prestations de travail liées aux activités de base, comme suit :

« *Écarts entre l'année témoin 2017 et la décision D-2016-033 ajustée :*

Les prestations de travail liées aux activités de base s'établissent à 253 M$ pour l'année témoin 2017, soit 18,4 M$ de plus par rapport au montant reconnu en 2016 et redressé des ajustements organisationnels. Cet écart est principalement attribuable, d'une part, à un comblement de postes et à un accroissement prévu de la force de travail de 39 ETC pour les métiers-lignes compte tenu des besoins du réseau et, d'autre part, au retour dans les activités de base de 62 ETC à la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016. […]

Variations entre l'année témoin 2017 et l'année historique 2015 :

Les prestations de travail liées aux activités de base pour l'année témoin 2017 sont en hausse de 23,6 M$ par rapport à l'année historique 2015. Cette hausse est principalement attribuable à un accroissement de la force de travail de 88 ETC pour les métiers-lignes, compte tenu des besoins du réseau. […] ». [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 3, la capacité de réalisation des métiers-lignes :

«

TABLEAU 3 :
CAPACITÉ DE RÉALISATION – MÉTIERS-LIGNES

Capacité de réalisation des métiers-lignes	Année historique 2015	2016 D-2016-033	2016 Année de base	Année témoin 2017
Capacité totale	**2 136 367**	**2 086 985**	**2 198 312**	**2 196 684**
Heures aux investissements	1 204 460	1 130 257	1 190 351	1 218 121
Heures aux charges	931 907	956 728	1 007 961	978 563
ETC	**1 352**	**1 401**	**1 410**	**1 440**

»

(iii) En réponse à une demande de renseignements de la FCEI, le Distributeur présente au tableau R-7.7, les départs et les nouvelles embauches des métiers lignes de 2012 à 2017.

«

TABLEAU R-7.7 :
DÉPARTS ET NOUVELLES EMBAUCHES DES MÉTIERS-LIGNES 2012-2017

	Années historiques					
	2012	2013	2014	2015	Année de base 2016	Année témoin 2017
Départs	142	209	222	116	120	100
Nouvelles embauches (équipes-relèves)	106	125	214	209	180	175

»

Les départs de 2012 à 2017 totalisent 909. Quant aux nouvelles embauches (équipes-relèves), elles totalisent 1 009.

Demandes :

17.1 Veuillez indiquer et expliquer les besoins du réseau qui nécessitent un accroissement prévu de la force de travail des métiers-lignes de 39 ETC en 2017 par rapport au nombre autorisé en 2016 et de 88 ETC en 2017 par rapport à l'année historique 2015 (référence (i)).

17.2 Veuillez expliquer la nature des activités de base reliées aux 62 ETC à la suite de la fin du déploiement du projet LAD en 2016.

17.3 Veuillez expliquer la hausse des heures capitalisées aux investissements en 2017, associées aux métiers-lignes, par rapport au nombre autorisé en 2016 et par rapport à l'année historique 2015 (référence (ii)).

17.4 Veuillez expliquer les variations des heures aux charges d'exploitation en 2017, associées aux métiers-lignes, par rapport au nombre autorisé en 2016 et par rapport à l'année historique 2015 (référence (ii)).

17.5 Veuillez justifier la hausse de 100 (référence (iii)) entre les nouvelles embauches et les départs des métiers-lignes.

INVESTISSEMENTS

18. Références : (i) Pièce B-0039, p.17;
(ii) Rapport annuel 2015, pièce HQD-6, doc.17, p. 4 et 5.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 11 :
PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M$ AUTORISÉS (M$)

PROJETS	Année de base 2016	Année témoin 2017	2018	2019	2020	2021
Lecture à distance - Phases 2 et 3	74,9					
Construction de la nouvelle centrale thermique d'Akulivik	0,4					
Réaménagement de l'échangeur Dorval	-	1,0	2,9			
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	0,3					
Travaux de raccordement						
Poste de Charlesbourg	0,8	0,2				
Poste de Limoilou	3,0					
Poste Charland	0,8	3,2	2,0			
Poste Lefrançois	7,3	1,1				
Poste Duchesnay	3,9					
Poste de Port-Daniel	5,1	5,3	3,0			
Poste Bélanger	2,8	4,9	2,6	8,1		
Poste Henri-Bourassa	5,6	4,6	12,1			
Poste De Lorimier	3,1	4,1	8,4	3,2	2,7	4,6
Poste Fleury	1,7	4,4	9,4	3,8	2,0	12,3
Poste d'Adamsville	4,9	2,8	6,0			
Poste de Saint-Jérôme	15,6	10,3	10,0			
Poste de Baie-Saint-Paul	9,2	7,8				
Poste Saint-Patrick	3,6	2,8	3,3	2,2	3,5	4,9
Poste de Saint-Georges	6,3	6,0	8,1	3,1		
Poste Saint-Jean	0,6	4,6	4,0	1,9	1,4	0,9
Poste Judith-Jasmin	1,4	13,9	29,4	11,3		
TOTAL	**151,3**	**77,0**	**101,2**	**33,6**	**9,6**	**22,7**

»

(ii) Le projet de raccordement du poste Henri-Bourassa est donné à titre illustratif du type d'information que l'on retrouve au rapport annuel du Distributeur sur l'état d'avancement des projets de plus de 10 M$:

«

TABLEAU 2 :
DÉPENSES ENCOURUES CUMULATIVES AU 31 DÉCEMBRE 2015 (EN K$)

	1er janvier 2011 au 31 décembre 2015		
	Réel (1)	Budget initial	Écart (réel/budget)
Ingénierie	1 552	4 186	(2 634)
Travaux civils	366	965	(599)
Travaux électriques:			
aérien	6 696	14 763	(8 067)
souterrain	569	1 223	(654)
Compensation financière	-	1 347	(1 347)
Sous-total	9 183	22 484	(13 301)
Frais d'emprunt à capitaliser	756	1 299	(543)
Contingence	-	3 370	(3 370)
Total	9 939	27 153	(17 214)

(1) Inclut des dépenses de 102 k$ antérieures à l'année 2011 pour des travaux d'ingénierie préliminaires.

»

Suite à ce tableau, on peut lire :

« *L'écart favorable de 17 214 k$ des dépenses cumulatives est attribuable au retard cumulé dans les travaux d'ingénierie, de préparation et de conversion. Conséquemment, à ce jour, la contingence, les frais d'emprunt à capitaliser et les premières compensations clients ont été inférieurs à ceux prévus. De plus, les travaux civils pour l'ensemble du projet ont été complétés à coûts moindres que ceux estimés initialement.*

ÉCHÉANCIER DU PROJET
Comme annoncé en 2013, la fin des travaux du Distributeur est reportée en 2018 ».

Demandes :

18.1 Veuillez préciser si les montants figurant au Tableau 11 en référence (i) sont une répartition dans le temps du budget autorisé en fonction de l'échéancier mis à jour des projets ou s'il s'agit de montants correspondant à un budget révisé de chacun de ces projets en fonction des informations les plus récentes du Distributeur sur leur réalisation.

18.2 Veuillez fournir une nouvelle version du Tableau 11 en référence (i) comprenant les trois colonnes supplémentaires suivantes :

- à gauche de la colonne « *Année de base 2016* » veuillez ajouter une colonne donnant le montant réel cumulatif des dépenses encourues au 31 décembre 2015 depuis le début de chacun des projets;
- à droite de la colonne « *2021* », veuillez indiquer le budget total révisé pour compléter chacun des projets; et
- dans la dernière colonne, veuillez rappeler le budget total autorisé pour chacun des projets.

18.3 La Régie constate que le rapport annuel permet d'avoir de l'information sur les modifications à l'échéancier de chacun des projets d'investissement de plus de 10 M$ et de savoir si ces projets se réalisent à l'intérieur des budgets autorisés pour chacun d'eux. Il ne donne en revanche aucune révision ou mise à jour du coût total du projet en cours. Pour les prochains rapports annuels, veuillez indiquer si le Distributeur est d'accord pour ajouter aux tableaux donnant les dépenses encourues cumulatives au 31 décembre pour chacun des projets de plus de 10 M$, une colonne supplémentaire donnant une révision du budget total requis du projet.

Schefferville – Centrale Menihek et ligne de transport

19. Références :
(i) Pièce B-0072, p.85;
(ii) Pièce B-0072, p.86;
(iii) Dossier R-3602-2006 Phase 1, D-2006-123, p. 3;
(iv) Dossier R-3602-2006 Phase 1, D-2006-123, p. 11;
(v) Dossier R-3602-2006 Phase 1, D-2006-123, p. 12;

Préambule :

(i) «

TABLEAU R-37.3 :
INVESTISSEMENTS À LA CENTRALE MENIHEK (SCHEFFERVILLE) 2006-2015 (M$)

Centrale de Menihek[1]	Réel										Total
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Contrat de location-acquisition		22,7									22,7
Investissements supérieurs à 10 M$	3,2	10,5	1,9	0,4							16,0
Réfection de la turbine du groupe 3	3,2	10,5	1,9	0,4							16,0
Investissements inférieurs à 10 M$	-	0,2	0,6	0,9	1,0	3,6	2,0	2,7	3,8	5,4	20,2
Centrale de production	-	0,2	0,6	0,7	0,6	2,8	1,1	1,6	2,9	4,1	14,6
Système de levage à l'évacuateur de crues								0,1	0,4	0,3	0,8
Poutrelles du pertuis					0,1		0,2	0,8	1,6	2,1	4,8
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis											-
Remplacement des câbles de puissance et commande										0,1	0,1
Remplacement des auxiliaires de centrale									0,2		0,2
Avant-projets (projets majeurs)									0,4	0,3	0,7
Remplacement du système d'eau potable						1,1					1,1
Autres[2]		0,2	0,6	0,7	0,5	1,7	0,9	0,7	0,3	1,3	6,9
Réseau de transport				0,2	0,4	0,8	0,9	1,1	0,9	1,3	5,6
Réhabilitation de transformateur de puissance								1,0			1,0
Réfection Pont Bailey				0,2		0,1	0,9				1,2
Remplacement des structures de la ligne 1 à 69 kV										1,0	1,0
Autres[2]					0,4	0,7		0,1	0,9	0,3	2,4
Total	3,2	33,4	2,5	1,3	1,0	3,6	2,0	2,7	3,8	5,4	58,9

[1] Exclut les projets d'ajout de génératrices d'urgence à Schefferville.
[2] Projets dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M$.

»

(ii) «

TABLEAU R-37.4 :
INVESTISSEMENTS PRÉVUS À LA CENTRALE MENIHEK (SCHEFFERVILLE) 2016-2026 (M$)

Centrale de Menihek[1]	Année de base	Année témoin	Prévisionel									Total
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Investissements supérieurs à 10 M$		3,5	3,6	3,6	3,7							14,4
Réfection de l'évacuateur de crues		3,5	3,6	3,6	3,7							14,4
Investissements inférieurs à 10 M$	7,0	8,0	2,1	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,0	28,5
Centrale de production	*5,5*	*7,3*	*1,2*	*0,6*	*0,6*	*0,5*	*0,5*	*0,5*	*0,5*	*0,5*	*0,5*	*18,2*
Système de levage à l'évacuateur de crues	0,5	0,4	0,6	0,6	0,6							2,7
Poutrelles du pertuis	1,7	0,8										2,5
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis	0,3	1,0										1,3
Remplacement des câbles de puissance et commande	0,3	2,2										2,5
Remplacement des auxiliaires de centrale	0,4	2,0										2,4
Avant-projets (projets majeurs)	0,5											0,5
Autres[2]	1,8	0,9	0,6			0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	6,3
Réseau de transport	*1,5*	*0,7*	*0,9*	*0,9*	*0,9*	*0,9*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*0,5*	*10,3*
Autres[2]	1,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	10,3
Total	7,0	11,5	5,7	5,1	5,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,0	42,9

[1] Exclut les projets d'ajout de génératrices d'urgence à Schefferville.
[2] Projets dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M$.

»

(iii) « Le *coût unitaire estimé pour l'approvisionnement de la région de Schefferville est de l'ordre de 12 ¢/kWh. Ce coût est la somme (i) du coût de l'énergie prévu au Contrat à 3 ¢/kWh pour les 40 premiers GWh/an et de 2 ¢/kWh pour toute quantité excédentaire et (ii) <u>des autres coûts assumés par le Distributeur pour la réfection des équipements de production et de transport</u> et les autres charges d'exploitations énumérés à l'article 5.01 du Contrat* ». [nous soulignons]

(iv) « *Quant aux coûts du Projet (4), ils sont évalués mais comportent une incertitude plus grande qu'à l'étape budgétaire normale d'un projet. Ces coûts sont échelonnés sur une longue période dans le temps et dépendront d'une inspection plus approfondie de l'état de la Centrale et du réseau de transport au Labrador. <u>De toute façon, le Distributeur s'est engagé à revenir devant la Régie pour faire autoriser certains investissements spécifiques. Quant aux coûts d'exploitation, ils pourront être analysés en temps et lieu lors des demandes tarifaires</u>* ». [nous soulignons]

(v) « *Comme mentionné plus haut, le Distributeur ne demande pas à la Régie d'autoriser des investissements à hauteur de plus de 90 M$ sur 40 ans. Il demande d'autoriser des investissements totalisant 12,4 M$ reliés aux travaux urgents de réparation du groupe 3 de la Centrale, à la réfection du poste de départ de la Centrale et à d'autres dépenses contingentes. La Régie a déjà autorisé provisoirement le Distributeur à procéder aux travaux urgents sans attendre la décision finale sur le Projet* ».

Demandes :

19.1 Veuillez présenter les mises en service réalisées et prévues de 2006 à 2017, correspondant aux investissements des tableaux des références (i) et (ii).

19.2 Veuillez fournir une mise à jour du montant de 12 ¢/kWh en référence (iii) en précisant la façon dont il est calculé en tenant compte des données aux références (i) et (ii).

19.3 En excluant le contrat de location-acquisition de 22,7 M$, la Régie constate que le Distributeur a déjà engagé 36 M$ sur la centrale de Menihek et la ligne de transport vers Schefferville entre 2006 et 2015, dont près de 31 M$ pour la seule centrale. Pour les 11 prochaines années, ces montants seront respectivement de 43 M$ et 33 M$. Veuillez justifier les raisons pour lesquelles le Distributeur n'a présenté aucune demande d'investissement depuis le projet R-3602-2006, Phase 1.

Village La Romaine

20. Référence : Pièce B-0072, p. 88.

Préambule :

« *Comme le Distributeur le soulignait dans sa réponse mentionnée à la référence (iii), il doit composer avec une centrale dont la durée de vie utile est atteinte et compte débuter rapidement les travaux de raccordement après avoir obtenu les autorisations nécessaires* ».

Demandes :

20.1 Veuillez indiquer ce qui empêche le Distributeur de lancer immédiatement l'appel de propositions pour la conversion du réseau autonome du village de La Romaine.

20.2 Veuillez justifier de lancer l'appel de propositions pour la conversion du réseau autonome du village de La Romaine après avoir décidé de le raccorder au réseau intégré sans savoir le résultat de cet appel de propositions.

COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS

21. Référence : Pièce B-0042, p. 31, tableau B-1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau B-1, la prévision 4 mois réels et 8 mois projetés pour l'année 2016 du compte de *pass-on*.

Demande :

21.1 Veuillez déposer la prévision 9 mois réels et 3 mois projetés pour l'année 2016 du compte de *pass-on*, selon le même détail que le tableau B-1.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

22. Référence : Rapport annuel 2015, pièce HQD-7, doc.2.

Préambule :

Dans sa *Liste des interventions en efficacité énergétique*, le Distributeur présente de manière extrêmement synthétique un tableau de bord de l'ensemble de ses programmes commerciaux et d'efficacité énergétique.

Le tableau 1 présente les détails de la tarification des réseaux autonomes et le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ). Or, dans le PGEÉ présenté au dossier tarifaire, la Régie ne retrouve aucune mention des PUEÉ en réseaux autonomes.

Au tableau 2, la Régie note que le Distributeur ne mentionne pas la bi-énergie dans ses programmes commerciaux ou d'efficacité énergétique au Rapport annuel, y compris dans les programmes de gestion de la demande.

Demandes :

22.1 Veuillez indiquer si la non mention de la bi-énergie dans la liste des interventions au rapport annuel est un simple oubli ou s'il y a des raisons de ne pas la présenter.

22.2 Veuillez indiquer le budget prévu pour le PUEÉRA en 2017 et indiquer comment ce poste budgétaire est traité au présent dossier tarifaire.

22.3 Veuillez présenter un bilan de l'impact obtenu avec le PUEÉRA aux Iles de la Madeleine depuis sa bonification.

22.4 Veuillez élaborer sur les raisons qui empêcheraient de traiter du PUEÉRA dans le cadre du PGEÉ en dossier tarifaire comme on en traite en rapport annuel.

23. Références : (i) Pièce B-0072, p. 34 et 35;
(ii) Pièce B-0072, p. 33;
(iii) Pièce B-0043, p. 25 et 24, Tableaux A-3 et A-2;

Préambule :

(i) «

Les écarts de prévision de la demande aux tarifs D et DM attribuables aux différents éléments de changement identifiés sont présentés au tableau R-13.3.

TABLEAU R-13.3 :
IMPACT EN GWH DES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE CHANGEMENT

	Écarts de prévision 2015 par rapport à la référence (i)	Écarts de prévision 2016 par rapport à la référence (ii)
Déploiement accéléré des ampoules DEL	-440	-560
Baisse de la T° de consigne	-840	-1030
Consommation unitaire des nouveaux abonnements	-490	-630

[…]
Précisément, pour l'année témoin 2017, les changements de comportement possibles pourraient concerner, à titre d'exemple, le déploiement d'éclairage DEL, la diffusion du chauffage électrique (nouveaux abonnements ou marché existant), l'effritement de l'abaissement de la température de consigne ou l'évolution de la proportion des logements dans les mises en chantiers. Le Distributeur considère qu'il existe également un risque relatif aux autres usages, par exemple la transition vers l'utilisation des tablettes en remplacement des ordinateurs ».

(ii) « *L'analyse démontre que depuis 2013, la consommation unitaire d'un nouvel abonnement (environ 14 000 kWh, à conditions climatiques normales) est nettement inférieure à celle d'un abonnement existant moyen (environ 18 000 kWh) ou même à celle d'un nouvel abonnement sur la période 2008 à 2012 (environ 17 000 kWh). Deux éléments importants contribuent à ce phénomène. D'une part, la répartition des mises en chantiers entre les maisons et les appartements a basculé au courant des dernières années. En 2008, 48 % des nouvelles habitations résidentielles étaient de type appartement, alors que cette proportion a atteint 64 % en 2015. Cet inversement de tendance a un effet direct sur la consommation unitaire des nouveaux abonnements. D'autre part, depuis 2012, le code de construction du Québec contient de nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique des constructions résidentielles. En encourageant la réalisation d'économies d'énergies importantes, ces nouvelles normes amènent une diminution de la consommation unitaire dans la nouvelle construction* ». [nous soulignons]

(iii) «

TABLEAU A-3 :
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES (GWH ET MW AJOUTÉS)[1]

Programmes et activités du Distributeur	Cumulatif 2003-2014	2015R	Cumulatif PGEÉ 2003-2015
Marché Résidentiel			
Sensibilisation Mieux Consommer	779	44	823
Programmes spécifiques Mieux consommer	2 427	130	2 556
Offre Ménages à faible revenu	86	4	90
Sous-total marché Résidentiel	**3 292**	**177**	**3 469**

TABLEAU A-2 :
BUDGETS TOTAUX (M$)[1]

Programmes et activités du Distributeur	Cumulatif 2003-2014	2015R	Cumulatif PGEÉ 2003-2015
Marché Résidentiel			
Sensibilisation Mieux Consommer	99	2	101
Programmes spécifiques Mieux consommer	363	8	371
Offre Ménages à faible revenu	46	6	52
Sous-total marché Résidentiel	**508**	**17**	**525**

»

Demandes :

23.1 La Régie constate que depuis 2 ans seulement les consommateurs résidentiels (ceux aux tarifs D et DM) auraient généré 2 870 GWh d'économies d'énergie avec les seules mesures d'abaissement de la température de chauffage et l'achat de DEL. De plus ces économies auraient été générées sans aucun programme de promotion, de sensibilisation ou de subvention. En comparaison, la Régie constate qu'il aura fallu consacrer un budget de 525 M$ à une panoplie de programmes du PGEÉ du Distributeur, incluant les thermostats électroniques et l'éclairage efficace, pour qu'ils arrivent à générer 3 469 GWh d'économies après 13 années d'efforts continus.

Veuillez élaborer sur les conclusions du Distributeur face à ce constat.

23.2 Veuillez élaborer sur le niveau de risque relatif que représente l'usage des tablettes en remplacement des ordinateurs sur la demande d'électricité du secteur résidentiel au Québec.

23.3 Veuillez fournir les détails de calcul et les données sous-jacentes à l'estimation de 490 et de 630 GWh de la baisse de la consommation des nouveaux abonnements. Veuillez notamment caractériser la situation de référence considérée dans les modèles de prévision de la demande.

23.4 Veuillez indiquer quelle part de la baisse de consommation de 490 et de 630 GWh des nouveaux abonnements est attribuable à l'efficacité énergétique accrue dans les nouvelles habitations et comment cette valeur est déterminée.

23.5 Le Distributeur indique qu'une part croissante des nouveaux abonnements résidentiels est associée à des unités dans des copropriétés ou des immeubles d'habitation.

23.5.1. Veuillez confirmer que ce type de bâtiments a une consommation pour les espaces communs faisant généralement l'objet d'un abonnement séparé et que des services énergétiques peuvent être fournis à chacune des unités résidentielles comme l'eau chaude, la climatisation ou le chauffage, par des systèmes centralisés.

23.5.2. Veuillez indiquer comment la consommation commune des copropriétés est comptabilisée par le Distributeur dans le bilan du secteur résidentiel, notamment si elle fait l'objet d'un abonnement au tarif M par exemple, qui est généralement associé au secteur commercial.

23.5.3. Veuillez indiquer comment la consommation commune d'électricité des copropriétés est considérée dans la comparaison de la consommation effective du secteur résidentiel d'avec la prévision de la demande de ce même secteur avant de tirer des conclusions sur les gains en efficacité énergétique dus aux nouveaux abonnements résidentiels.

24. Références : (i) Pièce B-0072, p. 34 et 35;
(ii) Rapport d'évaluation - Éclairage efficace – 23 février 2015.

Préambule :

(i) «

Les écarts de prévision de la demande aux tarifs D et DM attribuables aux différents éléments de changement identifiés sont présentés au tableau R-13.3.

TABLEAU R-13.3 :
IMPACT EN GWH DES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE CHANGEMENT

	Écarts de prévision 2015 par rapport à la référence (i)	Écarts de prévision 2016 par rapport à la référence (ii)
Déploiement accéléré des ampoules DEL	-440	-560
Baisse de la T° de consigne	-840	-1030
Consommation unitaire des nouveaux abonnements	-490	-630

»

(ii) Le rapport d'évaluation déposé en février 2015 sur les résultats du programme *Produits Mieux Consommer - Éclairage résidentiel* pour l'année 2012 montre un impact brut de ce programme de 4,71 GWh de ce programme . En tenant compte d'effets de distorsion comme des taux de bénévolat pouvant dépasser 2 000 %, on arrive à des économies nettes de 28,15 GWh. En tenant compte de la contribution d'Hydro-Québec à la transformation du marché de l'éclairage, on peut ajouter 42,62 GWh d'économies en 2012. Le nombre total d'ampoules efficaces attribuables au programme est de l'ordre de 1,4 millions. Le rapport d'évaluation fournit une validation d'un ensemble d'hypothèses de programmes, comme le nombre d'heures de fonctionnement par jour (tableau 6.3 page 23 du rapport), les effets croisés qui annulent les économies générées pendant toute la saison de chauffage électrique (section 6.1.4 en page 24 du rapport), ou les économies unitaires de l'éclairage DEL qui se réalisent quand une lampe DEL remplace une ampoule incandescente standard mais qui sont 10 fois plus faibles dans le cas où une ampoule DEL remplace un fluo compact (section 6.1.2 aux pages 21 à 23 du rapport). En page 40 du rapport d'évaluation, on puet lire :

> *« En additionnant les économies nettes du programme et les économies provenant de la contribution à la transformation de marché, les économies nettes totales attribuées à Hydro-Québec, soit 83,21 GWh/an, sont obtenues*. »

Demande :

24.1 La Régie constate que le rapport d'évaluation déposé en février 2015 sur les programmes d'éclairage efficace en 2012 fait état d'économies totales de l'ordre de 83 GWh comme impact global de son programme qui aurait concerné 1,4 millions d'ampoules.

Veuillez concilier les données en référence (i) avec les résultats présentés en référence (ii).

CATVAR

25. Références :
(i) Rapport annuel 2014, pièce HQD-6, doc. 15, p. 7;
(ii) Rapport annuel 2015, pièce HQD-6, doc. 15, p. 7;
(iii) Rapport annuel 2015, pièce HQD-6, doc. 15, Annexe A en liasse, p. 8;
(iv) Rapport annuel 2015, pièce HQD-6, doc. 15, p. 6;
(v) Pièce B-0043, p. 6, Tableau 1;
(vi) Pièce B-0043, p. 23 et 25, Tableaux A-1 et A-3.

Préambule :

(i) Le Distributeur écrit dans son rapport annuel 2014 à propos du projet CATVAR :

« *De plus, le Distributeur évaluera le potentiel résiduel existant en appliquant les critères de rentabilité (TCTR) aux postes non retenus dans le cadre du Projet* ».

(ii) Le Distributeur écrit dans son rapport annuel 2015 à propos du projet CATVAR :

« *Le Distributeur a développé le concept CATVAR entre les années 2005 et 2010. Issu de ce développement, le projet du même nom permettait de réaliser des économies d'énergie évaluées à 2 TWh par une amélioration de l'efficacité énergétique de son réseau. Ces gains s'additionnaient alors aux 8 TWh d'économies d'énergie générées par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et participaient à la réponse du Distributeur à la Stratégie énergétique du Québec (2006-2015). Cette dernière se terminait au 31 décembre 2015.*

De plus, le bilan en énergie présenté dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 fait état des importants surplus en énergie et rien n'indique que la situation pourrait changer à court ou moyen termes.

Conséquemment, le Distributeur a entrepris une remise en question complète du projet CATVAR. Il entend revoir à la fois les justificatifs, les gains et les coûts du projet. Cette réévaluation est en cours et les conclusions pourront être présentées à la Régie dans le dossier tarifaire 2017-2018 ». [Nous soulignons]

(iii) La direction *Encadrement réseau et planification* du Distributeur confirme, dans une analyse selon deux méthodes différentes, que le projet CATVAR réalisé de 2010 à 2015, génère des économies d'énergie annuelles supérieures à 2 TWh.

(iv) Le Distributeur montre dans son bilan cumulatif 2010-2015 que le projet CATVAR a été réalisé à l'intérieur d'un budget de 40 M$ plutôt que le budget de 152 M$ initialement prévu.

(v) En retirant du tableau présentant les résultats anticipés du PGEÉ 2016 les sommes consacrées à la gestion de la demande en puissance, aux activités communes et aux innovations technologiques et commerciales, on peut constater que le PGEÉ 2016 requiert un budget de 82 M$ pour un impact de 460 GWh.

(vi) En enlevant les programmes aux MFR, l'offre du PGEÉ 2017 au secteur résidentiel est de 13 M$ pour un impact de 133 GWh. Dans le marché CI, c'est une offre de 22 M$ pour un impact de 151 GWh et dans le marché industriel de 18 M$ pour un impact de 135 GWh.

Demandes :

25.1 Veuillez confirmer que la durée de vie moyenne globale de l'ensemble des mesures du PGEÉ 2016 est de 10 ans. Sinon, veuillez fournir une nouvelle valeur et élaborer.

25.2 Veuillez indiquer la durée de vie des systèmes déployés dans le projet CATVAR.

25.3 La Régie constate que le projet CATVAR a été réalisé au coût de 40 M$ pour générer 2 000 GWh par année, soit 2,0 ¢/kWh annuel économisé et qu'il reste un potentiel réalisable à exploiter. Elle constate en référence (v) que le PGEÉ 2016 est revenu à 17,8 ¢/kWh annuel, et en référence (vi) que les programmes résidentiels, CI et industriel du PGEÉ 2017 reviennent respectivement à 9,8, 14,6 et 13,3 ¢/kWh annuel économisé.

25.3.1. Veuillez élaborer sur le ratio coût/ bénéfice exprimé en ¢/kWh annuel économisé associé à la durée de vie des mesures comme moyen d'identifier les mesures ou programmes les plus intéressants dans un portefeuille de possibilités d'intervention en efficacité énergétique.

25.3.2. À la lueur de ces constats, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a entrepris une remise en question complète du projet CATVAR.

25.4 La Régie ne trouve aucune mention du projet CATVAR au présent dossier tarifaire :

25.4.1. Veuillez indiquer le potentiel résiduel existant de CATVAR dont l'évaluation a été entreprise en 2014.

25.4.2. Veuillez présenter les conclusions annoncées au rapport annuel 2015.

25.5 Veuillez fournir un estimé du coût du kWh annuel économisé par l'exploitation du potentiel résiduel de CATVAR, et le résultat des tests économiques (TCTR, TNT, TP).

Remise à niveau des systèmes électromécaniques

26. Références : (i) Rapport annuel 2015, pièce HQD-7, doc.3, p.12;
(ii) Pièce B-0043, p.6, Tableau 1;
(iii) Pièce B-0043, p.23 et 25, Tableaux A-1 et A-3.

Préambule :

(i) « *Ce projet pilote a été réalisé conjointement avec Gaz Métro. Les contributions respectives du Distributeur et de Gaz Métro à l'appui financier ont été calculées au prorata des économies dans chacune des sources d'énergie concernées. Pour l'ensemble des projets, la part du Distributeur a atteint 28,3 %.*

Au terme de ce projet pilote, les principaux résultats sont les suivants :

- *Les économies par projet ont varié entre 89 et 1 355 MWh, pour une moyenne de 25 502 MWh ;*
- *L'appui financier moyen est de 7 404 $, et seuls quelques projets ont reçu une aide supérieure à 10 000 $;*
- *Le coût moyen s'établit à 1,48 ¢/kWh;*
- *La PRI moyenne pour les clients est de 1,8 année, en incluant toutes les économies réalisées (gaz et électricité).*

Le Distributeur ayant fait le choix depuis plusieurs années déjà d'adopter une approche intégrée pour les bâtiments CI, il n'envisage pas a priori d'offrir un programme spécifique

pour la remise à niveau des systèmes électromécaniques. Par contre, le Distributeur analyse actuellement l'opportunité d'inclure ce type d'intervention dans le cadre de son programme Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments – OIEÉB ». [nous soulignons]

(ii) En retirant du tableau présentant les résultats anticipés du PGEÉ 2016 les sommes consacrées à la gestion de la demande en puissance, aux activités communes et aux innovations technologiques et commerciales, on peut constater que le PGEÉ 2016 requiert un budget de 82 M$ pour un impact de 460 GWh.

(iii) En enlevant les programmes aux MFR, l'offre du PGEÉ 2017 au secteur résidentiel est de 13 M$ pour un impact de 133 GWh. Dans le marché CI, c'est une offre de 22 M$ pour un impact de 151 GWh et dans le marché industriel de 18 M$ pour un impact de 135 GWh.

Demandes :

26.1 Veuillez préciser la notion de prorata des économies générées pour chacune des sources d'énergie ayant permis d'en arriver à une contribution financière du Distributeur de 28,3 % des coûts du projet-pilote. Veuillez notamment préciser :

- *s'il est établi en fonction de la valeur financière des économies de chacune des sources, et si c'est le cas préciser si cette valeur a été déterminée à partir des tarifs ou des coûts évités, ou alors*
- *s'il est basé uniquement sur la quantité d'énergie équivalente entre les m3 de gaz naturel et les kWh économisés, et si c'est le cas, préciser comment le facteur d'équivalence* a été déterminé.

26.2 Veuillez expliquer comment et à quel moment la contribution financière des deux distributeurs est déterminée, globalement en début ou en fin de programme, ou par projet en fonction de quels critères avant ou après un audit énergétique préliminaire, par exemple.

26.3 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients d'établir le prorata des contributions des distributeurs au projet de remise à niveau en fonction des valeurs respectives des factures annuelles pour les différentes formes d'énergie avant le projet plutôt que sur les économies de chacune des formes d'énergie après le projet.

26.4 Veuillez préciser si la valeur de 1,48 ¢/kWh est obtenue pour le cumulatif de tous les kWh économisés pendant la durée de vie de la mesure ou par kWh annuel économisé sur la durée de vie de la mesure. Veuillez également fournir les intrants et la formule de calcul permettant d'arriver à ce coût moyen de la mesure.

26.5 Veuillez fournir le TCTR, le TP et le TNT du projet-pilote réalisé de remise à niveau des systèmes électromécaniques puis élaborer les valeurs relatives de ces 3 tests par rapport aux résultats prévus pour le PGEÉ 2017.

26.6 La Régie constate en référence (ii) que le PGEÉ 2016 est revenu à 17,8 ¢/kWh annuel, et en référence (iii) que les programmes résidentiels, CI et industriel du PGEÉ 2017 reviennent respectivement à 9,8, 14,6 et 13,3 ¢/kWh annuel économisé.

En prenant en considération les durées de vie respectives des mesures du PGEÉ et le besoin d'assurer la pérennité des bénéfices d'une remise à niveau des systèmes électromécaniques veuillez élaborer sur le coût moyen de cette remise à niveau (1,48 ¢ par kWh) et sur celui du PGEÉ 2017, puis justifier de pas envisager d'offrir un programme spécifique à cette mesure.

Gestion de la demande de puissance à la pointe

27. Référence : Pièce B-0043, pp. 18 et 35.

Préambule :

«

TABLEAU 7 :
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (M$ ACTUALISÉS DE 2017)

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	3	0	3
Charges interruptibles résidentielles	6	13	-7
Charges interruptibles - Bâtiments CI	54	25	29
Sensibilisation et binénergie DT	-1	0	-1
TOTAL - Interventions du Distributeur	**62**	**38**	**24**

Les analyses économiques ont été réalisées en prenant en compte l'indicateur de coût évité en puissance de long terme (108 $/kW-an [$ 2016]). À cet effet, voir la section 1.1.2 de la pièce HQD-4, document 4.

Les résultats détaillés sont présentés aux tableaux C-1, C-2 et C-3 de l'annexe C. »

«

TABLEAU C-3 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
($/kW-HIVER ACTUALISÉS DE 2017)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN $2017)

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	108	0	108
Charges interruptibles résidentielles	34	70	-36
Charges interruptibles - Bâtiments CI	173	81	92
TOTAL - Interventions du Distributeur	**118**	**73**	**45**

»

Demandes :

27.1 Veuillez fournir les tableaux 7 et C-3 pour un indicateur de coût évité de 54 $/kW-an.

27.2 Veuillez fournir les mêmes tableaux de la question précédente pour une durée de vie des chauffe-eau et des mesures d'interruption, uniforme de 10 ans.

27.3 Veuillez préciser le calcul permettant d'obtenir le résultat des tests économiques en $/kW-hiver actualisés de 2017 présentés au tableau C-3 à partir de ceux du Tableau 7.

28. Référence : Pièce B-0072, p.100.

Préambule :

« *Le projet pilote permettra d'évaluer, à l'aide de données de consommation fournies par les compteurs communicants, l'effacement unitaire des systèmes biénergie durant la période d'interruption. Il est entendu que l'effacement observé à ces températures sera le même que celui observé pour les systèmes biénergie conventionnels actuels* ».

Demandes :

28.1 Veuillez confirmer que l'effacement unitaire des systèmes biénergie conventionnels actuels observé à l'aide de données de consommation fournies par les compteurs communicants permet de mesurer l'effacement de la bi-énergie à la température seuil de -12 ou -15°C uniquement.

28.2 Veuillez expliquer comment est évalué l'effacement des systèmes bi-énergie durant les périodes de pointe critiques, c'est à dire à des températures typiquement en-dessous de -20°C.

28.3 Veuillez confirmer que dans le projet-pilote sur la télécommande de la bi-énergie qui pourra se faire à des températures inférieures aux seuils habituels de -12 ou -15°C, le Distributeur en profitera pour valider son modèle d'estimation de l'effacement unitaire des systèmes bi-énergie à la pointe critique ou procédera directement à des mesures permettant une mise à jour de l'effacement unitaire des systèmes bi-énergie.

Chauffe-eau interruptibles et chauffe-eau à 3 éléments

29. Référence : Pièce B-0072, p. 95.

Préambule :

« *Le Distributeur ne prévoit pas encourager les clients à faire l'achat d'un chauffe-eau surdimensionné en regard de leurs besoins. Selon le Distributeur, ceci entraînerait une surconsommation d'énergie par rapport aux besoins en eau chaude des clients* ».

Demandes :

29.1 Veuillez quantifier la surconsommation d'un chauffe-eau de 270 L (60 gallons) à isolation supérieure par rapport à un chauffe-eau de 180 L (40 gallons) standard.

29.2 Veuillez quantifier le potentiel et la garantie d'effacement à la pointe d'un chauffe-eau interruptible dont la capacité a été augmentée de 180 à 270 L, pour des clients pouvant normalement se satisfaire d'un 180 L standard sans interruption, puis élaborer sur la valeur de ces gains pour le Distributeur par rapport aux pertes d'énergie mentionnées dans la question précédente.

30. Références :
(i) Pièce B-0085, p. 8;
(ii) Rapport du LTE, p. xi;
(iii) D-2016-033, p. 183-184;
(iv) Pièce B-0043, p.24.

Préambule :

(i) « *Actuellement, le Distributeur paie le surcoût de fabrication au manufacturier. Le Distributeur analyse la possibilité d'offrir un soutien promotionnel et financier aux entrepreneurs membres de la Corporation des maîtres mécaniciens en tuyauterie du Québec (CMMTQ) pour l'installation des chauffe-eau à trois éléments. La stratégie du Distributeur d'agir à la fois sur la demande et sur l'offre devrait contribuer à augmenter le taux de pénétration de ces chauffe-eau* ».

(ii) « *Enfin, le surcoût de ce nouveau concept étant de l'ordre de dix (10) dollars, le chauffe-eau se rentabilise en approximativement 1 an* ».

(iii) « [692] […] *Pour 2016, le Distributeur souhaite augmenter le budget annuel à 2 M$ et prévoit un impact à la pointe de 3 MW grâce à une promotion accrue et à une subvention à l'installation*.
[…]

[697] **La Régie demande au Distributeur d'organiser une séance de travail au printemps 2016 avec le personnel de la Régie afin de discuter des bénéfices réels de ce programme. Entre-temps, <u>la Régie laisse le Distributeur juger de la pertinence de suspendre la promotion et la subvention de l'installation des CE3É</u>** ». [nous soulignons]

(iv) Au tableau A-2, à la section *Gestion de la demande en puissance*, ligne *Chauffe-eau à 3 éléments*, le Distributeur indique un budget total anticipé 2016 de 2 M$.

Demandes :

30.1 Veuillez indiquer quel montant a représenté la subvention au manufacturier en 2016 et quel montant est prévu pour 2017 et préciser de quel poste budgétaire proviennent ces montants.

30.2 Veuillez préciser si le surcoût de 10 $ mentionné dans le rapport du LTÉ tient compte de la subvention au manufacturier. Le cas échéant, veuillez fournir le surcoût total de l'ajout du 3e élément.

30.3 Veuillez préciser si les analyses économiques de la mesure CE3É tiennent comptent de la subvention du Distributeur au manufacturier. Le cas échéant, veuillez fournir une mise à jour de ces analyses économiques.

30.4 Veuillez préciser si la promotion et la subvention à l'installation des CE3É ont déjà démarré en 2016 ou si le Distributeur en analyse encore la possibilité.

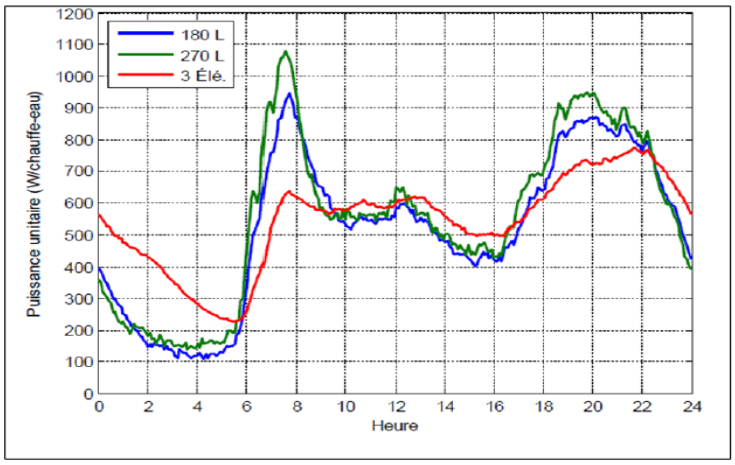
30.5 Veuillez détailler les activités consacrées au CE3É en 2016 pour le budget anticipé de 2 M$.

31. Référence : Suivi D-2016-033, Clarifications du 23 juin 2016, p. 3.

Préambule :

«

FIGURE 1 :
SIMULATION DU CHAUFFE-EAU EN UTILISANT LES PROFILS MESURÉS DE CONSOMMATION D'EAU (JOURS DE SEMAINE)



»

Demandes :

31.1 Veuillez confirmer que le profil de consommation utilisé pour la simulation en référence est le même pour les 3 types de chauffe-eau et égal à la moyenne des profils de consommation mesurés.

31.2 Veuillez indiquer les puissances respectives des éléments installés dans les chauffe-eau de 180 et de 270 L simulés en référence et expliquer les raisons pour lesquelles, pour un même profil de consommation, un chauffe-eau de 270 L demande une plus grande puissance diversifiée à la pointe qu'un chauffe-eau de 180 L, quelle que soit la puissance installée des éléments chauffants. Suite à votre réponse, veuillez élaborer sur les bénéfices d'une plus grande réserve d'eau chaude sur le profil de charge d'un même consommateur.

31.3 En utilisant l'outil de simulation utilisé pour générer la figure 1 en référence, veuillez ajouter une quatrième courbe qui correspondrait au profil de charge pour la même consommation d'eau d'un chauffe-eau de 270 L qui aurait le même élément supérieur que le chauffe-eau de 180 L mais une puissance installée de l'élément inférieur limitée à 600 W et élaborer sur la température d'eau chaude qui serait fournie pendant les soutirages.

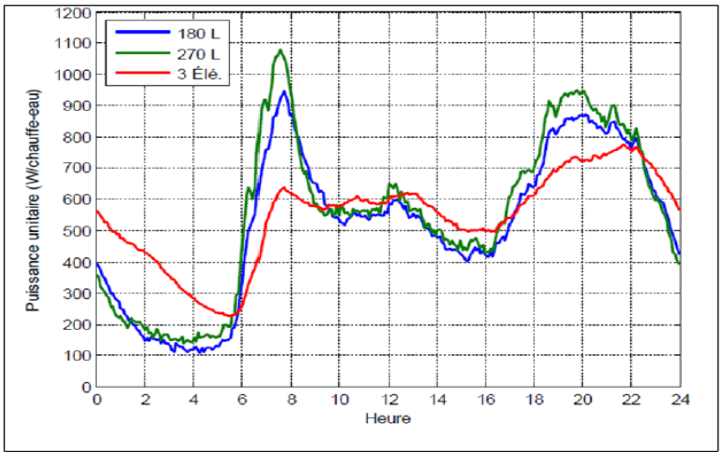
31.4 Veuillez indiquer la configuration des éléments chauffants et le volume du chauffe-eau correspondant à la courbe en rouge sur la figure en référence.

32. Références : (i) Suivi D-2016-033, Clarifications du 23 juin 2016, p. 3;
(ii) Rapport du LTE, p. 6, figure 6;
(iii) Suivi D-2016-033, Clarifications du 23 juin 2016, p. 3.

Préambule :

(i) «

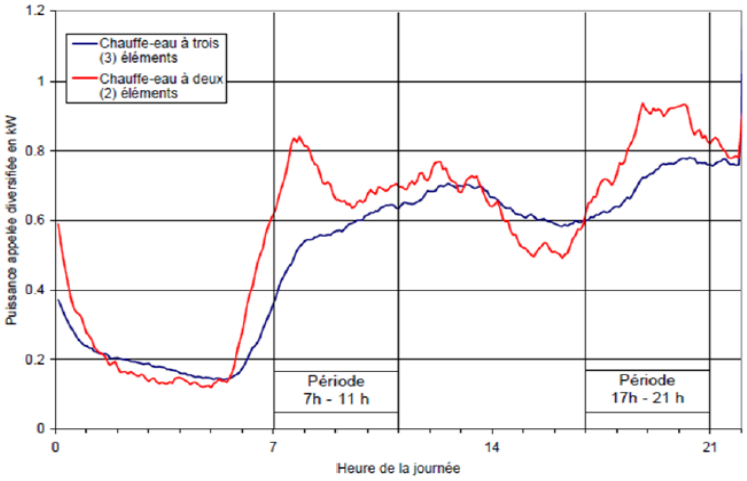
FIGURE 1 :
SIMULATION DU CHAUFFE-EAU EN UTILISANT LES PROFILS MESURÉS DE CONSOMMATION D'EAU (JOURS DE SEMAINE)



»

(ii) «

FIGURE 6 DU RAPPORT DU LTE :
PROFILS DE PUISSANCE DIVERSIFIÉS EN 2006 / 2007



»

(iii) « *Le passage d'un mode à l'autre avait lieu à 22 heures. L'opération en alternance crée une zone transitoire entre les deux modes faisant en sorte qu'une partie des résultats de la journée ne peuvent être utilisés. Ceci explique d'ailleurs l'absence de données de 22 h à minuit dans l'axe des x (abscisses) de la figure 6 du Rapport du LTE.*

La faible consommation d'eau la nuit permettait de stabiliser le chauffe-eau dans un mode donné à la suite de la transition.

En résumé, l'aire n'est pas identique sous les deux courbes de la figure 6 compte tenu de cette période transitoire et du fait que le graphique ne couvre pas une journée complète mais seulement 22 heures ».

Demandes :

32.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les résultats de la simulation en référence (i) pour le chauffe-eau à 3 éléments (courbe en rouge) sont très différents entre 0h00 et 6h00 de ceux observés aux mêmes heures sur le terrain, dans la courbe en bleu de la figure en référence (ii).

32.2 Le cas échéant, veuillez justifier de ne pas avoir mesuré la consommation d'électricité entre 22h et minuit. Sinon veuillez fournir ces données et élaborer sur la différence de consommation entre 22h et minuit par rapport à la différence d'aire sous les courbes rouges et bleu de la figure 6 de la référence (ii).

32.3 Veuillez expliquer ce que signifie l'expression « *La faible consommation d'eau la nuit permettait de stabiliser le chauffe-eau dans un mode donné à la suite de la transition* (entre 22h et minuit) ».

32.4 Veuillez préciser s'il y a eu une validation de l'hypothèse d'une stabilisation du profil des températures dans la hauteur du chauffe-eau à l'intérieur d'une période de 2 heures seulement, en passant du mode 2 éléments au mode 3 éléments, par exemple.

32.5 Considérant que le protocole expérimental basculait d'un mode de chauffage à l'autre chaque jour à 22h00, veuillez démontrer que le profil de charge plus faible du chauffe-eau à 3 éléments par rapport à celui du chauffe-eau à 2 éléments le jour suivant la fin de la période de transition, tel qu'illustré à la figure 6 de la référence (ii), ne serait pas la conséquence d'un contenu énergétique plus élevé du chauffe-eau et d'un profil de température plus avantageux, le jour précédent, à la fin du mode d'opération à 2 éléments par rapport à la fin du mode d'opération à 3 éléments.

STRATÉGIE TARIFAIRE

33. Références : (i) Dossier R-3933-2015, pièce B-0071, p. 17;
(ii) R-3933-2015, pièce B-0088, p. 15;
(iii) Pièce B-0072, p. 112;
(iv) Pièce B-0075, p. 22;
(v) R-3933-2015, pièce B-0071, Séance de travail, 12 juin 2015, p. 8.

Préambule :

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

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

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

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

(iii) «

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

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

»

(iv) « *Le montant minimal de 20 $ par mois est inférieur au montant de 22,28 $ de la référence (iii), mais supérieur au montant de 18,55 $ du tableau R-16.1 en réponse à la question 16.1* ».

«

TABLEAU R-16.1 :
COÛTS D'ABONNEMENT AUX TARIFS DOMESTIQUES - 2017

Année 2017 (prévue)	Ensemble des revenus requis	
	(M$)	(¢/jour)
Services à la clientèle	**302,6**	**21,31**
Relève des compteurs	7,7	0,54
Facturation	56,9	4,00
Encaissement	9,4	0,66
Recouvrement	123,6	8,70
Subtilisation	6,2	0,44
Réponse téléphonique	137,7	9,70
Plaintes et réclamations	9,3	0,65
Relations avec le milieu	-	-
Réseaux autonomes - Autres	1,4	0,10
Revenus (frais d'adm. & d'ouv. doss.)	(49,4)	(3,48)
Ventes et commercialisation	-	-
Mesurage	**187,4**	**13,20**
Réseau (Abonnement)	**388,0**	**27,32**
Branchement	47,9	3,37
Réseau minimum	340,1	23,95
Total (¢/jour)	**878,1**	**61,83**
Total ($/mois)		**18,55**

»

(v) « *Coûts d'abonnement stables au cours des dernières années*

Au cours des prochaines années : Les coûts d'abonnement devraient demeurer relativement stables

- *Les coûts associés à la relève et au recouvrement devraient diminuer (maintien de certains coûts compte tenu de l'option de retrait)*
- *Toutefois, l'amortissement des compteurs de nouvelle génération ainsi que les coûts d'exploitation et d'amortissement de l'infrastructure de mesurage avancée devraient entraîner une hausse des coûts de mesurage* ».

Demandes :

33.1 Veuillez expliquer la réduction de 17 % du coût d'abonnement estimé à 18,55 $ par mois pour 2017, tel que présenté au préambule (iv), par rapport au coût d'abonnement de 22,28 $ présenté dans le cadre du dossier R-3933-2015, tel que souligné au préambule (i), compte tenu des commentaires du Distributeur en séance de travail, tels que présentés au préambule (v).

33.2 Considérant que le montant de la facture minimale serait de 10 % inférieur à ce qui avait été estimé dans le cadre du dossier R-3933-2015 (20 $ par mois plutôt que 22,28 $), veuillez expliquer comment le nombre de clients touchés au moins une fois par année peut augmenter de 95 %, passant de 476 773, tel que présenté au préambule (ii), à 928 310, tel que présenté au préambule (iii), alors qu'il aurait dû, en théorie, diminuer.

34. Référence : Pièce B-0083, p. 25.

Préambule :

« *16.2 Veuillez justifier l'utilisation la proposition de « limiter la hausse du prix de la 2e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne* ».

Réponse :

Le Distributeur propose de limiter la hausse du prix de la 2e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne parce qu'il considère qu'il s'agit d'un niveau d'impact que la Régie a reconnu comme raisonnable dans le cadre de réforme de tarifs généraux.

En effet, dans sa décision D-2009-016, la Régie a indiqué à la page 94 :

Ainsi, au terme de la période 2009-2011, près de 70 % des clients du tarif M connaîtront des hausses allant de 0 % à 5 %, tandis que 15 % de ces clients enregistreront des baisses de leurs factures pouvant aller jusqu'à 10 %. Un autre 15 % des clients subiront des hausses de 5 % à

plus de 10 %. Le Distributeur souligne que ces impacts ont été calculés en incluant des hausses tarifaires annuelles de 2,2 % en 2009 et de 2,0 % en 2010 et 2011.

La Régie prend acte de la mise en œuvre du plan de réforme des tarifs généraux proposé par le Distributeur. Elle est d'avis que les éléments de cette réforme respectent les orientations et objectifs approuvés dans la décision D-2008-024. Les éléments de la réforme vont permettre d'atteindre les objectifs fixés au départ, dans un délai jugé raisonnable et sans créer d'impacts tarifaires trop importants ». [nous soulignons]

La Régie remarque que le Distributeur applique, au présent dossier, le critère de 3 % à une composante, soit au prix de la 2e tranche d'énergie, plutôt qu'à la hausse de la facture du client comme cela semble le cas dans la citation tirée de la décision D-2009-016.

Demandes :

34.1 Veuillez préciser comment la décision D-2009-016 peut justifier la proposition du Distributeur de limiter la hausse du prix de la composante « *2e tranche d'énergie* » à 3 % de plus que la hausse moyenne plutôt que de limiter la hausse totale de la facture à 3 % de plus que la hausse moyenne.

34.2 Afin d'alimenter la réflexion concernant une implantation par étape de la réforme tarifaire au tarif D, veuillez présenter un scénario prévoyant une hausse rapide du seuil de la 1re tranche d'énergie combinée à une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re et qui respecterait le critère de limiter la hausse de la facture à 3 % de plus que la hausse moyenne. Veuillez fournir une simulation démontrant les impacts sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation. Veuillez commenter.

34.3 Afin d'alimenter la réflexion concernant une implantation par étape de la réforme tarifaire au tarif D, veuillez présenter un scénario prévoyant une hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie pour atteindre 35 kWh par jour combiné à une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re. Veuillez fournir une simulation démontrant les impacts sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation. Veuillez commenter.

35. Références : (i) Pièce B-0083, p. 28;
(ii) Pièce B-0052, p. 21.

Préambule :

(i) « *Veuillez confirmer qu'une augmentation du prix de la 2ème tranche de 4,6 % serait conforme au principe de limiter l'augmentation de la 2ème tranche à 3 % de la hausse moyenne, tel que proposé par le Distributeur.*

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Toutefois, un tel scénario ne tiendrait pas compte des considérations évoquées à la section 3.1.3 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052), pages 21 à 23 et qui justifient la proposition au 1er avril 2017 ».

(ii) « *Finalement, les clients au tarif D ne devraient pas être incités à migrer au tarif G en raison de la stratégie de récupération des revenus qui est associée à la révision de la structure du tarif D. Par exemple, un client dont la puissance maximale appelée est inférieure à 50 kW et dont la consommation mensuelle s'élève à 8 700 kWh paie actuellement 8,51 ¢/kWh au tarif D et 9,85 ¢/kWh au tarif G. Toutefois, facturé à la structure cible du tarif D présentée au tableau 6, ce même client paierait 10,02 ¢/kWh. Comme les clients domestiques ont également accès, en vertu de l'article 2.4 des Tarifs, au tarif général applicable, il serait donc économiquement avantageux pour ce client de passer au tarif G uniquement pour éviter un impact tarifaire. Ce sont potentiellement tous les clients au tarif D consommant annuellement plus de 104 000 kWh qui passeraient ainsi au tarif G* ».

Demandes :

35.1 Veuillez préciser quelle est la considération la plus importante à laquelle fait référence le Distributeur à la réponse du préambule (i).

35.2 Veuillez expliquer quelles sont les conséquences du passage d'un client au tarif D vers le tarif G pour les clients qui demeurent au tarif domestique, notamment en ce qui a trait à l'interfinancement. Veuillez quantifier et illustrer d'un exemple.

36. Référence : Pièce B-0089, p. 8 à 11.

Préambule :

« *2.1 En ce qui concerne les 44 133 abonnements de la clientèle agricole qui restent admissibles au tarif D à la référence (i), veuillez donner, pour la même année et sous forme de tableau, le nombre d'abonnements, le nombre de gigawattheures facturés à la première tranche et à la deuxième, pour les strates de consommation annuelle suivantes, selon le seuil actuel de la première tranche (30 kWh) :*

- *moins de 5 000 kWh/an;*
- *de 5 000 à 9 999 kWh/an;*
- *de 10 000 à 14 999 kWh/an;*
- *de 15 000 à 19 999 kWh/an;*
- *de 20 000 à 29 999 kWh/an;*
- *de 30 000 à 49 999 kWh/an;*
- *de 50 000 à 99 999 kWh/an;*

- *de 100 000 à 249 999 kWh/an;*
- *de 250 000 à 499 999 kWh/an;*
- *500 000 kWh/an et plus.*

Réponse :
Le tableau R-2.1 présente l'information demandée compte tenu de l'application du tarif D au 1er avril 2016 comme présenté au tableau 2 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052) ».

«

TABLEAU R-2.1 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AGRICOLE AU TARIF D
AU 1ER AVRIL 2016 (SEUIL DE LA 1RE TRANCHE DE 30 KWH/JOUR) – ANNÉE 2015

Consommation annuelle (kWh)	Nombre d'abonnements	%	% cumulatif	GWh consommés	GWh facturés en 1re tranche	GWh facturés en 2e tranche	kW facturés en hiver	kW facturés en été
Moins de 5 000 kWh/an	7 687	17%	17%	14,2	13,6	0,6	-	-
De 5 000 à 9 999 kWh/an	5 733	13%	30%	43,3	37,7	5,7	-	-
De 10 000 à 14 999 kWh/an	5 801	13%	44%	72,1	53,9	18,2	-	-
De 15 000 à 19 999 kWh/an	4 907	11%	55%	85,5	49,7	35,7	-	-
De 20 000 à 29 999 kWh/an	6 691	15%	70%	163,8	70,4	93,4	-	-
De 30 000 à 49 999 kWh/an	5 577	13%	82%	212,0	60,3	151,8	-	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	4 591	10%	93%	329,3	50,1	279,2	-	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	3 120	7%	100%	429,2	34,1	395,1	-	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	26	0%	100%	7,3	0,3	7,0	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	0%	100%	-	-	-	-	-
Total	44 133	100%		1 356,7	370,0	986,7	-	-

»

« *2.3 En ce qui concerne les 44 133 abonnements de la clientèle agricole qui restent admissibles au tarif D à la référence (i), veuillez donner, pour la même année et sous forme de tableau, le nombre d'abonnements, le nombre de gigawattheures facturés à la première tranche et à la deuxième, pour les strates de consommation annuelle suivantes, selon le seuil de la première tranche prévu dans la structure cible à terme (40 kWh) :*

- *moins de 5 000 kWh/an;*
- *de 5 000 à 9 999 kWh/an;*
- *de 10 000 à 14 999 kWh/an;*
- *de 15 000 à 19 999 kWh/an;*
- *de 20 000 à 29 999 kWh/an;*
- *de 30 000 à 49 999 kWh/an;*
- *de 50 000 à 99 999 kWh/an;*
- *de 100 000 à 249 999 kWh/an;*
- *de 250 000 à 499 999 kWh/an;*
- *500 000 kWh/an et plus.*

Réponse :
Le tableau R-2.3 présente l'information demandée compte tenu de l'application de la structure cible proposée pour le tarif D comme présenté au tableau 6 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052) ».

«

TABLEAU R-2.3 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AGRICOLE AU TARIF D CIBLE PROPOSÉ
(SEUIL DE LA 1RE TRANCHE DE 40 KWH/JOUR) – ANNÉE 2015

Consommation annuelle (kWh)	Nombre d'abonnements	%	% cumulatif	GWh consommés	GWh facturés en 1re tranche[1]	GWh facturés en 2e tranche	kW facturés en hiver	kW facturés en été
Moins de 5 000 kWh/an	7 687	17%	17%	14,2	7,9	6,3	-	-
De 5 000 à 9 999 kWh/an	5 733	13%	30%	43,3	37,2	6,2	-	-
De 10 000 à 14 999 kWh/an	5 801	13%	44%	72,1	61,1	11,0	-	-
De 15 000 à 19 999 kWh/an	4 907	11%	55%	85,5	62,0	23,5	-	-
De 20 000 à 29 999 kWh/an	6 691	15%	70%	163,8	90,8	73,1	-	-
De 30 000 à 49 999 kWh/an	5 577	13%	82%	212,0	79,4	132,6	-	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	4 591	10%	93%	329,3	66,7	262,5	-	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	3 120	7%	100%	429,2	45,5	383,7	-	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	26	0%	100%	7,3	0,4	6,9	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	0%	100%	-	-	-	-	-
Total	44 133	100%		1 356,7	450,8	905,9	-	-

[1] La consommation des clients touchés par la facture minimale n'est pas comptabilisée dans les GWh facturés.

»

La Régie remarque que le nombre de GWh facturés en 2e tranche pour certaines strates de consommation au Tableau R-2.3 est plus élevé qu'au Tableau R-2.1.

Demande :

36.1 Veuillez expliquer ou indiquer s'il s'agit d'une erreur. S'il s'agit d'une erreur, veuillez corriger les tableaux où la même erreur se retrouve.

Suivis demandés : Véhicules électriques

37. Référence : Pièce B-0072, p. 121.

Préambule :

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

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser qu'il ne dispose pas de données de consommation pour la recharge à domicile ou chez l'employeur compte tenu du fait que cet usage n'est pas mesuré séparément des autres usages de l'abonnement des propriétaires de bornes.

Le Distributeur entend documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques en effectuant des sondages auprès de sa clientèle. De plus, il envisage analyser les données de consommation du domicile dans la mesure où il pourra identifier les propriétaires de véhicules électriques ».

Demande :

37.1 Veuillez préciser à quel moment le Distributeur entend effectuer les sondages auprès de sa clientèle et quand il pourra en communiquer les résultats.