

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3  
DE LA RÉGIE**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC  
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE  
RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

**PRÉSENTATION DE LA DEMANDE 2016-2017**

- 1. Références :** (i) Pièce B-0008, p. 6;  
(ii) Pièce B-0064, p 7, tableau 2.

**Préambule :**

(i) « La hausse tarifaire de 1,9 % nécessaire pour récupérer la totalité du coût de service de 2016 s'explique principalement par les impacts des températures froides des deux derniers hivers et par l'augmentation des coûts d'achat d'électricité dont l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les autres éléments du coût de service ainsi qu'une augmentation des revenus viennent alléger la hausse tarifaire, témoignant notamment des efforts d'efficience du Distributeur. »

(ii) En complément de preuve, le Distributeur indique que la hausse tarifaire 2016 serait de 5,4 % pour l'ensemble de la clientèle, à l'exception de la clientèle au tarif L, si la Régie devait refuser la demande conjointe du dossier R-3927-2015 relatif aux « Modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis »

**Demandes :**

1.1 Veuillez indiquer et chiffrer distinctement les composantes de la hausse tarifaire de 1,9 % (référence (i)), en pourcentage et en millions de \$.

**Réponse :**

- 1 **Le tableau R-1.1 détaille la composition de l'ajustement tarifaire de 1,9 %, en**  
2 **pourcentage et en millions de dollars.**

**TABLEAU R-1.1 :  
COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 1,9 %**

	Impacts climatiques des deux derniers hivers	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens <sup>1</sup>	Électricité patrimoniale (indexation)	Autres éléments du coût de service	Total
Approvisionnement	239,7	160,3	64,9	(16,4)	448,5
Transport				(0,3)	(0,3)
Distribution	(50,8)			(119,1)	(169,9)
Effets revenus <sup>2</sup>				(83,8)	(83,8)
Revenus additionnels requis	188,9	160,3	64,9	(219,6)	194,5
	1,7%	1,5%	0,7%	-2,0%	1,9%

<sup>1</sup> Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.

<sup>2</sup> Se composent de la variation des ventes d'électricité (55,8 M\$), de la provision réglementaire (41,4 M\$) et des autres revenus (-13,4 M\$).

1.2 Veuillez indiquer et chiffrer distinctement les composantes de la hausse tarifaire de 5,4 % (référence (ii)), en pourcentage et en millions de \$.

Réponse :

- 1 Le tableau R-1.2 détaille la composition de l'ajustement tarifaire de 5,4 % dans  
2 l'hypothèse où la Régie refusait la demande relative aux modifications de  
3 méthodes comptables liées au passage aux US GAAP.

**TABLEAU R-1.2 :  
COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 5,4 %**

	Impacts climatiques des deux derniers hivers	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens <sup>1</sup>	Électricité patrimoniale (indexation)	Autres éléments du coût de service	Impact du refus du passage aux US GAAP	Total
Approvisionnement	239,7	160,3	64,9	(16,4)	(23,2)	425,3
Transport				(0,3)	232,8	232,5
Distribution	(50,8)			(119,1)	166,8	(3,1)
Effets revenus <sup>2</sup>				(83,8)		(83,8)
Revenus additionnels requis	188,9	160,3	64,9	(219,6)	376,4	570,9
	1,7%	1,5%	0,7%	-2,0%	3,5%	5,4%

<sup>1</sup> Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.

<sup>2</sup> Se composent de la variation des ventes d'électricité (55,8 M\$), de la provision réglementaire (41,4 M\$) et des autres revenus (-13,4 M\$).

2. Référence : Pièce B-0008, p. 7.

Préambule :

« En 2016, les revenus additionnels requis sur lesquels s'appuie la hausse tarifaire demandée se chiffrent à 194 M\$. Ils tiennent compte d'une augmentation des revenus totaux de 84 M\$ et d'une hausse du coût du service du Distributeur de 278 M\$ par rapport à 2015.

Le coût de service du Distributeur, détaillé au tableau 1, totalise 11 970 M\$ pour 2016. »

**TABLEAU 1 :  
COMPOSANTES DU COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

	2014 (Réel)	2015 (Reconnu)	2016 (Témoin)	Écarts (2016 - 2015)	Impacts températures froides	Écarts nets (2016 - 2015)
<b>Coût de service</b>	<b>11 501</b>	<b>11 692</b>	<b>11 970</b>	<b>278</b>	<b>187</b>	<b>91</b>
Achats d'électricité	5 617	5 908	6 356	448	240	208
Service de transport	2 739	2 784	2 784	0		
Coût de distribution et des services à la clientèle	3 144	3 000	2 830	-170	-53	-117

**Demandes :**

2.1 Veuillez fournir et expliquer les composantes de l'écart net de 208 M\$ relatif aux achats d'électricité.

**Réponse :**

1            **Le tableau R-2.1 détaille les composantes de la hausse de 208 M\$ du coût des**  
2            **achats d'électricité.**

3            **La hausse de 160 M\$ des nouveaux approvisionnements est principalement**  
4            **due à la mise en service en 2015 et en 2016 de projets de production éolienne**  
5            **(153 M\$) et de projets de production à partir de biomasse et de petites**  
6            **centrales hydroélectriques (7 M\$). La hausse de 19 M\$ du coût de l'électricité**  
7            **patrimoniale est due, d'une part, à son indexation (65 M\$) et, d'autre part, à**  
8            **une plus faible utilisation que celle prévue pour 2015 (-46 M\$).**

**TABLEAU R-2.1 :**  
**HAUSSE DES COÛTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ (M\$)**

	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens <sup>1</sup>	Électricité patrimoniale (indexation)	Autres	Total
Électricité patrimoniale		64,9	(45,5)	19,4
Électricité postpatrimoniale	160,3		(3,8)	156,5
<i>Long terme</i>	160,3		(20,8)	139,5
<i>Court terme</i>			17,0	17,0
Ajustement des contrats spéciaux			32,9	32,9
<b>Total</b>	160,3	64,9	(16,4)	208,8

<sup>1</sup>Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques (7 M\$).

2.2 Veuillez indiquer dans les écarts nets de 208 M\$ la part correspondante aux éoliennes.

**Réponse :**

9            **Voir la réponse à la question 2.1.**

**MÉNAGES À FAIBLE REVENU**

3. **Référence :** Pièce B-0026, p. 14.

**Préambule :**

« Le nombre d'ententes personnalisées de l'année de base s'établit à 48 000 soit une augmentation de 22 300 ententes par rapport au nombre prévu initialement pour 2015. Cette augmentation découle de l'optimisation du processus permettant une accessibilité plus grande aux ententes, de l'introduction d'une entente passerelle pour augmenter graduellement le montant versé par le client afin qu'il couvre la facture associée à sa consommation, deux mesures décrites au dossier R-3905-2014, ainsi que de l'impact de l'hiver 2014-2015 très froid. » [nous soulignons]

**Demandes :**

3.1 Veuillez ventiler les 22 300 nouvelles ententes selon qu'elles sont dues à l'ajout de l'entente passerelle, à la plus grande accessibilité des ententes personnalisées, ou au froid de l'hiver 2014-2015. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de présenter les informations demandées.**  
2 **Il n'a pas les statistiques qui lui permettraient de quantifier la proportion**  
3 **attribuable à chacune des trois raisons énoncées. En effet, l'entente**  
4 **passerelle n'est pas consignée de façon distincte. Elle est consignée comme**  
5 **une entente personnalisée solution B.**

6 **Le tableau R-3.1 présente le dénombrement des ententes pour les clients à**  
7 **faible revenu.**

**TABLEAU R-3.1 :**  
**DÉNOMBREMENT DES ENTENTES POUR CLIENTS À FAIBLE REVENU**

Volume au 31 décembre	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année historique 2013	Année historique 2014	Année de base 2015	Année témoin 2016
Ententes MFR (CFR + EP)	41 152	61 255	57 567	66 913	99 722	99 000	104 500
Ententes CFR	36 732	51 299	42 782	47 681	62 314	51 000	51 000
Ententes personnalisées (EP)	4 420	9 956	14 785	19 232	37 408	48 000	53 500
EP-A	1 407	2 020	2 919	3 228	6 339	8 300	9 300
EP-B	3 013	7 936	11 866	16 004	31 069	39 700	44 200
% EP-B / EP	68%	80%	80%	83%	83%	83%	83%
% EP / MFR	11%	16%	26%	29%	38%	48%	51%

8 **Le Distributeur constate que le nombre d'ententes MFR est relativement**  
9 **stable de 2014 à 2015. Cependant, un transfert s'est effectué de l'entente CFR,**  
10 **qui n'offre pas de soutien, à l'entente personnalisée, qui offre un soutien au**  
11 **paiement de la dette pour la solution A auquel s'ajoute un soutien à la**  
12 **consommation pour la solution B. L'effet de l'hiver froid peut être à l'origine**

1 de ce transfert puisque le solde des clients sous entente personnalisée est  
2 supérieur à celui de ceux sous entente CFR.

3 La proportion d'ententes solution B parmi les ententes personnalisées est  
4 relativement stable depuis 2011, à plus de 80 %. Les nombreuses mesures  
5 d'optimisation et l'introduction de l'entente passerelle n'ont pas modifié ce  
6 ratio. En fait, avant l'introduction de l'entente passerelle, le Distributeur  
7 prévoyait déjà que certains clients ayant respecté l'entente personnalisée  
8 solution B auraient besoin d'y avoir recours à nouveau.

3.2 En quoi les conditions économiques pourraient-elles avoir été un autre facteur dans l'augmentation du nombre d'ententes passerelle? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

9 L'entente passerelle est une nouvelle phase de l'entente personnalisée  
10 solution B (EP-B), qui est offerte depuis 2014 aux clients ayant terminé avec  
11 succès les deux périodes de 12 mois. Elle permet au client de retourner  
12 graduellement vers la facture totale en mode de versements égaux après avoir  
13 passé deux ans à payer jusqu'à aussi peu que 50 % de sa consommation.  
14 Auparavant, les clients devaient assumer la totalité de leur facture dès la fin  
15 de l'entente. Plusieurs d'entre eux étant incapables d'absorber une telle  
16 hausse, ils étaient obligés de recourir à nouveau aux ententes personnalisées.

17 L'entente passerelle dépend du nombre d'EP-B réussies dans les années  
18 antérieures et du nombre d'années nécessaires pour atteindre la facture  
19 totale. Le Distributeur n'a pas les statistiques qui lui permettraient de  
20 déterminer si les conditions économiques ont un impact sur le nombre  
21 d'ententes passerelles. En 2016, ce nombre dépendra surtout de l'évolution  
22 des EP-B.

4. **Références :** (i) Pièce B-0012, p. 6;  
(ii) Pièce B-0012, p. 8.

**Préambule :**

(i) « Sur la question d'introduire le loyer dans la notion de taux d'effort, le Distributeur veut valider l'hypothèse d'OC. Ainsi, une analyse de corrélation entre le loyer et les autres informations pertinentes sur le client, grâce aux données de Statistique Canada, permettra de valider quantitativement cette hypothèse. Le Distributeur demeure plus particulièrement préoccupé par la faisabilité opérationnelle de cette proposition, car il ne dispose dans ses systèmes d'aucune indication sur le loyer des clients. » [nous soulignons]

(ii) « Le Distributeur souhaite mettre sur pied un centre d'accompagnement. Ce centre servirait de guichet de service unique pour les MFR et coordonnerait les services suivants :

- *qualification des clients, incluant la validation des preuves de revenu, pour les services de recouvrement et d'efficacité énergétique; [...] » [nous soulignons]*

**Demande :**

4.1 Considérant que les clients qui veulent se qualifier pour les services de recouvrement et d'efficacité énergétique doivent déjà fournir des preuves de revenu (ii), veuillez expliquer en quoi il serait difficile pour le Distributeur de leur demander de fournir aussi des preuves de loyer.

**Réponse :**

1            **Le processus des ententes personnalisées est lourd et le traitement des**  
2            **preuves de revenu est un facteur important qui contribue à sa lourdeur.**  
3            **L'ajout d'informations supplémentaires à traiter ne ferait que l'alourdir**  
4            **davantage, surtout que le volume des ententes personnalisées demeure en**  
5            **croissance. Une hausse du nombre de représentants serait nécessaire pour**  
6            **accomplir cette nouvelle tâche.**

7            **Les plus grandes difficultés sont liées à la validation du montant et au**  
8            **traitement de l'information. Les preuves de revenus sont des documents**  
9            **officiels qui proviennent de tiers (agence de revenu, employeurs ou autres).**  
10           **La preuve de loyer serait une copie du bail dont le formulaire est disponible**  
11           **dans les commerces et rempli à la main. Cela ne permet pas une validation de**  
12           **l'information par un acteur neutre et crédible. De plus, plusieurs clients à**  
13           **faible revenu, tels que les chambreurs ou les clients louant leur logement au**  
14           **mois, n'ont pas de preuve écrite. Une autre difficulté est la variabilité du coût**  
15           **des loyers d'une région à l'autre et à l'intérieur d'une même région.**

16           **Le Distributeur se questionne à savoir s'il serait équitable, voire même**  
17           **pertinent, d'introduire ces informations dans l'analyse des dossiers des**  
18           **clients. L'analyse des données de Statistique Canada, lorsqu'elles seront**  
19           **disponibles, permettra de jeter un meilleur éclairage sur cette question.**

5.    **Références :**    (i)    Pièce B-0042, p. 17;  
                              (ii)    Pièce B-0012, p. 8.

**Préambule :**

(i)    « Le projet pilote de chauffe-eau interruptible a été déployé à l'hiver 2014-2015. [...]

*À la lumière des résultats du projet pilote, le Distributeur poursuit la mise en œuvre de cette initiative et proposera à tous les clients résidentiels une adhésion volontaire à un nouveau programme de charges interruptibles résidentielles. Une aide financière sera octroyée aux clients qui adhéreront au programme. Le Distributeur assumera la totalité des coûts des*

équipements et de leur installation. Un prestataire sera choisi par appel de propositions pour assurer la livraison clés en main du programme. » [nous soulignons]

(ii) « Le Distributeur souhaite mettre sur pied un centre d'accompagnement. Ce centre servirait de guichet de service unique pour les MFR et coordonnerait les services suivants :

- [...];
- [...];
- déploiement des mesures d'efficacité énergétique chez le client (programme de remplacement de réfrigérateur, calfeutrage, installation de thermostats électroniques, volet éducatif en matière de comportements efficaces énergétiquement et autres). »  
[nous soulignons]

**Demande :**

5.1 Le Distributeur prévoit-il faire la promotion de la participation à ce programme auprès de la clientèle MFR, au même titre que d'autres mesures d'efficacité énergétique (ii) ? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

1            **Le programme *Charges interruptibles résidentielles* sera à adhésion**  
2            **volontaire et le Distributeur en fera la promotion auprès des ménages à faible**  
3            **revenu.**

**EFFICIENCE ET PERFORMANCE**

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0013, p. 6;
  - (ii) Pièce B-0013, p. 8;
  - (iii) Pièce B-0013, p. 8;
  - (iv) Pièce B-0013, p. 9.

**Préambule :**

(i) « L'évolution des Centres d'exploitation du Réseau de distribution (CED) vers le modèle du CGAD est également en cours de réalisation. À terme, cette évolution permettra l'ordonnancement des travaux et l'affectation des équipes en temps réel par le CGAD qui deviendra ainsi le centre névralgique de la gestion et de l'exploitation du réseau de distribution. Le Distributeur adopte donc, pour l'ensemble de ses activités, un modèle de gestion centralisée en temps réel axé sur l'utilisation des nouvelles technologies, modèle qui est conforme aux meilleures pratiques de l'industrie.

De plus, le Distributeur poursuit l'industrialisation du traitement des raccordements de natures simples, ce qui permet de réduire les délais de raccordements pour les clients ainsi que les efforts liés à ces projets, et ce, notamment dans le cas des demandes clients à fort

volume. Par ailleurs, le Distributeur implante progressivement, depuis 2015, la conception normalisée du réseau de distribution de façon à diminuer, à terme, le coût des projets.

Afin d'assurer la fiabilité du service, le Distributeur est également à revoir sa stratégie relative à la maîtrise de la végétation. Il cherche ainsi à établir une approche d'intervention globale s'appuyant sur des critères d'actions spécifiques. Les essais terrain, lancés en 2014, permettront d'optimiser les façons de faire et de réduire l'occurrence des pannes occasionnées par la végétation ainsi que le délai de rétablissement ».

(ii) « Pour ce qui est des charges d'exploitation, le Distributeur prévoit réaliser, en 2015, des gains supplémentaires associés au projet LAD de l'ordre de 19,3 M\$ par rapport aux gains annoncés de 20,1 M\$ lors du dépôt du dossier R-3905-2014. De ce montant, 3,9 M\$ ayant été utilisés afin d'être en mesure de réaliser la réduction de 40 M\$ demandée par la Régie pour les tarifs de 2015, un solde de 15,4 M\$ sera remis à la clientèle dans les tarifs de 2016. À ce solde, s'ajoutent des gains anticipés pour 2016 de 20,4 M\$ pour un total de gains additionnels de 35,8 M\$ découlant d'actions structurantes relatives au projet LAD ».

(iii) Tableau 1 – Gains d'efficience reconnus – Charges d'exploitation (M\$)

(iv) Tableau 2 – Gains d'efficience nets du projet SOGEM (M\$)

**Demandes :**

6.1 Tel que pour le projet SOGEM à la référence (iv), veuillez présenter un tableau faisant état de la matérialisation des gains d'efficience nets pour chacun des projets et mesures d'efficience mentionnés à la référence (i), et ce, pour les années 2014, 2015 et 2016.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur est toujours à l'affût des meilleures pratiques de l'industrie**  
2 **pour s'en inspirer en adoptant, dans le cadre de sa gestion courante,**  
3 **différentes mesures éprouvées. Ainsi, les gains relatifs aux actions de gestion**  
4 **courante proviennent d'une série de mesures mises en place au fil des ans**  
5 **par le Distributeur. Étant donné la multitude de mesures déployées, il est**  
6 **impossible d'effectuer des suivis spécifiques de celles-ci.**

7 **Cependant, le Distributeur constate la matérialisation des gains d'efficience**  
8 **relatifs à ses actions de gestion courantes par la réduction de ses coûts liés**  
9 **aux activités de base et le maintien de la qualité de son service et de la**  
10 **fiabilité du service électrique.**

6.2 À la référence (ii), veuillez préciser si le solde de 15,4 M\$ qui sera remis à la clientèle dans les tarifs 2016 fait suite à la décision D-2015-018 ou s'il provient directement de gains d'efficience associés au projet LAD.

Réponse :

1            **Le solde de 15,4 M\$ provient directement de gains d'efficacité associés au**  
 2            **projet LAD.**

6.3 À la référence (iii), veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne prévoit pas réaliser de gain d'efficacité au niveau de la gestion courante de ses opérations en 2016.

Réponse :

3            **Année témoin 2015 versus D-2015-018**

4            **Conformément à la décision D-2015-018, le Distributeur a dû procéder à une**  
 5            **coupure de 40 M\$ des charges d'exploitation liées aux activités de base par**  
 6            **rapport à l'année témoin 2015.**

7            **En plus de la coupure de 10 M\$ en services externes et de 10 M\$ en charges**  
 8            **de services partagés, le Distributeur a dû effectuer une coupure de 20 M\$ en**  
 9            **salaires de base. Cette coupure s'est traduite par une diminution de 240 ETC.**

**TABLEAU R-6.3.1 :  
ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET (ETC)**

	2014	2015		
	Année historique	Année témoin	D-2015-018	Année de base
Activités de base	5 683	5 825	5 585	5 432
Éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	354	500	500	565
<b>ETC Total</b>	<b>6 037</b>	<b>6 325</b>	<b>6 085</b>	<b>5 997</b>

10           **À partir des données réelles de 2014, le Distributeur a identifié une réduction**  
 11           **potentielle de 192 ETC par rapport au niveau d'ETC de l'année témoin 2015**  
 12           **pour un montant de 16,1 M\$. Afin de respecter la coupure de 20 M\$ demandée**  
 13           **par la Régie, soit une réduction de 240 ETC, le Distributeur a dû anticiper une**  
 14           **partie des gains d'efficacité prévus dans le cadre du projet LAD, soit 48 ETC**  
 15           **pour un montant de 3,9 M\$.**

16           **La réduction de 192 ETC ne représente pas totalement des gains d'efficacité**  
 17           **récurrents mais en majeure partie des économies temporaires occasionnées**  
 18           **par des départs non prévus qui devront être comblés au cours des années**  
 19           **2016 et suivantes en fonction des besoins du Distributeur. En effet, comme**  
 20           **mentionné à la Régie lors des audiences du dossier tarifaire R-3905-2014, le**  
 21           **Distributeur n'est pas en mesure de réaliser des gains d'efficacité**  
 22           **additionnels en ETC en fonction des processus actuels, sans compromettre la**  
 23           **qualité et la continuité de son service.**

**Année témoin 2015 versus année de base 2015**

Le tableau R-6.3.2 présente le détail des charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2015 et de l'année de base 2015.

**TABLEAU R-6.3.2**  
**CHARGES D'EXPLOITATION LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE DE L'ANNÉE TÉMOIN 2015 ET DE L'ANNÉE DE BASE 2015**

	Année témoin 2015	Année de base 2015	Réallocation CER / rubriques	Année de base 2015 vs Année témoin 2015	Gains Structurants <sup>(1)</sup>	Économies de coûts 2015
<b>Charges d'exploitation</b>						
Masse salariale	558,3	543,7	(11,3)	(25,9)	(14,5)	(11,4)
<i>Salaire de base</i>	415,6	389,6		(26,0)	(9,7)	(16,3)
<i>Temps supplémentaire</i>	34,7	40,1		5,4		5,4
<i>Primes et revenus divers</i>	27,4	26,4		(1,0)	(2,9)	1,9
<i>Avantages sociaux</i>	80,6	87,6	(11,3)	(4,3)	(1,7)	(2,6)
<i>-</i>				-		
Autres charges directes	295,7	276,0	19,0	(0,7)	(1,7)	1,0
<i>Dépenses de personnel et indemnités</i>	13,6	15,6		2,0		2,0
<i>Services externes et ressources financières</i>	150,9	133,9	19,0	2,0	0,1	1,9
<i>Services externes</i>	150,7	153,2	(0,9)	1,6	0,1	1,5
<i>Ressources financières</i>	0,2	(19,3)	19,9	0,4		0,4
<i>Stock, achats, locations et autres</i>	131,2	126,5		(4,7)	(1,8)	(2,9)
Récupération de coûts	(46,5)	(48,5)		(2,0)		(2,0)
Charges de services partagés	480,0	466,5	(7,7)	(21,2)	(2,8)	(18,4)
<i>-</i>				-		-
Coûts capitalisés	(277,0)	(266,2)		10,8	-	10,8
<i>-</i>				-		-
<b>Charges d'exploitation - Activités de base</b>	<b>1 010,5</b>	<b>971,5</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(39,0)</b>	<b>(19,0)</b>	<b>(20,0)</b>
Coupure de la Régie D-2015-018	(40,0)			40,0	3,9	36,1
	<b>970,5</b>	<b>971,5</b>	<b>(0,0)</b>	<b>1,0</b>	<b>(15,1)</b>	<b>16,1</b>

<sup>(1)</sup> Gains additionnels de LAD en 2015 de 19,3 M\$ excluant l'impact du compte d'écarts - Projets majeurs - Charges d'exploitation de 0,3 M\$

Les charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année de base 2015 sont en baisse de 39,0 M\$ par rapport à l'année témoin 2015. Le Distributeur prévoit donc être en mesure de respecter la coupure demandée par la Régie. Toutefois, cette baisse provient d'une combinaison de facteurs qui ne sont pas tous récurrents en 2016.

D'une part, le Distributeur prévoit réaliser en 2015 des gains d'efficacité supplémentaires associés au projet LAD de l'ordre de 19 M\$ par rapport aux gains annoncés lors du dépôt du dossier tarifaire R-3905-2014. L'optimisation du déploiement des compteurs liés au projet LAD entraîne la fermeture anticipée de certaines routes de relève et permet, par le fait même, la concrétisation plus rapide des gains découlant de ce projet. De ce montant, 3,9 M\$ ont déjà été intégrés dans les tarifs de 2015 alors que le solde de 15,1 M\$ a été remis à la clientèle en 2016 à titre de gains d'efficacité découlant d'actions structurantes. À lui seul, le projet LAD contribue à réduire de 142 ETC le niveau prévu de l'année de base 2015 par rapport à l'année témoin 2015, soit :

- 48 ETC anticipés lors de la décision D-2015-018 ; et

- 1                   • 94 ETC additionnels dans l'année de base 2015.

2           D'autre part, le Distributeur prévoit réaliser des économies de coûts en 2015  
3           de l'ordre de 20 M\$ dont certaines ne sont pas récurrentes en 2016. Les  
4           économies de coûts prévues par le Distributeur en 2015 découlent des  
5           éléments suivants :

- 6                   • Une baisse de la masse salariale de 11,4 M\$ liée à ses activités de base  
7                   décolant principalement d'une réduction des salaires de base et  
8                   avantages sociaux de 18,9 M\$ liée à la réduction de 251 ETC (soit la  
9                   baisse de 393 ETC entre l'année de témoin 2015 et l'année de base  
10                  2015, excluant la diminution de 142 ETC attribuable au projet LAD).
- 11                  • Le Distributeur souligne toutefois qu'une partie importante de la baisse  
12                  de ces ETC découle d'une réduction temporaire et non prévue de la  
13                  main-d'œuvre opérationnelle qui devra être renouvelée en 2016 et au  
14                  cours des années suivantes en fonction des besoins du Distributeur,  
15                  du processus d'embauche en place et de la disponibilité de la main-  
16                  d'œuvre qualifiée.
- 17                  • Cette réduction des salaires de base et avantages sociaux a été  
18                  compensée en partie par une augmentation du temps supplémentaire  
19                  et des primes et revenus divers pour un montant de 7,3 M\$.
- 20                  • Une réduction des autres charges directes de 1,0 M\$. Le Distributeur  
21                  ne prévoit donc pas être en mesure de réaliser la coupure de 10 M\$  
22                  demandée par la Régie au niveau des « services professionnels et  
23                  autres » et pour lesquels les besoins prévus se maintiennent en 2016.
- 24                  • Une réduction des charges de services partagés de 18,4 M\$  
25                  essentiellement attribuable à la stratégie du Distributeur qui opte pour  
26                  des solutions déjà offertes et éprouvées sur le marché, permettant  
27                  ainsi une révision de ses besoins et une diminution des coûts de  
28                  « Services de développement TIC ».
- 29                  • Pour 2016, les charges de services partagés ont été planifiées en  
30                  fonction des besoins du Distributeur et tiennent compte des gains  
31                  récurrents réalisés en 2015.
- 32                  • Une baisse des coûts capitalisés de 10,8 M\$ entre l'année témoin 2015  
33                  et l'année de base 2015. Cet écart résulte d'une part d'un retard dans le  
34                  comblement des postes de métiers-lignes et, d'autre part, de  
35                  l'augmentation du nombre d'heures imputées aux charges, compte  
36                  tenu des besoins du réseau.

37           Pour 2016, en fonction des travaux planifiés aux investissements, le  
38           Distributeur évalue les coûts capitalisés à 274,0 M\$. Par contre, en appliquant  
39           les paramètres d'indexation de la formule paramétrique, le niveau des coûts

1 capitalisés pour l'année témoin 2016 aurait été de 280,8 M\$. Le Distributeur  
2 assume donc une pression de près de 7 M\$ ayant prévu dans ses revenus  
3 requis un niveau de coûts capitalisés établi en fonction de la planification des  
4 travaux aux investissements.

5 Considérant ces explications et les données fournies au tableau R-6.3.2, le  
6 Distributeur précise qu'il ne peut réaliser la coupure de 40 M\$ exigée par la  
7 Régie que par l'anticipation de 19 M\$ de gains d'efficacité supplémentaires  
8 réalisés en 2015 découlant d'actions structurantes du projet LAD. Cette  
9 situation a entraîné les impacts suivants sur les revenus requis et  
10 l'établissement de l'enveloppe des charges pour 2016 :

- 11 • Réduction de 36,1 M\$ de l'enveloppe des charges d'exploitation pour  
12 2015 en gestion courante alors que le Distributeur a réalisé des  
13 économies de coûts en gestion courante de l'ordre de 20 M\$. La  
14 coupure de la Régie a donc eu pour effet de devancer près de 16 M\$ de  
15 gains d'efficacité en gestion courante non concrétisés et qui devront  
16 l'être au cours des prochaines années afin de respecter le niveau de  
17 l'enveloppe des charges d'exploitation ;
- 18 • Réduction de 3,9 M\$ de l'enveloppe des charges d'exploitation pour  
19 2015 relativement à des gains d'actions structurantes alors que  
20 l'ensemble des gains additionnels pour un montant de 19 M\$ relatif au  
21 projet LAD aurait dû être considéré dès la décision D-2015-018.  
22 Toutefois, le Distributeur a intégré ces gains additionnels de 15,1 M\$  
23 dans l'établissement de son enveloppe des charges d'exploitation de  
24 2016.

25 Pour toutes ces raisons, le Distributeur réitère qu'il n'est pas en mesure de  
26 remettre l'efficacité de 1,5 % en gestion courante prévue au plan intégré  
27 d'efficacité en 2016. Toutefois, le Distributeur rappelle qu'il a réalisé et remis  
28 à la clientèle des gains d'efficacité cumulatifs en actions de gestion courante  
29 de 316,4 M\$ en 2016, ce qui représente un taux moyen annuel de gains de  
30 3,3 % depuis 2008 et de 4,9 % depuis 2014. Ces résultats, largement  
31 supérieurs à la cible minimale de 1,5 % fixée par la Régie dans sa décision  
32 D-2014-037, témoignent des efforts d'efficacité constants du Distributeur.

6.4 À la référence (iv), veuillez indiquer si des gains d'efficacité additionnels sont attendus  
en 2016 pour le projet SOGEM.

Réponse :

33 Aucun gain additionnel n'est attendu en 2016 pour le projet SOGEM, la  
34 réalisation des gains s'étant échelonnée sur la période 2013-2015. Ces gains

1                    **sont intégrés à l'efficiencia du Distributeur pour ses charges d'exploitation**  
2                    **relatives à ses activités de base découlant des actions de gestion courante.**

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0013, p. 10 et 25;
  - (ii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0081, p. 10;
  - (iii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0081, p. 10.

**Préambule :**

(i) Tableau 3 – Indicateurs d'efficiencia privilégiés par le Distributeur  
Tableau B-1 – Indicateurs d'efficiencia spécifique

(ii) Tableau R-3.1 – Indicateurs additionnels basés sur les revenus requis

(iii) « *Outre les explications déjà fournies pour les indicateurs 1 et 2 à la page 10 de la pièce HQD-2, document 1 (B-0009), les croissances moyennes et annuelles des indicateurs présentés au tableau R-3.1 sont essentiellement attribuables aux achats d'électricité, au service de transport de l'électricité et aux coûts associés au Plan global en efficacité énergétique. Le Distributeur est d'avis que ces éléments devraient être exclus des indicateurs de façon à se concentrer sur l'efficiencia de ses activités de base lesquelles font l'objet de ses efforts d'efficiencia* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

7.1 Tel qu'à la référence (ii), veuillez produire les résultats des années 2012, 2013, 2014, 2015 et 2016 pour les indicateurs additionnels suivants :

- Revenus requis (\$) par abonnement;
- Revenus requis (\$) par kWh normalisé;
- Achats d'électricité (\$) par abonnement;
- Achats d'électricité (\$) par kWh normalisé;
- Coût du service de transport (\$) par abonnement;
- Coût du service de transport (\$) par kW.

Réponse :

1 Le tableau R-7.1 présente les indicateurs additionnels demandés.

**TABLEAU R-7.1 :**  
**INDICATEURS ADDITIONNELS RELATIFS AUX REVENUS REQUIS,**  
**AUX ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET AUX COÛTS DU SERVICE DE TRANSPORT**

Description	Années historiques			D-2015-018	Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2012	2013	2014	2015	2016	2012-2016	2015-2016
<b>Revenus requis du Distributeur</b>							
Revenus requis (\$) par abonnement	2 573	2 667	2 751	2 772	2 813	2,3%	1,5%
Revenus requis (\$) par kWh normalisé	6,2	6,4	6,7	6,8	7,0	3,1%	2,9%
<b>Achats d'électricité</b>							
Achats d'électricité (\$) par abonnement	1 195	1 287	1 344	1 400	1 494	5,7%	6,7%
Achats d'électricité (\$) par kWh normalisé	2,9	3,1	3,3	3,4	3,7	6,3%	8,8%
<b>Service de transport</b>							
Service de transport (\$) par abonnement	631	629	655	660	654	0,9%	-0,9%
Service de transport (\$) par kWh normalisé	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6%	0,0%

7.2 Veuillez commenter les variations moyennes des indicateurs mentionnés à la question précédente pour les périodes 2012-2016 et 2015-2016.

Réponse :

2 Le Distributeur est d'avis que les indicateurs présentés au tableau R-7.1 par  
3 abonnement ou par kWh ne permettent pas de mesurer l'efficacité du  
4 Distributeur pour les raisons suivantes :

- 5 • Les achats d'électricité ne sont pas établis en fonction du nombre  
6 d'abonnements, mais bien des besoins en kWh relatifs à ces  
7 abonnements, qui peuvent différer d'un abonnement à un autre, par  
8 exemple un client résidentiel comparativement à un client de grande  
9 puissance.
- 10 • Les achats d'électricité annuels versés aux revenus requis  
11 comprennent la disposition des comptes de *pass-on* des deux années  
12 précédentes, alors que les kWh utilisés dans le calcul de l'indicateur  
13 sont ceux réels ou prévus de l'année seulement. Ces transferts de  
14 coûts d'achats d'électricité d'une année à l'autre par le truchement du  
15 compte de *pass-on* en regard des kWh de référence créent une  
16 distorsion dans le calcul de cet indicateur.
- 17 • Le coût du service de transport est établi en fonction de la puissance à  
18 la pointe prévue et ne varie pas en fonction de la consommation (kWh)  
19 ni du nombre d'abonnements. Par ailleurs, le Distributeur ne fait que  
20 refléter la facture de la charge locale qu'il reçoit du Transporteur. Un

1                    **indicateur portant sur le coût du service de transport est plus pertinent**  
2                    **pour suivre l'efficacité du Transporteur.**

3                    **Compte tenu de la part très importante que représentent les achats**  
4                    **d'électricité et le service de transport dans les revenus requis (près de 75 %**  
5                    **de ceux-ci), le Distributeur n'est pas en mesure de faire une analyse**  
6                    **pertinente des résultats de l'indicateur relatif aux revenus requis par**  
7                    **abonnement ou par kWh.**

8                    **Le Distributeur rappelle que ces éléments, soit les achats d'électricité et le**  
9                    **service de transport, sont hors du contrôle du Distributeur et, par conséquent,**  
10                   **sont exclus de ses indicateurs. En effet, le Distributeur est d'avis qu'il est plus**  
11                   **pertinent de se concentrer sur les éléments de coûts sur lesquels il a le**  
12                   **contrôle, soit ses activités de base, lesquelles font l'objet de ses efforts**  
13                   **d'efficacité.**

**8. Référence :** Pièce B-0013, p. 14.

**Préambule :**

*« Afin de permettre de mieux comprendre l'évolution de la satisfaction de la clientèle, le Distributeur a entrepris d'améliorer la méthode utilisée pour la mesure de l'ISC. Par cette amélioration, le Distributeur vise à évaluer la satisfaction à l'égard des quatre dimensions du service qui composent l'ISC, soit la qualité et la continuité du service, la facturation, la gestion de la consommation et le traitement des demandes des clients. La nouvelle méthodologie est mise à l'essai depuis le printemps 2015, ce qui permettra de recueillir les informations nécessaires à la validation de la méthodologie et à l'analyse des constats en vue de son déploiement en 2016. Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur maintient ainsi son analyse de l'ISC sur la base de la méthodologie actuelle ».*

**Demandes :**

8.1 Veuillez définir davantage les quatre dimensions du service qui composent l'ISC. Veuillez justifier le choix de ces quatre dimensions.

**Réponse :**

14                   **Les dimensions qui composent l'ISC sont définies à partir des services offerts**  
15                   **par le Distributeur à ses clients pour remplir sa mission. Pour chaque**  
16                   **dimension, la satisfaction générale ainsi que les motifs d'insatisfaction sont**  
17                   **mesurés. Toutefois, le Distributeur tient à évaluer la satisfaction face à**  
18                   **différents aspects de chaque dimension propres à chaque clientèle.**

19                   **De manière générale, la qualité et la continuité du service électrique sont**  
20                   **mesurées plus spécifiquement au moyen de :**

- 21
  - la satisfaction à l'égard de la continuité et la qualité de la tension ;

- 1                   • la fréquence des interruptions de courant et la perception du temps mis  
2                   pour rétablir le courant lors des interruptions ;
- 3                   • la durée de la dernière interruption et le contact ou non avec le service  
4                   à la clientèle au sujet de la panne ;
- 5                   • la consultation et la satisfaction à l'égard du site internet Info-Pannes  
6                   d'Hydro-Québec.

7                   **Dans le cas de la dimension Facture, le Distributeur évalue :**

- 8                   • la consultation de la facture et la facilité à la comprendre ;
- 9                   • la notoriété de la facture Internet et l'intention d'y adhérer ;
- 10                  • la notoriété, l'utilisation et la satisfaction à l'égard du service de suivi et  
11                  d'ajustement des MVE.

12                  **En ce qui concerne la dimension Gestion de la consommation, le Distributeur  
13                  vise plus précisément à mesurer la satisfaction à l'égard de :**

- 14                  • l'aide fournie par Hydro-Québec ;
- 15                  • l'information pour la compréhension de la consommation d'électricité  
16                  du client, sa connaissance et son utilisation ;
- 17                  • les outils offerts par Hydro-Québec pour réduire la consommation.

18                  **Enfin, pour la dimension Service à la clientèle, le Distributeur tient à mesurer :**

- 19                  • la satisfaction du client s'il y a eu contact récent avec le service à la  
20                  clientèle d'Hydro-Québec, le canal utilisé et le motif de l'appel ;
- 21                  • la satisfaction à l'égard de la relation d'affaires avec le délégué  
22                  commercial et les motifs de satisfaction ou d'insatisfaction pour la  
23                  clientèle concernée ;
- 24                  • la satisfaction vis-à-vis des contacts avec les représentants du service  
25                  et les motifs d'insatisfaction ;
- 26                  • la fréquence et le motif de visite du site d'Hydro-Québec et de la  
27                  section « Mon Espace client ».

28                  **L'ISC est un indicateur opérationnel permettant de mesurer la satisfaction de  
29                  la clientèle pour les différents aspects du service offert par le Distributeur. La  
30                  nouvelle méthodologie permet de poser une série de questions adaptées à  
31                  chaque clientèle et à l'expérience des clients. Ainsi, le Distributeur dispose de  
32                  l'appréciation des clients sur ses principaux services. Il est à même  
33                  d'approfondir l'effet des mesures mises en place pour améliorer l'expérience  
34                  des clients en regard des différentes facettes de ses services.**

8.2 Veuillez indiquer si l'ISC qui sera présenté lors du prochain dossier tarifaire sera basé sur la nouvelle méthodologie. Veuillez préciser si les résultats passés de l'ISC seront, si possible, ajustés en fonction de cette nouvelle méthodologie.

**Réponse :**

1 **La satisfaction de la clientèle Grands Comptes est mesurée depuis 2014 selon**  
2 **la nouvelle méthodologie. Pour les clientèles Résidentielle et Commerciale, la**  
3 **mesure sur la base de la nouvelle méthodologie est effectuée depuis le**  
4 **printemps 2015. Pour la clientèle Affaires, un test est réalisé à l'automne de**  
5 **2015. Ces données serviront à bâtir un historique pour suivre l'évolution de la**  
6 **satisfaction des clients au cours des années à venir.**

7 **De plus, les quatre questions à la base de la nouvelle méthodologie, ayant**  
8 **chacune pour sujet une dimension du service, ont été posées toute l'année au**  
9 **début du questionnaire associé à la méthodologie actuelle. Cette façon de**  
10 **faire permettra d'évaluer l'écart de la mesure entre les deux méthodologies.**

11 **Le Distributeur ne pourra cependant pas reconstruire l'historique de l'ISC sur**  
12 **la base de la nouvelle méthodologie puisque les quatre questions qui y sont**  
13 **associées n'étaient pas posées auparavant.**

9. **Référence :** Pièce B-0013, p. 17.

**Préambule :**

*« Sur l'horizon 2012-2014, le délai attribuable aux attentes clients représente une part importante du délai global. Pour chaque demande de prolongement, le Distributeur s'engage sur des dates de réalisation qu'il fournit à chaque client. Cependant, comme une portion importante des délais est occasionnée par les activités sous la responsabilité du client, des efforts sont déployés afin de réduire ces délais, en allégeant les étapes sous la responsabilité du client et en exerçant un suivi serré des dossiers, ce qui devrait améliorer le délai global de réalisation des travaux ».*

**Demande :**

9.1 Veuillez élaborer sur les délais attribuables aux clients et sur les efforts déployés par le Distributeur pour réduire ces délais.

**Réponse :**

14 **Du côté du Distributeur, des efforts sont déployés depuis quelques années**  
15 **pour améliorer les délais de raccordement des clients. Ces efforts se**  
16 **traduisent par une qualification de la demande du client dès sa réception ainsi**  
17 **que par la priorisation et l'ordonnancement des dossiers pour l'ensemble du**  
18 **Québec.**

1 Plusieurs types de délais d'attentes existent et certains sont attribuables aux  
2 clients (information électrique, déboisement, servitude, travaux civils et  
3 autres). Afin de diminuer ces délais attribuables aux clients, le Distributeur  
4 propose désormais des améliorations et une simplification du processus  
5 global. Il met ainsi de l'avant notamment des solutions pour la réduction des  
6 délais liés à l'enregistrement des servitudes et il effectue un suivi rigoureux  
7 des actions sous la responsabilité des clients. Ces mesures sont jumelées à  
8 une meilleure prise en charge et à un accompagnement des clients tout au  
9 long de leur projet.

## PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

### Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de *pass-on* 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015

10. **Références :** (i) Pièce B-0068, p. 22 et 23;  
(ii) Pièce B-0068, p. 22, tableau R-10.2.

#### Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur donne un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016 à 2021 en considérant les différentes modalités de disposition des soldes des comptes de *pass-on* 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Modalités de disposition actuelles	1,8 %	1,9 %	2,4 %	2 %	1 %	1 %
Scénario sous étude par la Régie	0,1 %	3,4 %	3,4%	2 %	1 %	1 %
Différence	-1,7 %	1,5%	1,0%	-	-	-

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-10.2, l'impact tarifaire des modalités actuelles de disposition des soldes 2013, 2014 et 2015 du compte de *pass-on* et du solde 2015 du compte de nivellement par rapport à celui du scénario sous étude par la Régie. Voici un extrait du tableau R-10.2 :

(en M\$)	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Modalités de disposition actuelles	181,2	11,4	11,2	11,0	10,8	-38,0
Scénario sous étude par la Régie	-5,4	52,4	51,5	50,5	49,5	0,0
Impacts tarifaires	-186,6	41,0	40,3	39,5	38,8	38,0

**Demandes :**

10.1 Veuillez expliquer l'écart entre la hausse tarifaire 2017 de 1,9 % selon les modalités de dispositions en vigueur et celle de 3,4 % selon le scénario sous étude. Veuillez faire le lien avec la référence (ii).

**Réponse :**

1            **L'écart entre les hausses tarifaires prévues pour les années 2017 et 2018,**  
2            **selon, d'une part, les modalités de disposition actuelles des comptes de pass-**  
3            **on 2013, 2014 et 2015 et du compte de nivellement 2015 et, d'autre part, le**  
4            **scénario sous étude par la Régie, s'explique principalement par :**

- 5            • **l'impact tarifaire, de l'ordre de 0,4 % pour chacune des années, des**  
6            **modalités de disposition actuelles du compte de nivellement 2015**  
7            **comparé à celui sous étude par la Régie comme présenté à la**  
8            **référence (ii) ;**
- 9            • **pour ce qui est du solde de l'écart, par l'impact sur les revenus des**  
10           **ventes avant hausse d'une année donnée en fonction de la hausse**  
11           **tarifaire de l'année précédente.**

10.2 Veuillez expliquer l'écart entre la hausse tarifaire 2018 de 2,4 % selon les modalités de dispositions en vigueur et celle de 3,4 % selon le scénario sous étude. Veuillez faire le lien avec la référence (ii).

**Réponse :**

12            **Voir la réponse à la question 10.1.**

## **PRÉVISION DES VENTES**

**11. Référence :** Pièce B-0018, p. 7.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 2 la prévision des ventes au tarif DT pour l'année de base de même que pour l'année témoin.

**TABLEAU 2 :  
PRÉVISION AU SECTEUR RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE**

Années civiles (1 <sup>er</sup> janv au 31 déc)	(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (1)	(5) = (3) - (2)
	Année historique	Année de base	Année témoin	Croissance	
	2014 normalisée	2015 normalisée	2016	2014-2015	2015- 2016
Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)				
D et DM	62 535	63 124	64 196	590	1 072
DT	2 974	2 827	2 872	(147)	45
Total résidentiel et agricole	65 509	65 952	67 068	442	1 117

Au tarif DT, le Distributeur prévoit, pour l'année témoin (2016), une hausse des ventes de 45 GWh par rapport à celles de l'année de base (2015). Le Distributeur explique que les ventes prévues pour 2015, au tarif DT, ont quand à elles diminué « *en raison principalement de la baisse du nombre d'abonnements, reflétant l'évolution récente du parc biénergie résidentielle.* »

**Demandes :**

11.1 Considérant la baisse du nombre d'abonnements observée au tarif DT pour la période 2014-2015, veuillez expliquer la prévision de 2 872 GWh pour la période 2015-2016, soit une hausse de 45 GWh par rapport aux ventes normalisées de 2015 (4/8).

**Réponse :**

1            **La baisse du nombre d'abonnements observée au tarif DT pour la période**  
 2            **2014-2015 se poursuit pour la période 2015-2016 avec une décroissance**  
 3            **prévue d'environ 2 100 abonnements. Toutefois, l'impact de cette**  
 4            **décroissance sur les ventes est renversé par d'autres facteurs comme la mise**  
 5            **à jour de la normale climatique, l'effet bissexile en 2016 et l'évolution de la**  
 6            **consommation unitaire au tarif DT, notamment en période de bas tarif.**  
 7            **L'évolution de cette dernière s'explique, entre autres, par une hausse du taux**  
 8            **de diffusion des appareils électriques, autres que ceux destinés au chauffage.**  
 9            **Enfin, des ventes plus faibles que prévu pour les quatre premiers mois de**  
 10           **2015 ont un impact à la hausse sur la croissance 2015-2016.**

11.2 Veuillez élaborer sur l'évolution récente du parc biénergie résidentielle et sur les anticipations du Distributeur quant aux perspectives d'avenir de ce parc.

**Réponse :**

11           **Les pages 51 à 54 du document de présentation du 12 juin 2015, à l'annexe A**  
 12           **de la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071), font état de la tendance à la baisse**  
 13           **du parc biénergie résidentielle et du faible potentiel de nouveaux**  
 14           **abonnements au tarif DT. Compte tenu de la tendance à l'érosion du parc**  
 15           **biénergie, les mesures prises par le Distributeur visent essentiellement à**  
 16           **retarder le plus possible l'abandon du tarif DT.**

1 **Comme le Distributeur le mentionne en réponse à la question 11.1, sa**  
2 **prévision des ventes de l'année témoin se fonde sur une décroissance des**  
3 **abonnements à ce tarif d'environ 2 100 par rapport à l'année 2015.**

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0011, p. 8, tableau 3;
  - (ii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0008, p.8, tableau 3;
  - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0012, p.8, tableau 3;
  - (iv) Dossier R-3814-2012, pièce B-0011, p.6, tableau 3.

**Préambule :**

La Régie présente un tableau dans lequel figure le nombre d'abonnements et les ventes prévues au tarif M pour les années 2013 (référence (iv)), 2014 (référence (iii)), 2015 (référence (ii)) de même que pour l'année témoin 2016 (référence (i)), provenant des tableaux des revenus prévus pour l'année témoin, avant et après la hausse tarifaire tel que présentés par le Distributeur à l'occasion des dossiers tarifaires.

Nombre d'abonnements et ventes prévues au tarif M.

Années	Abonnements	Ventes (GWh)
2013	21 560	28 568
2014	25 740	29 805
2015 (4/8)	21 600	30 448
2016 p	27 003	30 846

**Demandes :**

12.1 Veuillez expliquer les variations annuelles du nombre d'abonnements au tarif M observées entre 2013 et 2016.

**Réponse :**

4 **Le nombre d'abonnements au tarif M, présenté au tableau en préambule pour**  
5 **les années 2013 à 2016, provient de la pièce *Revenus additionnels requis et***  
6 ***hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril* des différents dossiers tarifaires. Il correspond au**  
7 **nombre d'abonnements réel tel qu'il est utilisé dans la méthode de répartition**  
8 **du coût de service<sup>1</sup>. Il ne s'agit pas d'abonnements prévus correspondant aux**  
9 **ventes prévues pour l'année témoin, mais plutôt des abonnements des**  
10 **années historiques de 2011 à 2014. Toutefois, pour le dossier R-3854-2013, le**  
11 **Distributeur a exceptionnellement anticipé l'impact du transfert de clients, à la**  
12 **suite de la réforme des tarifs généraux, et a utilisé un nombre d'abonnements**  
13 **de 25 740.**

<sup>1</sup> Voir le tableau 15 de la pièce *Répartition du coût de service de l'année témoin* des différents dossiers tarifaires.

12.2 Veuillez expliquer l'absence de corrélation entre montants des ventes prévues et le nombre d'abonnements au tarif M, tel qu'illustré dans le tableau présenté en préambule.

**Réponse :**

1 **Comme le Distributeur le mentionne en réponse à la question 12.1, le tableau**  
2 **en préambule de la question 12.1 compare les ventes prévues pour l'année**  
3 **témoin avec les abonnements réels. Le tableau R-12.2 présente les ventes**  
4 **prévues et les abonnements correspondants, soit les abonnements prévus**  
5 **utilisés pour fins de prévision de la demande.**

**TABLEAU R-12.2 :**  
**VENTES ET ABBONNEMENTS PRÉVUS AU TARIF M**

Années témoins	Abonnements prévus	Ventes prévues (GWh)
2013	20 607	28 568
2014	25 671	29 805
2015	27 985	30 448
2016	28 194	30 846

6 **Les abonnements prévus sont cohérents avec les ventes prévues. Le nombre**  
7 **d'abonnements prévu au tarif M croit significativement de 2013 à 2014 à la**  
8 **suite de la réforme des tarifs généraux.**

9 **Relativement à la croissance du nombre d'abonnements, la croissance des**  
10 **ventes attribuable à la réforme des tarifs généraux est moindre puisqu'en**  
11 **moyenne, les clients transférés en provenance du tarif G ont une petite**  
12 **consommation en comparaison avec la clientèle originale du tarif M.**

13. **Références :**
- (i) Pièce B-0018, p. 11;
  - (ii) Pièce B-0018, p. 10;
  - (iii) [http://www.lapresse.ca/le-quotidien/actualites/201503/05/01-4849676-usine-resolu-dalma-fermeture-definitive-de-la-9.php?utm\\_categorieinterne=traficdrivers&utm\\_contenuinterne=envoyer\\_cbp](http://www.lapresse.ca/le-quotidien/actualites/201503/05/01-4849676-usine-resolu-dalma-fermeture-definitive-de-la-9.php?utm_categorieinterne=traficdrivers&utm_contenuinterne=envoyer_cbp);
  - (iv) Taux de change \$CA/\$US de la Banque du Canada<sup>2</sup>;
  - (v) Banque Scotia, Prévisions mondiales actualisées, 1<sup>er</sup> septembre 2015<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> <http://www.banqueducanada.ca/>.

<sup>3</sup> [http://www.gbm.scotiabank.com/English/bns\\_econ/fore\\_fr.pdf](http://www.gbm.scotiabank.com/English/bns_econ/fore_fr.pdf), p. 8.

**Préambule :**

(i) Dans le tableau 4, le Distributeur prévoit pour l'année témoin des ventes de 11 753 GWh au secteur des pâtes et papiers, soit une décroissance des ventes de 995 GWh par rapport aux ventes l'année de base (12 748 GWh).

(ii) « *Les entreprises du secteur des pâtes et papiers restent soumises à une concurrence internationale forte. Ainsi, malgré la croissance des exportations enregistrée en 2014, ces dernières ont diminué de 3 % au premier trimestre de 2015. Les fermetures d'usines ou de machines à papier survenues à la fin de 2014 et au début de 2015, principalement chez le groupe Résolu (Laurentides, Baie-Comeau et Clermont), laissent présager des rationalisations additionnelles en 2016.* » [nous soulignons]

(iii) Produits forestiers Résolu (PFR) annonce la fermeture de la machine à papier no. 9 de son usine située à Alma.

(iv) En date du 28 septembre 2015 à midi : 1,34 \$CA = 1,00 \$US.

(v) Prévision du taux de change \$CA/\$US pour l'année témoin 2016 : entre 1,34 \$CA et 1,36 \$CA = 1,00 \$US.

**Demandes :**

13.1 Relativement à la référence (iii), veuillez confirmer que la fermeture de la machine à papier no. 9 de PFR est déjà considérée dans les ventes de l'année de base 2015 ainsi que dans la prévision des ventes de l'année témoin 2016 (référence (i)). Dans la négative, veuillez quantifier l'impact estimé de cette fermeture sur les ventes de l'année de base ainsi que sur la prévision des ventes de l'année témoin 2016.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur rappelle qu'il utilise les variables économiques pertinentes au**  
2 **secteur des pâtes et papiers pour établir les ventes prévues<sup>4</sup>. Comme il**  
3 **l'indique à la référence (ii), le contexte économique demeure difficile, comme**  
4 **en témoignent les fermetures d'usines ou de machines à papier, incluant**  
5 **l'annonce mentionnée à la référence (iii) et celles chez Résolu, Kruger et**  
6 **Cascades. C'est ce contexte économique qui mène le Distributeur à prévoir**  
7 **des ventes de 12 748 GWh pour 2015 et de 11 753 GWh pour 2016.**

13.2 Veuillez confirmer si d'autres changements significatifs ont été observés dans les ventes au secteur pâtes et papiers pour l'année de base 2015 ainsi que pour les prévisions des ventes pour l'année témoin 2016. Dans l'affirmative, veuillez expliquer et quantifier.

<sup>4</sup> Voir la réponse à l'engagement n° 6 à la pièce HQD-1 document 2.7 (B-0076) du dossier R-3814-2014. Voir également la pièce HQD-4, document 2.1 (B-0065) déposée dans le cadre de la séance d'information du 19 septembre 2014 du dossier R-3905-2014.

**Réponse :**

1                    **Le Distributeur n'a observé aucun événement significatif depuis la réalisation**  
2                    **de sa prévision.**

13.3 Compte tenu de la situation du taux de change \$CA/\$US à ce jour et des prévisions pour l'année témoin (référence (iv)), veuillez estimer, pour l'année de base 2015 ainsi que pour l'année témoin 2016, l'impact d'un taux de change à 1,36 \$CA = 1,00 \$US sur la prévision des ventes pour les différents secteurs industriels compris dans le tarif L.

**Réponse :**

3                    **Un dollar canadien à 74 ¢US (1,36 \$CA = 1,00 \$US), comparativement à 85 ¢US**  
4                    **comme utilisé pour la prévision de l'année témoin, entraînerait des ventes**  
5                    **additionnelles au tarif L (secteur industriel) de 130 GWh pour 2016. Pour**  
6                    **l'année de base, un dollar canadien à 74 ¢US, par rapport au taux prévu de**  
7                    **82 ¢US, entraînerait des ventes additionnelles au tarif L (secteur industriel) de**  
8                    **100 GWh.**

9                    **Le Distributeur tient à rappeler que la valeur du dollar canadien s'est située en**  
10                    **moyenne à 79 ¢US pour les neuf premiers mois de 2015 et que la prévision de**  
11                    **ventes de l'année de base comporte, pour les quatre premiers mois, des**  
12                    **ventes réelles normalisées. La sensibilité pour l'année de base est donc**  
13                    **présentée à titre indicatif. De plus, les sensibilités pour les années de base et**  
14                    **témoin traduisent l'impact du taux de change pris isolément sans variation**  
15                    **des autres paramètres économiques.**

**14. Références :** (i) Pièce B-0018, p. 11;  
(ii) Pièce B-0024, p. 7.

**Préambule :**

(i) Dans le tableau 4 - prévision au secteur industriel grandes entreprises, le Distributeur prévoit des ventes aux contrats spéciaux de 24 833 GWh pour l'année témoin 2016.

(ii) Dans le tableau 3 - ajustement des contrats spéciaux (M\$), la prévision des ventes aux contrats spéciaux pour l'année témoin 2016 est de 28 388 GWh.

**Demandes :**

14.1 Veuillez confirmer que la prévision des ventes aux contrats spéciaux pour l'année témoin 2016 de la référence (ii) comporte une coquille et que l'on devrait y lire 24 833 GWh au lieu de 28 388 GWh.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur confirme que la prévision des ventes aux contrats spéciaux**  
2            **pour l'année témoin 2016 est de 24 833 GWh comme indiqué à la référence (i).**  
3            **Cette valeur devrait aussi se retrouver sous la rubrique « ajustement des**  
4            **contrats spéciaux » à la référence (ii). Il s'agit d'une erreur de présentation qui**  
5            **n'a aucune incidence sur l'ensemble des données de la pièce HQD-6,**  
6            **document 2 (B-0024).**

14.2 Veuillez confirmer que les autres valeurs du tableau de la référence (ii) demeurent inchangées. Dans la négative, veuillez présenter de nouveau ce tableau avec les valeurs ajustées.

**Réponse :**

7            **Voir la réponse à la question 14.1.**

**15. Références :** (i) Pièce B-0068, p. 29 et 30;  
(ii) Pièce B-0068, p. 31.

**Préambule :**

(i) Réponse du Distributeur à la question 12.1 de la DDR no.1 de la Régie :  
« [...] Les éléments qui peuvent influencer les profils mensuels de revenus sont multiples. Au secteur industriel, des ventes inférieures aux ventes prévues peuvent se traduire, chez les clients, par une moins grande utilisation de l'énergie par rapport à la puissance créant ainsi une augmentation du revenu moyen par kWh. La variation de la répartition par secteurs industriels des revenus réels par rapport aux revenus prévus peut aussi occasionner des fluctuations dans les revenus compte tenu des disparités entre les secteurs et de l'importance des volumes de ventes à ces secteurs. Cet impact est aussi important aux tarifs G, G9 et M, qui sont répartis entre les secteurs commercial, institutionnel et industriel. » [nous soulignons]

(ii) Réponse du Distributeur à la question 12.3 de la DDR no.1 de la Régie :  
« [...] Aux tarifs D et DM, l'écart positif de 5 M\$ est attribuable à la diminution des ventes prévues (-15 M\$) et à une variation du profil des revenus réels par rapport à ceux prévus (20 M\$). » [nous soulignons]

**Demandes :**

15.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer comment le Distributeur effectue sa prévision des profils mensuels des besoins en puissance pour les différents secteurs industriels au tarif L.

Réponse :

1 À la référence (i), le Distributeur ne fait pas allusion à la prévision des besoins  
2 en puissance. Il décrit plutôt l'impact qu'ont l'énergie consommée et la  
3 puissance demandée sur la facture des clients industriels.

4 Comme il l'a indiqué dans le dossier R-3854-2013<sup>5</sup>, les revenus sont prévus à  
5 l'aide de modèles économétriques permettant de modéliser les revenus  
6 unitaires mensuels historiques en fonction de variables explicatives comme  
7 les profils mensuels des ventes, les variables de température (lorsque  
8 requises) et les indicateurs de prix. Le revenu unitaire prévu s'appuie ainsi sur  
9 la relation historique entre l'énergie consommée et la puissance demandée  
10 des clients industriels. Toutefois, puisque cette relation peut varier d'une  
11 année à l'autre, les revenus moyens réels par kWh peuvent diverger de ceux  
12 prévus, ce qui a été décrit à la réponse à la question 12.1 de la demande de  
13 renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).

14 En ce qui concerne la prévision des besoins en puissance du secteur  
15 industriel, le Distributeur évalue uniquement, pour les fins de la prévision en  
16 puissance, la contribution du secteur coïncidente à la pointe des besoins du  
17 Distributeur. Par ailleurs, le Distributeur a présenté, dans le dossier  
18 R-3864-2013<sup>6</sup>, la méthodologie de la prévision des besoins en puissance à la  
19 pointe, incluant la prise en compte des ventes au secteur industriel grandes  
20 entreprises.

15.2 Veuillez élaborer davantage sur la variation du profil des revenus réels par rapport à ceux prévus aux tarifs D et DM pour l'année de base 2015 (référence (ii)).

Réponse :

21 Tout d'abord, la démarcation des ventes de 2014 dans les revenus de 2015  
22 compte pour 4 M\$. Ainsi, les revenus de 2015 ont été majorés de ce montant.

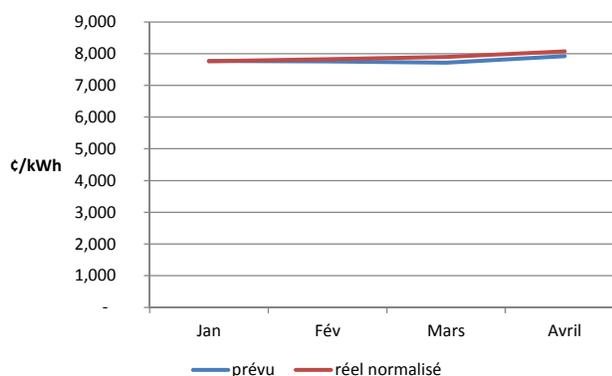
23 Ensuite, les revenus moyens par kWh réels normalisés pour les mois de mars  
24 et avril ont dépassé la prévision de 2 %. Cette seule variation occasionne une  
25 hausse des revenus de 20 M\$. En sus des éléments mentionnés à la référence  
26 (i), les profils mensuels des revenus peuvent également varier en raison de la  
27 mensualisation des revenus provenant des factures, généralement établies  
28 sur des cycles de 60 jours au tarif D.

29 La figure R-15.2 illustre les revenus moyens prévus et réels au tarif D pour les  
30 quatre premiers mois de 2015.

<sup>5</sup> Voir la réponse à la question 1.4 de la FCEI à la pièce HQD-15, document 6 (B-0093).

<sup>6</sup> Voir la pièce HQD-6, document 1 (B-0081), pages 17 et 18.

**FIGURE R-15.2 :  
REVENUS MOYENS PRÉVUS ET RÉELS AU TARIF D**



### TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

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

**Préambule :**

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

(ii) « Les prévisions utilisées pour l'évaluation prospective du coût de la dette sont obtenues à partir du Consensus Forecasts publié en mai 2015 par la firme Consensus Economics Inc. Puisque les prévisions de taux d'intérêt de cette firme ne portent que sur les bons du Trésor 3 mois et les obligations gouvernementales 10 ans, il faut ajouter à ces taux une prévision d'écarts pour obtenir une prévision des taux d'intérêt applicables à la dette émise par Hydro-Québec. » [nous soulignons]

(iii) « Le contexte économique et financier n'ayant pas changé de façon notable depuis le dernier dossier portant sur le taux de rendement des capitaux propres, le Distributeur demande le maintien du taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % pour l'année 2016, ce qui s'inscrit dans une perspective d'allègement réglementaire. »

**Demandes :**

- 16.1 Veuillez déposer le tableau B-1 de la référence (i) pour le mois de mai 2015, et dont les données ont été utilisées pour l'établissement du coût de la dette tel que décrit à la référence (ii).

**Réponse :**

1            **Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-16.1 du fichier Excel**  
2            **HQD-16-1.2\_R-16.1-16.4.xlsx.**

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

**Réponse :**

3            **Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-16.2 et R-16.3 du**  
4            **fichier Excel HQD-16-1.2\_R-16.1-16.4.xlsx.**

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

**Réponse :**

5            **Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-16.2 et R-16.3 du**  
6            **fichier Excel HQD-16-1.2\_R-16.1-16.4.xlsx.**

16.4 Veuillez commenter l'évolution du taux de rendement des obligations 30 ans des  
sociétés réglementées canadiennes et du taux des obligations 30 ans du  
gouvernement canadien depuis l'examen du dossier R-3842-2013, deux éléments du  
contexte économique et financier auquel renvoie la référence (iii).

**Réponse :**

7            **La figure de l'onglet R-16.4 du fichier Excel HQD-16-1.2\_R-16.1-16.4.xlsx**  
8            **montre que l'écart entre le taux de rendement des obligations 30 ans des**  
9            **sociétés réglementées canadiennes (indice C29530y) et celui des obligations**  
10           **30 ans du gouvernement canadien (indice GCAN30y) a été relativement stable**  
11           **depuis l'examen du dossier R-3842-2013, déposé en avril 2013.**

## CHARGES D'EXPLOITATION

**17. Référence :** Pièce B-0026, p. 10, tableau 3.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 3, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Parmi ces activités, on retrouve le programme d'inspection et retraitement des poteaux au montant de 15,1 M\$ pour l'année témoin 2016.

La Régie a préparé le tableau suivant qui présente l'évolution des coûts du programme d'inspection et retraitement des poteaux :

### Évolution des coûts d'inspection et retraitement des poteaux

(en M\$)	<i>Année témoin (autorisé et ajusté)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2009	3,3	3,3	3,3	0,0	0,0
2010	7,5	7,5	6,9	(0,6)	(8,0 %)
2011	12,0	12,0	9,4	(2,6)	(21,7 %)
2012	16,0	12,0	11,4	(4,6)	(28,8 %)
2013	14,8	14,8	11,1	(3,7)	(25,0 %)
2014	14,7	13,8	10,7	(4,0)	(27,2 %)
2015	13,8	13,9		(0,1)	-0,7%
2016	15,1				

*Sources: Pièce B-0026, p. 10, tableau 3; tableaux équivalents des dossiers tarifaires précédents.*

**Demandes :**

17.1 La Régie constate une surestimation annuelle d'environ 25 % entre les montants réels et autorisés des prévisions des coûts d'inspection et retraitement des poteaux entre 2011 et 2014, avec un écart moyen de 3,7 M\$. Veuillez expliquer et justifier.

**Réponse :**

- 1 **Le coût moyen prévu est le résultat d'une évaluation du coût de chacune des**
- 2 **activités et de l'estimation du nombre d'activités requises lors de l'inspection,**
- 3 **variant en fonction du volume, du type, de l'état des poteaux ainsi que de la**
- 4 **région géographique où ils se situent.**
- 5 **Pour les années 2011 et 2012, le Distributeur a inspecté un nombre de poteaux**
- 6 **supérieur à celui reconnu par la Régie. Toutefois, le coût unitaire moyen des**
- 7 **inspections a été inférieur à la prévision initiale dû au fait que les poteaux**
- 8 **inspectés étaient en meilleur état que prévu.**

1 Pour les années 2013 et 2014, les ressources opérationnelles affectées au  
2 programme ont été requises pour la réalisation d'autres activités en raison de  
3 contraintes liées à la capacité de réalisation et de la gestion des priorités du  
4 réseau. Conséquemment, le nombre de poteaux inspectés a été inférieur au  
5 nombre reconnu. De plus, les coûts réels ont été moindres que prévus  
6 notamment en raison du fait que durant les premières années du programme,  
7 le Distributeur a accordé la priorité aux inspections en milieux urbains.

8 À partir de 2015, l'échantillonnage touche en plus grande partie le milieu rural,  
9 là où les poteaux sont plus vieux et nécessitent plus souvent une inspection  
10 complète.

11 Pour l'année 2015, le Distributeur prévoit dépasser la cible fixée de 180 000  
12 poteaux inspectés puisqu'il y avait 179 132 poteaux inspectés au 18 octobre  
13 2015.

14 Pour l'année 2016, le Distributeur rehausse la cible à 193 000 poteaux afin de  
15 rattraper le retard des dernières années. Il prévoit que la concurrence créée  
16 lors de l'appel de propositions permettra de réduire le coût unitaire moyen (en  
17 services externes) à 70 \$ tel qu'il est indiqué à la page 17 de la pièce HQD-8,  
18 document 1 (B-0026).

17.2 Veuillez expliquer et justifier la hausse des coûts du programme, qui passent  
de 10,7 M\$ en 2014 à 15,1 M\$ en 2016, soit une hausse de 40 % en deux ans.

**Réponse :**

19 L'écart de 4,4 M\$ entre l'année historique 2014 et l'année témoin 2016  
20 s'explique principalement par :

- 21 • le rehaussement de la cible à 193 000 poteaux en 2016 afin de rattraper  
22 le retard des dernières années ;
- 23 • l'installation de 1 200 tuteurs d'acier à la base des poteaux présentant  
24 une dégradation mineure, pour un montant de 1,2 M\$.

**18. Références :** (i) Pièce B-0026, p. 10, tableau 3.  
(ii) Dossier R-3905-2014, phase 1, pièce B-0081, p. 47.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 3, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, notamment les charges reliées aux « Interventions en efficacité énergétique » (dont le PGEE) au montant de 35,1 M\$ pour l'année témoin 2016.

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie montre au tableau suivant, l'évolution des charges reliées aux « Interventions en efficacité énergétique » (dont le PGEÉ), pour la période 2006-2016 :

**Évolution des charges reliées aux  
« Interventions en efficacité énergétique » (dont le PGEÉ)**

(en M\$)	Année témoin (autorisé et ajusté)	Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)	Année historique (réel)	Différence (réel-autorisé)	
2006	43,0		35,0	(8,0)	(18,6 %)
2007	48,3		30,4	(17,9)	(37,1 %)
2008	56,8		51,9	(4,9)	(8,6 %)
2009	67,8		51,3	(16,5)	(24,3 %)
2010	69,1		44,5	(24,6)	(35,6 %)
2011	57,2		32,0	(25,2)	(44,1 %)
2012 (1)	44,1	38,1	30,6	(13,5)	(30,6 %)
2013	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0		0,0	0,0%
2016	35,1				

*Note 1 : Dans sa décision D-2012-024, la Régie a réduit de 15 % les charges reliées au PGEÉ pour l'année témoin 2012. Ainsi, la prévision de l'année témoin 2012 du Distributeur passe de 51,9 M\$ à 44,1 M\$.*

**Demandes :**

18.1 Veuillez expliquer l'augmentation de 11,4 M\$ (48 %) entre l'année témoin 2016 et l'année historique 2014.

**Réponse :**

- 1            **La plupart des dépenses planifiées pour 2016 correspondent aux résultats**  
 2            **réels obtenus pour 2014, à l'exception des deux rubriques suivantes pour**  
 3            **lesquelles les budgets 2016 sont plus importants :**
- 4            **1- Marché Résidentiel : l'écart provient principalement du programme**  
 5            ***Sensibilisation Mieux Consommer* et vise notamment à combler les**  
 6            **coûts de la campagne de sensibilisation ainsi que la nouvelle section**  
 7            **Web qui agira comme carrefour de l'information en efficacité**  
 8            **énergétique.**
- 9            **2- Gestion de la demande en puissance : le déploiement de deux nouvelles**  
 10           **interventions en gestion de charges interruptibles, l'une au marché**

1                    **Résidentiel et l'autre dans les bâtiments CI, explique en bonne partie**  
2                    **cette majoration des charges.**

18.2 Veuillez expliquer la tendance à la baisse des montants réels des charges reliées aux  
« Interventions en efficacité énergétique » (dont le PGEE) à partir de 2008.

**Réponse :**

3                    **La tendance à la baisse des montants réels des charges reliées aux**  
4                    **interventions en efficacité énergétique à partir de 2008 s'explique par**  
5                    **l'évolution du contexte d'affaire du Distributeur, soit :**

- 6                    • **la maturité de plusieurs programmes (les programmes matures sont**  
7                    **moins chers à exploiter que les nouveaux programmes) ;**
- 8                    • **des coûts évités bas limitant les nouvelles opportunités en efficacité**  
9                    **énergétiques ;**
- 10                   • **les efforts de rationalisation de certaines activités (gains d'efficience).**

11                   **Le Distributeur souligne qu'il a pris en compte ces éléments dans sa**  
12                   **planification et que les dépenses prévues pour 2016 correspondent à la**  
13                   **meilleure prévision disponible des montants nécessaires pour répondre aux**  
14                   **objectifs de l'année.**

#### **MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS**

19. **Références :** (i) Pièce B-0027, p. 5, tableau 1;  
(ii) Pièce B-0027, p. 6 et 7.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, les composantes de la masse salariale pour les  
années 2014 à 2016, dont les salaires de base :

Année historique 2014 :	404,7 M\$
D-2015-018 :	428,6 M\$
Année de base 2015 :	425,5 M\$
Année témoin 2016 :	437,3 M\$

(ii) Le Distributeur explique l'augmentation des salaires de base au montant de 11,8 M\$  
entre l'année témoin 2016 et l'année de base 2015, comme suit :

- *« Ajustement économique, provenant des augmentations salariales et plus particulièrement celles convenues aux conventions collectives, totalisant 12,4 M\$ (3 %)»;*

- *Ajustement lié à l'évolution de la main-d'oeuvre projetée pour un montant de 5,9 M\$ (facteur de projection de 0,8 % expliqué à la section 2.1 de la pièce HQD-8, document 1);*
- *Diminution de 92 ETC correspondant à une baisse de 6,5 M\$ des salaires de base, laquelle est composée essentiellement des éléments suivants :*
  - *une diminution de 80 ETC relative aux activités de base :*
    - *une baisse de 169 ETC attribuable aux gains d'efficience découlant du projet LAD, soit des gains cumulatifs de 712 ETC depuis le début du projet,*
    - *une hausse de 83 ETC afin d'assurer le renouvellement de la main d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles du Distributeur.*
  - *une baisse de 12 ETC relative aux éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers :*
    - *une réduction nette de 17 ETC associée au projet LAD, soit une baisse de 128 ETC des employés attirés au projet, contrebalancée par une hausse de 111 ETC des employés qui doivent être relocalisés, portant le total à 207 ETC à relocaliser;*
    - *une hausse de 6 ETC relative à la stratégie pour la clientèle à faible revenu. »*

**Demandes :**

19.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la diminution nette de 92 ETC (référence (ii)) est principalement attribuable aux gains d'efficience découlant du projet LAD et qu'aucune diminution n'est attribuable aux opportunités reliées aux départs à la retraite prévues en 2016. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

- 1           **Le Distributeur le confirme.**
- 2           **Voir également la réponse à la question 6.3.**

19.2 Veuillez expliquer l'augmentation des salaires de base au montant de 8,7 M\$ (2,0 %) entre l'année témoin 2016 et le montant reconnu en 2015 (D-2015-018), selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

- 3           **L'augmentation des salaires de base de 8,7 M\$ entre le montant reconnu dans**
- 4           **la décision D-2015-018 et celui de l'année témoin 2016 s'explique comme suit :**
- 5           • **Ajustement économique provenant des augmentations salariales, plus**
- 6           **particulièrement celles convenues aux conventions collectives,**
- 7           **totalisant +14,5 M\$ (3 %) ;**

- 1                   • Ajustement lié à l'évolution de la main-d'œuvre projetée pour un  
2                   montant de +6,9 M\$ (facteur de projection de 0,8 % expliqué à la  
3                   section 2.1 de la pièce HQD-8, document 1 [B-0026]) ;
- 4                   • Diminution de 180 ETC correspondant à une baisse de 12,7 M\$ des  
5                   salaires de base, laquelle est composée essentiellement des éléments  
6                   suivants :
- 7                   ○ une diminution de 233 ETC relative aux activités de base :
- 8                   – une baisse de 263 ETC attribuable aux gains d'efficacité  
9                   découlant du projet LAD, soit des gains cumulatifs de  
10                  712 ETC depuis le début du projet,
- 11                  – une hausse de 37 ETC afin d'assurer le renouvellement de la  
12                  main-d'œuvre affectée aux activités opérationnelles du  
13                  Distributeur ;
- 14                  ○ une hausse de 53 ETC relative aux éléments spécifiques et  
15                  activités de base avec facteurs d'indexation particuliers :
- 16                  – une hausse nette de 19 ETC associée au projet LAD, soit  
17                  une baisse de 140 ETC des employés attirés au projet,  
18                  contrebalancée par une hausse de 159 ETC des employés  
19                  qui doivent être relocalisés, portant le total à 207 ETC à  
20                  relocaliser,
- 21                  – une hausse de 39 ETC relative à la stratégie pour la clientèle  
22                  à faible revenu.

19.3 Veuillez expliquer l'augmentation des salaires de base au montant de 32,6 M\$ (8,1 %) entre l'année témoin 2016 et l'année historique 2014, selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

- 23                  L'augmentation des salaires de base de 32,6 M\$ entre l'année historique 2014  
24                  et l'année témoin 2016 s'explique comme suit :
- 25                  • Ajustement économique totalisant +28,3 M\$ provenant des  
26                  augmentations salariales, plus particulièrement celles convenues aux  
27                  conventions collectives, et de l'intégration du régime d'intéressement  
28                  corporatif dans les échelles salariales des employés syndiqués en  
29                  2015 ;
- 30                  • Ajustement lié à l'évolution de la main-d'œuvre projetée pour un  
31                  montant de +13,5 M\$ ;

- 1                   • **Diminution de 132 ETC correspondant à une baisse de 9,2 M\$ des**  
2                   **salaires de base, laquelle est composée essentiellement des éléments**  
3                   **suivants :**
- 4                   ○ **une diminution de 331 ETC relative aux activités de base :**
- 5                   – **une baisse de 511 ETC attribuable aux gains d’efficience**  
6                   **découlant du projet LAD, soit des gains cumulatifs de**  
7                   **712 ETC depuis le début du projet,**
- 8                   – **une hausse de 274 ETC afin d’assurer le renouvellement de**  
9                   **la main-d’œuvre affectée aux activités opérationnelles du**  
10                  **Distributeur ;**
- 11                  ○ **une hausse de 199 ETC relative aux éléments spécifiques et**  
12                  **activités de base avec facteurs d’indexation particuliers :**
- 13                  – **une hausse nette de 184 ETC associée au projet LAD, soit**  
14                  **une baisse de 23 ETC des employés attirés au projet,**  
15                  **contrebalancée par une hausse de 207 ETC des employés**  
16                  **qui doivent être relocalisés,**
- 17                  – **une hausse de 23 ETC relative à la stratégie pour la clientèle**  
18                  **à faible revenu.**

- 20. Références :** (i) Pièce B-0027, p. 8, tableau 2;  
(ii) Pièce B-0027, p. 9, tableau 3.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2, l’évolution des « Équivalents temps complet » (ETC) pour la période 2014 à 2016.

Année historique 2014 :	6 037 ETC
D-2015-018 :	6 085 ETC
Année de base 2015 :	5 997 ETC
Année témoin 2016 :	5 905 ETC

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

**TABLEAU 3 :  
VARIATIONS DES ETC**

VARIATIONS	Année de base 2015 vs D-2015-018		Année témoin 2016 vs Année de base 2015	
	ETC	M\$	ETC	M\$
<b>Éléments spécifiques</b>				
Automatisation du réseau	+ 41	+ 2,6	- 17	+ 0,6
Lecture à distance - Phases 2 et 3	+ 5	+ 0,6	-	+ 0,1
Lecture à distance - Phases 2 et 3	+ 36	+ 2,0	- 17	+ 0,5
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>				
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+ 24	+ 1,3	+ 5	+ 0,7
Interventions en efficacité énergétique	+ 33	+ 2,1	+ 6	+ 0,6
Inspection et retraitement des poteaux de bois	- 9	- 0,9	- 1	+ 0,1
Inspection et retraitement des poteaux de bois	-	+ 0,1	-	-
<b>Variation découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »</b>	+ 65	+ 3,9	- 12	+ 1,3
<b>Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance</b>				
Gestion de la main-d'oeuvre opérationnelle	- 153	- 10,4	- 80	- 4,1
Amélioration de la performance opérationnelle	- 46	- 2,7	+ 83	+ 6,7
Amélioration de la performance opérationnelle	- 107	- 7,7	- 163	- 10,8
<b>TOTAL</b>	- 88	- 6,5	- 92	- 2,8

**Demandes :**

20.1 Veuillez expliquer la baisse de 180 ETC entre le nombre d'ETC de l'année témoin 2016 et celui reconnu en 2015 (D-2015-018), selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

- 1           **Le tableau R-20.1 présente les principales explications de la variation des**  
 2           **ETC :**

**TABLEAU R-20.1 :**  
**EXPLICATIONS DE LA VARIATION DES ETC**

VARIATIONS	Année témoin 2016 vs réel 2014		Année témoin 2016 vs D-2015-018	
	ETC	M\$	ETC	M\$
<b>Éléments spécifiques</b>	+ 184	+ 15,7	+ 24	+ 3,2
Automatisation du réseau	-	+ 0,2	+ 5	+ 0,7
Lecture à distance - Phases 2 et 3 + phase 1 (2014)	+ 184	+ 15,5	+ 19	+ 2,5
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	+ 15	+ 1,3	+ 29	+ 2,0
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+ 23	+ 1,7	+ 39	+ 2,7
Interventions en efficacité énergétique	- 8	- 0,5	- 10	- 0,8
Inspection et retraitement des poteaux de bois	-	+ 0,1	-	+ 0,1
<b>Variation découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »</b>	+ 199	+ 17,0	+ 53	+ 5,2
<b>Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance</b>	- 331	- 18,5	- 233	- 14,5
Gestion de la main-d'oeuvre opérationnelle	+ 274	+ 20,5	+ 37	+ 4,0
Amélioration de la performance opérationnelle	- 605	- 39,0	- 270	- 18,5
<b>TOTAL</b>	- 132	- 1,5	- 180	- 9,3

20.2 Veuillez expliquer la baisse de 132 ETC entre le nombre d'ETC de l'année témoin 2016 et celui de l'année historique 2014, selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

Réponse :

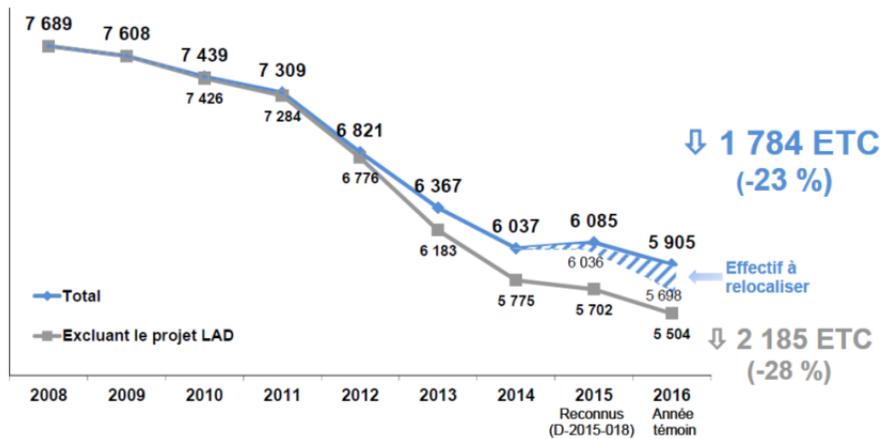
1 Voir la réponse à la question 20.1.

21. **Références :** (i) Pièce B-0008, p. 9, figure 2;  
(ii) Pièce B-0027, p. 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente à la figure 2, l'évolution de l'effectif (Équivalent temps complet) pour la période 2008 à 2016.

**FIGURE 2 :**  
**ÉVOLUTION DE L'FFECTIF (ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET)**



<sup>5</sup> En excluant l'effectif relié à la réalisation du projet LAD, la réduction par rapport à 2008 est de l'ordre de 28 %.

(ii) Le Distributeur indique qu' « une baisse de 169 ETC attribuable aux gains d'efficience découlant du projet LAD, soit des gains cumulatifs de 712 ETC depuis le début du projet ».

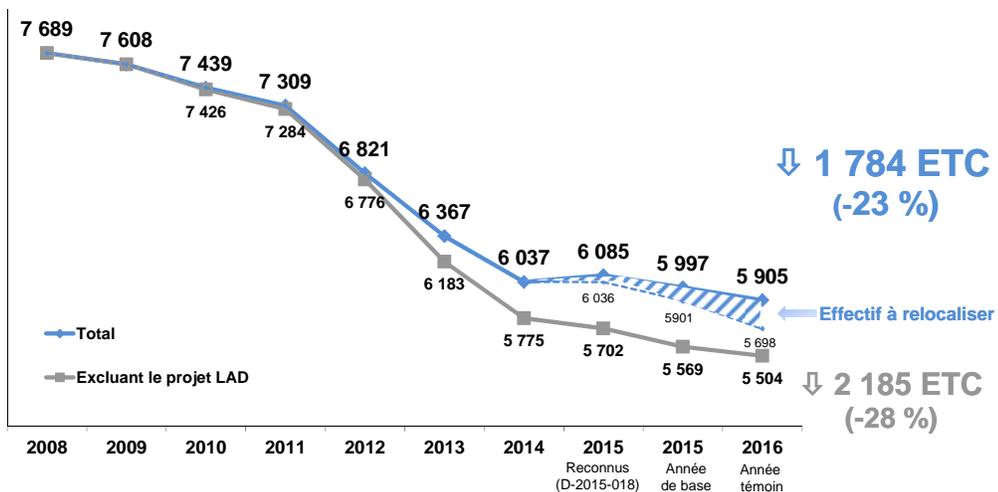
**Demandes :**

21.1 Veuillez compléter la figure 2 en indiquant les ETC de l'année de base 2015.

**Réponse :**

1 Le Distributeur présente à la figure R-21.1 l'information demandée.

**FIGURE R-21.1 :**  
**ÉVOLUTION DE L'FFECTIF (ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET)**



21.2 Veuillez indiquer quel est le nombre d'ETC relié aux transferts organisationnels annuels qui expliquerait une partie de la baisse de 1 784 ETC.

**Réponse :**

1           **Les données de chacune des années de la figure 2 présentée à la page 9 de la**  
2           **pièce HQD-1, document 1 (B-0008) sont ajustées afin de refléter tous les**  
3           **transferts organisationnels.**

21.3 Veuillez confirmer qu'en 2016, 401 ETC (5 905 – 5 504) sont reliés à la réalisation du projet LAD, dont 207 ETC (5 905 – 5 698) représentent des effectifs à relocaliser. Veuillez indiquer l'échéancier pour la diminution des 194 ETC et pour la relocalisation des 207 ETC.

**Réponse :**

4           **Le Distributeur confirme qu'en 2016, 401 ETC sont reliés à la réalisation du**  
5           **projet LAD.**

6           **Les 194 ETC reliés au projet LAD pourront être libérés comme prévu après le**  
7           **31 décembre 2016, soit lorsque l'ensemble des compteurs de nouvelle**  
8           **génération auront été installés.**

9           **De plus, le Distributeur prévoit avoir complété la relocalisation des 207 ETC à**  
10          **la fin de l'année 2017.**

21.4 Veuillez confirmer que les 5 905 ETC pour l'année témoin 2016 inclus 712 ETC reliés aux gains cumulatifs du projet LAD (référence (ii)). Veuillez confirmer que n'eût été des gains d'efficacités du projet LAD, le nombre d'ETC a diminué de 1 072 ETC (-14 %) sur la période 2008 à 2016. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

11          **La diminution cumulative de 712 ETC reliés aux gains d'efficacité attribués au**  
12          **projet LAD a contribué à la baisse des ETC sur la période 2013-2016**  
13          **permettant ainsi d'établir le nombre de 5 905 ETC en 2016.**

14          **De plus, le Distributeur confirme que, sur la période 2008-2016, les efforts**  
15          **d'efficacité autres que le projet LAD ont permis la réduction de 1 072 ETC.**

**22. Référence :** Pièce B-0027, p. 6 et 7.

**Préambule :**

Le Distributeur indique qu' :

*« une hausse de 36 ETC pour le projet LAD, composée d'une baisse de 11 ETC attirés au projet et d'une hausse de 47 ETC à relocaliser. Le nombre total d'effectifs à relocaliser s'élève à 96 ETC. En effet, avec le devancement prévu de la fin du déploiement massif en 2016, la relocalisation des employés permanents assignés aux processus actuels de relève et de recouvrement représente un défi pour le Distributeur et ce dernier prend les mesures nécessaires afin d'y parvenir; »*

[...]

*« une réduction nette de 17 ETC associée au projet LAD, soit une baisse de 128 ETC des employés attirés au projet, contrebalancée par une hausse de 111 ETC des employés qui doivent être relocalisés, portant le total à 207 ETC à relocaliser; » [nous soulignons]*

**Demandes :**

22.1 Veuillez expliquer de façon détaillée pourquoi les 207 ETC doivent être relocalisés et non pas abolis.

**Réponse :**

1           **Les postes en lien avec les 207 ETC seront effectivement abolis en 2015 et**  
2           **2016, considérant que la presque totalité des compteurs de nouvelle**  
3           **génération seront installés d'ici la fin de l'année 2015 et que la grande**  
4           **majorité des routes de relève seront fermées.**

5           **Cependant, les employés occupant ces 207 postes sont des employés**  
6           **permanents qui ne peuvent pas être mis à pied. Le Distributeur doit donc**  
7           **relocaliser ces employés au sein de la division ou ailleurs dans l'entreprise.**

22.2 Veuillez indiquer quelles sont les mesures nécessaires pour parvenir à la relocalisation des employés permanents assignés aux processus actuels de relève et de recouvrement.

**Réponse :**

8           **Mise à part l'attrition, le Distributeur pose des gestes concrets afin de**  
9           **relocaliser les employés en fonction de leur groupe d'emploi et de leur**  
10          **localisation géographique. Des efforts concertés des gestionnaires de la**  
11          **division sont déployés afin de réaffecter à de nouvelles activités les**  
12          **ressources dont le poste a été aboli. Ainsi, le Distributeur a identifié ses**  
13          **besoins de main-d'œuvre à court et moyen termes pour la division et ceux-ci**  
14          **devront être comblés en priorité par des employés à relocaliser lorsque la**  
15          **situation le permet.**

- 23. Références :** (i) Pièce B-0027, p. 9;  
(ii) Pièce B-0039, p. 6, tableau 2.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur indique que :  
« Le nombre d'ETC a diminué de 1 312 ETC (soit 18 %) sur la période 2011-2015, ce qui représente une baisse considérable. Cette diminution résulte des efforts d'efficacité du Distributeur dans un contexte de départs importants à la retraite. Ces départs ont permis de diminuer le nombre d'employés liés aux fonctions de support.

*Cependant, dans le but de répondre à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, d'assurer la pérennité du réseau de distribution et de maintenir la qualité de service, le Distributeur tient à rappeler qu'il doit procéder au renouvellement de sa main-d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles.* » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2, les gains associés au projet LAD, en ETC.

Année historique 2013 :	-61 ETC	
Année historique 2014 :	-139 ETC	
Année de base 2015 :	-343 ETC	(cumulatifs de -543 ETC)
Année témoin 2016 :	-169 ETC	

**Demandes :**

23.1 Veuillez confirmer que n'eût été des gains cumulatifs de 543 ETC en 2015 du projet LAD, le nombre d'ETC aurait diminué de 769 ETC (-11 %) sur la période 2011 à 2015. Sinon veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme.**

23.2 Veuillez expliquer de façon détaillée la hausse des ETC reliée au renouvellement de sa main-d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles, entre l'année témoin 2016 et le nombre reconnu en 2015.

**Réponse :**

2 **Le Distributeur doit procéder au renouvellement de sa main-d'oeuvre affectée**  
3 **aux activités opérationnelles en 2016 afin de répondre à la croissance des**  
4 **activités liées aux nouveaux abonnements, d'assurer la pérennité du réseau**  
5 **de distribution et de maintenir la qualité du service. Pour ce faire, c'est plus**  
6 **de 60 ETC métiers-lignes, techniciens et ingénieurs et un peu plus de 20 ETC**  
7 **représentants clientèle qui devront être ajoutés en 2016 à la suite de la**  
8 **diminution des ETC opérationnels prévue à l'année de base 2015.**

- 24. Références :** (i) Pièce B-0027, p. 8, tableau 2;  
(ii) Rapports annuels 2010 à 2014, section « Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet ».

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'évolution des « Équivalents temps complet » (ETC) pour la période 2014 à 2016.

Année historique 2014 :	6 037 ETC
D-2015-018 :	6 085 ETC
Année de base 2015 :	5 997 ETC
Année témoin 2016 :	5 905 ETC

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie montre au tableau suivant, l'évolution des écarts entre le réel et le budget autorisé sur un horizon 2010-2015. La Régie note une sous-estimation des gains d'efficience.

Rapport annuel		Écart réel Vs autorisé et ajusté	
		ETC	M\$
2010	Éléments spécifiques	-47 ETC	-5,5 M\$
	Amélioration de la performance	-152 ETC	-10,0 M\$
	<b>Total</b>	<b>-199 ETC</b>	<b>-15,5 M\$</b>
2011	Éléments spécifiques	-17 ETC	-0,9 M\$
	Amélioration de la performance	-151 ETC	-14,4 M\$
	<b>Total</b>	<b>-168 ETC</b>	<b>-15,3 M\$</b>
2012	Éléments spécifiques	-12 ETC	-1,6 M\$
	Amélioration de la performance	-454 ETC	-40,3 M\$
	<b>Total</b>	<b>-466 ETC</b>	<b>-41,9 M\$</b>
2013	Éléments spécifiques	77 ETC	6,9 M\$
	Activités de base FIP	-20 ETC	-2,2 M\$
	Amélioration de la performance	-787 ETC	-61,1 M\$
	<b>Total</b>	<b>-730 ETC</b>	<b>-56,4 M\$</b>
2014	Éléments spécifiques	188 ETC	15,6 M\$
	Activités de base FIP	11 ETC	0,5 M\$
	Amélioration de la performance	-549 ETC	-44,2 M\$
	<b>Total</b>	<b>-350 ETC</b>	<b>-28,2 M\$</b>
AB2015	Éléments spécifiques	+41 ETC	2,6 M\$
	Activités de base FIP	+24 ETC	1,3 M\$
	Amélioration de la performance	-153 ETC	-10,4 M\$
	<b>Total</b>	<b>-88 ETC</b>	<b>-6,5 M\$</b>

**Demande :**

- 24.1 La Régie note depuis 2010 une sous-évaluation systématique des ETC reliés à l'amélioration de la performance nette de croissance. Veuillez commenter et indiquer pourquoi l'établissement de la prévision de l'amélioration de la performance

organisationnelle ne tient pas compte initialement des opportunités de départs à la retraite et des gains d'efficacités anticipés autres que ceux associés au projet LAD.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur tient à préciser que la planification des départs à la retraite est**  
2           **un exercice effectué chaque année par ses gestionnaires en collaboration**  
3           **avec les Ressources humaines. Cependant, cet exercice est assujéti à**  
4           **certaines contraintes.**

5           **Ainsi, le Distributeur réitére que la mise en place de certaines mesures**  
6           **d'efficacités affectant le nombre des effectifs représente un processus**  
7           **complexe dont le rythme de déploiement dépend de facteurs qui ne sont pas**  
8           **entièrement sous son contrôle, tels le nombre exact de départs à la retraite et**  
9           **les dates de ces départs.**

10           **De même, la prise en compte des pistes d'efficacités dans l'élaboration de ses**  
11           **prévisions se fait de façon prudente, celles-ci devant être mises en œuvre**  
12           **dans le respect des conventions collectives et en lien avec les enjeux**  
13           **organisationnels.**

14           **Enfin, il est important de rappeler que le Distributeur vise toujours à réaliser**  
15           **les réductions d'effectifs sans affecter la prestation de service rendu aux**  
16           **clients. De plus, ces réductions sont au bénéfice de l'ensemble de la clientèle,**  
17           **et ce, de façon récurrente. Compte tenu de ces éléments, le Distributeur**  
18           **estime que la prévision des départs à la retraite présentée à chacun des**  
19           **dossiers tarifaires est la meilleure qu'il peut effectuer au moment de leur**  
20           **élaboration.**

21           **Par ailleurs, les années 2012 à 2014 ont été particulièrement propices à**  
22           **l'amélioration de l'efficacités organisationnelle. Le Distributeur en a profité**  
23           **pour revoir ses processus structurants, ce qui a contribué à des gains**  
24           **d'efficacités importants. De façon plus précise, le Distributeur a, d'une part,**  
25           **saisi les opportunités offertes par les départs à la retraite afin d'optimiser**  
26           **davantage l'organisation de ses activités et, d'autre part, procédé à la**  
27           **réduction de ses effectifs temporaires liés aux fonctions de support aux**  
28           **activités. De plus, des gains découlant d'actions structurantes relatives au**  
29           **projet LAD ont été réalisés durant cette période.**

30           **À cet effet, le Distributeur a intégré dans ses revenus requis 2013 des gains**  
31           **d'efficacités additionnels de 20,3 M\$ qu'il prévoyait réaliser en 2012. Le**  
32           **Distributeur a également intégré des gains d'efficacités additionnels de 80 M\$**  
33           **anticipés à la fin de 2013, dans l'établissement des revenus requis de 2014.**  
34           **Les efforts d'efficacités se sont ainsi traduits en gains récurrents au bénéfice**  
35           **de la clientèle.**

## AUTRES CHARGES DIRECTES

- 25. Références :** (i) Pièce B-0028, p. 5, tableau 1;  
(ii) Pièce B-0028, p. 6.

### Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des « Autres charges directes » pour les années 2014 à 2016, dont la « Maîtrise de la végétation » :

Année historique 2014 :	47,1 M\$
D-2015-018 :	63,1 M\$
Année de base 2015 :	57,7 M\$
Année témoin 2016 :	57,7 M\$

(ii) Le Distributeur explique la variation des « Autres charges directes » entre l'année témoin 2016 et l'année historique 2014, comme suit :

*« Les coûts relatifs aux activités de base augmentent de 18,3 M\$. Cette variation s'explique principalement par le rétablissement du budget relié à l'activité de maîtrise de la végétation à un niveau normal à la suite des impacts de la grève des élagueurs en 2014 pour un montant de 11 M\$ et par l'ajout d'un montant additionnel de près de 6 M\$ nécessaire pour la mise en conformité des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes. [...] »*  
[nous soulignons]

### Demandes :

25.1 Veuillez fournir l'évolution des charges reliées à la « Maîtrise de la végétation » pour les années 2010-2016. Veuillez expliquer les écarts importants.

### Réponse :

- 1 **Le tableau R-25.1 présente l'évolution des charges reliées à la Maîtrise de la**  
2 **végétation pour les années 2010 à 2016.**

**TABLEAU R-25.1 :**  
**ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES À LA**  
**« MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION »**

M\$	Montant autorisé	Réel
2010	62,2	62,0
2011	61,7	62,4
2012	62,5	66,3
2013	61,2	67,1
2014	58,1	47,1
2015	63,1	57,7 <sup>1</sup>
2016	57,7 <sup>2</sup>	

<sup>1</sup> Montant de l'année de base 2015

<sup>2</sup> Montant de l'année témoin 2016

1 Les dépenses de 2010 à 2013 sont relativement stables d'année en année, soit  
2 environ 60 M\$. Le montant pour l'année 2014 est plus faible en raison de la  
3 grève des élagueurs à l'automne 2014, qui a eu un impact à la baisse de près  
4 de 11 M\$.

5 Pour ce qui est de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016, les  
6 prévisions sont en grande partie basées sur les données réelles de 2014,  
7 corrigées de l'impact de la grève des élagueurs. En effet, l'année 2014  
8 témoigne de la nouvelle stratégie<sup>7</sup> du Distributeur en matière de maîtrise de la  
9 végétation.

25.2 Veuillez expliquer et justifier l'ajout d'un montant additionnel de près de 6 M\$  
nécessaire pour la mise en conformité des parcs à carburant dans les centrales en  
réseaux autonomes.

**Réponse :**

10 Les travaux prévus pour la mise en conformité des parcs à carburant  
11 permettront la mise aux normes des bâtiments, conformément au *Règlement*  
12 *sur les systèmes de stockage de produit pétrolier et de produit apparenté*  
13 *sous la responsabilité de la Régie du bâtiment du Québec.*

14 Ces travaux concernent principalement le réaménagement des bâtiments afin  
15 d'accroître la résistance au feu. Il s'agit entre autres du remplacement de  
16 revêtements intérieurs, de l'installation de nouvelles portes certifiées, de  
17 l'installation de nouveaux systèmes de ventilation, de la construction de  
18 nouveaux puits de captation des liquides et des travaux afférents.

<sup>7</sup> Voir la pièce HQD-2, document 1 (B-0013), page 6.

1            **Afin de réaliser le plan de mise en conformité des bâtiments des parcs à**  
2            **carburants dans les centrales en réseaux autonomes, des travaux seront**  
3            **réalisés dans neuf bâtiments sur une période de trois ans. Le Distributeur**  
4            **réalisera des travaux dans huit de ces bâtiments en 2015 et 2016 pour des**  
5            **montants respectifs de 3 M\$ et 6 M\$.**

**26. Références :** (i) Pièce B-0028, p. 5, tableau 1;  
(ii) Pièce B-0028, p. 5.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des « Autres charges directes » pour les années 2014 à 2016, dont les « Services professionnels et autres » :

Année historique 2014 :	91,8 M\$
D-2015-018 :	88,8 M\$
Année de base 2015 :	108,2 M\$
Année témoin 2016 :	108,2 M\$

(ii) Le Distributeur explique la variation des « Autres charges directes » entre l'année de base 2015 et le montant reconnu en 2015 (D-2015-018), comme suit :

*« Les coûts relatifs aux activités de base augmentent de 10,2 M\$, soit une hausse de 3,6 %. Cette hausse reflète le fait que le Distributeur ne prévoit pas être en mesure de réaliser la réduction de la charge provenant des services professionnels demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018. D'ailleurs, les besoins en services professionnels se maintiennent en 2016. [...] ».*

**Demandes :**

26.1 Veuillez expliquer la hausse de 16,4 M\$ (17,9 %) entre l'année historique 2014 et l'année de base 2015, l'année témoin 2016.

**Réponse :**

6            **Le tableau R-26.1 présente l'évolution des charges reliées aux « Services**  
7            **professionnels et autres » pour les années 2014 à 2016.**

**TABLEAU R-26.1 :**  
**ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES AUX « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)**

	2014 Année historique	2015 D-2015-018	2015 Année de base	2016 Année témoin
Activités de base	70,8	54,6	70,7	72,7
Éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	21,0	34,2	37,5	35,5
Services professionnels et autres	91,8	88,8	108,2	108,2

1 Comme le démontre le tableau R-26.1, la hausse de 16,4 M\$ s'explique en  
2 totalité par la variation des charges reliées aux éléments spécifiques et  
3 activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

4 Les charges de « Services professionnels et autres » pour les activités de  
5 base de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016 sont établies en  
6 fonction des besoins du Distributeur. Elles sont comparables aux charges  
7 réelles de l'année historique 2014.

8 Ce tableau démontre également que les charges des activités de base  
9 reconnues par la Régie pour 2015 ne sont pas suffisantes pour répondre aux  
10 besoins du Distributeur pour 2015 et 2016. Le montant autorisé par la Régie  
11 en 2015 pour les activités de base est près de 16 M\$ plus bas que ceux de  
12 l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016, ce qui reflète principalement  
13 la coupure de 10 M\$ que le Distributeur n'est pas en mesure de réaliser, tant  
14 en 2015 qu'en 2016.

26.2 Veuillez justifier le fait que « le Distributeur ne prévoit pas être en mesure de réaliser la réduction de la charge provenant des services professionnels demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018 » (référence (ii)).

Réponse :

15 Voir la réponse à la question 26.1.

16 Voir également la réponse à la question 6.3.

26.3 Veuillez fournir la prévision neuf mois réels et 3 mois projetés pour l'année 2015 des « Services professionnels et autres ». Veuillez indiquer distinctement les neuf mois réels du 1<sup>er</sup> janvier au 30 septembre 2015.

Réponse :

17 Le tableau R-26.3 présente la prévision neuf mois réels et trois mois projetés  
18 (9-3) pour l'année 2015 des « Services professionnels et autres » selon les  
19 « Activités de bases » et les « Éléments spécifiques ».

**TABLEAU R-26.3**  
**RÉEL ET PROJECTION DES**  
**« SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)**

	2015		
	Neufs mois réels	Trois mois projetés	Total
Activités de base	39,8	30,9	70,7
Éléments spécifiques	17,1	13,4	30,5
<b>Total</b>	<b>56,9</b>	<b>44,3</b>	<b>101,2</b>

1 Comme le démontre le tableau R-26.3, la prévision 9-3 des charges de  
2 « Services professionnels et autres » totalise 101,2 M\$. Cette prévision  
3 présente une réduction de 7 M\$ comparativement aux 108,2 M\$ de l'année de  
4 base 2015. Cet écart s'explique par une réduction des coûts liés aux  
5 interventions en efficacité énergétique, principalement ceux associés au volet  
6 *Sensibilisation intégrée* pour le marché résidentiel. De plus, le déploiement du  
7 programme *Charges interruptibles résidentielles* ne débutera qu'en 2016. Son  
8 repositionnement dépendra des nouvelles orientations du prochain plan  
9 stratégique de l'entreprise, qui auront possiblement des impacts sur les  
10 modalités et les coûts éventuels du programme.

11 Le Distributeur tient toutefois à préciser que les besoins présentés à l'année  
12 témoin 2016 pour les interventions en efficacité énergétique demeurent les  
13 mêmes.

14 La prévision de 101,2 M\$ est la somme de 56,9 M\$ pour les neuf mois réels de  
15 l'année 2015 et de 44,3 M\$ pour les trois mois projetés. Historiquement, les  
16 charges totales des trois derniers mois de l'exercice financier sont d'environ  
17 30 M\$. L'écart s'explique par un montant de l'ordre de 14 M\$ de charges  
18 prévues en « Services professionnels et autres » dont les services seront  
19 réalisés par des fournisseurs internes et imputés en facturation interne.

### CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

27. Référence : Pièce B-0068, p. 60 et 61.

#### Préambule :

« Le Distributeur confirme que les données relatives à l'année témoin 2016 sont projetées. En effet, les ententes clients-fournisseurs sont établies en fonction des éléments suivants :

- Les coûts de nature variables liés au volume consommé sont déterminés sur la base des besoins prévus par le Distributeur en tenant compte des orientations et des faits nouveaux connus au moment d'établir les projections (produits à la consommation).
- Les coûts de nature fixe représentent l'enveloppe de coûts prévus du fournisseur répartis aux unités selon différentes bases de facturation (produits forfaitaires).

Pour les produits à la consommation, la facturation s'effectue en fonction du volume réellement consommé. Pour les produits forfaitaires, les montants facturés au Distributeur sont ceux convenus à l'entente clients-fournisseurs.

Le Distributeur rappelle que les réductions de coûts récurrentes sont incorporées dans les ententes clients-fournisseurs des années subséquentes, le cas échéant. » [nous soulignons]

#### **Demandes :**

27.1 Veuillez indiquer que les possibles écarts de facturation relatifs aux ententes clients-fournisseurs sont reliés uniquement aux écarts de volume. Veuillez expliquer.

#### **Réponse :**

1            **Le Distributeur confirme que les possibles écarts de facturation relatifs aux**  
2            **ententes client-fournisseurs sont reliés uniquement aux écarts de volume.**

3            **Au cours du premier semestre de l'année de base, des discussions ont lieu**  
4            **entre le Distributeur et les fournisseurs de services quant aux besoins pour**  
5            **les produits à la consommation et les éléments nouveaux pouvant avoir un**  
6            **impact sur les niveaux de services requis pour les produits forfaitaires.**

7            **Puisque le Distributeur a le contrôle sur le volume consommé, les écarts de**  
8            **volume relèvent de sa responsabilité. C'est donc le volume réel des produits**  
9            **consommés qui est facturé au Distributeur et il peut en résulter des écarts**  
10           **entre le volume planifié et le volume réel.**

27.2 Veuillez confirmer que les possibles écarts de prix relatifs à la facturation des ententes clients-fournisseurs pour l'année témoin 2016 ne seraient ni incorporés dans l'année de base 2016 du prochain dossier tarifaire ni dans l'année historique du rapport annuel 2016. Veuillez expliquer.

#### **Réponse :**

11           **Le Distributeur confirme que les possibles écarts de prix relatifs à la**  
12           **facturation des ententes clients-fournisseurs pour l'année témoin 2016**  
13           **n'auraient aucun impact sur les charges d'exploitation de l'année de base**  
14           **2016 du prochain dossier tarifaire ni sur celles de l'année historique du**  
15           **rapport annuel 2016. Le Distributeur rappelle que les prix sont établis à partir**  
16           **du coût complet, que l'élément de coût le plus volatile est la charge de retraite**  
17           **et que celle-ci fait l'objet d'un compte d'écart réglementaire depuis 2011.**

27.3 Pour les produits forfaitaires, veuillez confirmer que les ententes clients-fournisseurs sont établies en mode prévisionnel et ne sont pas révisées en cours d'année avec les données les plus récentes ou réelles. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur confirme que les ententes clients-fournisseurs sont établies**  
2            **en mode prévisionnel avec l'information connue au moment d'établir les**  
3            **projections. Les principales hypothèses tels l'inflation, l'impact des**  
4            **conventions collectives dans la détermination des salaires et la charge de**  
5            **retraite sont en lien avec celles utilisées par le Distributeur.**

6            **La nature des coûts étant principalement fixe, les ententes ne sont pas**  
7            **révisées en cours d'année. Par contre, le Distributeur rappelle que les efforts**  
8            **d'amélioration qui résultent en des gains d'efficience et des réductions de**  
9            **coûts récurrents sont incorporés dans les revenus requis des années**  
10           **subséquentes.**

27.4 Veuillez estimer la proportion des coûts de nature variable et des coûts de nature fixe associés aux charges des services partagés.

**Réponse :**

11           **Parmi l'ensemble des charges de services partagés du Distributeur, la part**  
12           **des produits à la consommation, dont la nature des coûts est essentiellement**  
13           **variable en fonction des volumes, est de l'ordre de 25 % alors que la part des**  
14           **produits forfaitaires, dont la nature des coûts est principalement fixe, est de**  
15           **l'ordre de 75 %. Le Distributeur rappelle qu'il est facturé sur la base des**  
16           **volumes réels des produits consommés.**

**28. Référence :** Pièce B-0029, p. 8.

**Préambule :**

Tableau 3 – Ajustement au titre du rendement sur les actifs du CSP (M\$);

Tableau 4 – Ajustement au titre du rendement sur les actifs du groupe Technologie (M\$).

**Demandes :**

28.1 Pour chacun des tableaux au préambule, veuillez expliquer la hausse de la base de tarification du fournisseur de 2014 à 2016.

Réponse :

1 Le tableau R-28.1 présente la variation des bases de tarification des  
2 fournisseurs, qui s’explique comme suit :

- 3 • Pour le CSP, la hausse s’explique par des mises en service dans les  
4 domaines de l’immobilier et du transport ;
- 5 • Pour le groupe Technologie, la hausse est principalement attribuable au  
6 nouveau centre de traitement des données d’Hydro-Québec, à la mise en  
7 service du projet Évolution du poste de travail (EPT), au rehaussement et la  
8 mise à jour des mécanismes de sécurité existants ainsi qu’au projet Accès  
9 sans fil.

**TABLEAU R-28.1 :**  
**RENDEMENT DES FOURNISSEURS – VARIATION DE LA BASE DE TARIFICATION**

BASE DE TARIFICATION	Année historique	Année témoin	Variation
	2014	2016	2014-2016
CSP	190,6	194,7	4,1
Groupe Technologie	314,9	443,7	128,8

28.2 Pour chacun des tableaux au préambule, veuillez expliquer la variation de la quote-part du Distributeur de 2014 à 2016.

Réponse :

10 Le tableau R-28.2 présente la variation de la quote-part du Distributeur, qui  
11 s’explique comme suit :

- 12 • La hausse de la quote-part du Distributeur dans le rendement du CSP  
13 s’explique par le caractère atypique de l’année 2014. La consommation  
14 plus importante d’autres unités d’Hydro-Québec en matière d’expertise  
15 immobilière a contribué à réduire la quote-part du Distributeur en 2014.  
16 N’eut été cet élément exceptionnel, la quote-part du Distributeur serait  
17 passée de 29,6 % en 2014 à 31,4 % en 2016, soit une hausse de  
18 seulement 1,8 %;
- 19 • Pour le groupe Technologie, la baisse de la quote-part du Distributeur  
20 est principalement attribuable à la diminution de la valeur nette des  
21 immobilisations des radios mobiles, dont le Distributeur est le principal  
22 utilisateur.

**TABLEAU R-28.2 :  
RENDEMENT DES FOURNISSEURS – VARIATION DE LA QUOTE-PART DU DISTRIBUTEUR**

QUOTE-PART DU DISTRIBUTEUR	Année historique	Année témoin	Variation
	2014	2016	2014-2016
CSP	27,7%	31,4%	3,7%
Groupe Technologie	41,3%	38,9%	-2,4%

**EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR**

- 29. Références :** (i) Pièce B-0030, p. 5;  
(ii) Pièce B-0013, p. 5 à 9;  
(iii) Pièce B-0013, p. 10.

**Préambule :**

- (i) Tableau 1 – Évolution du ratio Charges de services partagés par abonnement au Québec pour les années 2012 à 2016.
- (ii) Section 1 – Plan intégré d'amélioration de l'efficacité.
- (iii) Tableau 3 – Indicateurs d'efficacité privilégié par le Distributeur.

**Demandes :**

29.1 Pour la période 2012-2016 ainsi que pour 2015-2016, veuillez comparer la croissance annuelle moyenne des charges de services partagés (\$) par abonnement pour le CSP et pour le groupe Technologie avec la variation annuelle moyenne du coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement du Distributeur. Veuillez commenter.

**Réponse :**

- 1 **Le tableau R-29.1 présente les croissances annuelles moyennes du coût total**  
2 **par abonnement de Distribution et SALC, ainsi que des charges des services**  
3 **partagés pour les périodes 2012-2016 et 2015-2016.**

**TABLEAU R-29.1 :**  
**INDICATEURS COÛT TOTAL DISTRIBUTION ET SALC**  
**ET CHARGES DES SERVICES PARTAGÉS PAR ABONNEMENT**

INDICATEURS	Année historique	D-2015-018	Année témoin	Croissance annuelle moyenne	Croissance annuelle moyenne
	2012	2015	2016	2012-2016	2015-2016
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	539	547	506	-1,6%	-7,5%
Charges des services partagés (\$) par abonnement	125,68	126,35	121,22	-0,9%	-4,1%
Centre de services partagés	38,40	39,52	38,26	-0,1%	-3,2%
Groupe Technologie	54,73	55,21	52,46	-1,1%	-5,0%

1           **La décroissance des charges des services partagés a contribué à la**  
2           **diminution des coûts de distribution, et ce, tant pour la période 2012-2016 que**  
3           **2015-2016.**

4           **Le Distributeur tient à préciser que le nombre d’abonnements n’est pas**  
5           **directement corrélé aux charges de services partagés, une portion de ces**  
6           **charges étant fixe.**

29.2 Veuillez préciser les moyens qu’utilise le Distributeur pour s’assurer d’obtenir auprès des fournisseurs internes des prix qui soient concurrentiels par rapport à ceux offerts sur le marché.

**Réponse :**

7           **Le Distributeur applique la directive d’entreprise selon laquelle l’utilisation**  
8           **des services internes doit être privilégiée pour toute demande de produits et**  
9           **services compris dans leurs champs d’activités. De plus, il y est également**  
10           **stipulé que le service doit être réalisé à moindre coût par le fournisseur**  
11           **interne.**

12           **Pour le CSP, un balisage est effectué à tous les quatre ans. Comme prévu au**  
13           **calendrier réglementaire, le prochain balisage sera déposé lors du dossier**  
14           **tarifaire 2017-2018. Par ailleurs, l’analyse des coûts unitaires lors de**  
15           **l’établissement des ententes permet au Distributeur de s’assurer qu’il obtient**  
16           **les biens et services à des prix concurrentiels par rapport à ceux offerts sur le**  
17           **marché.**

18           **Pour les projets de développement touchant les technologies de l’information,**  
19           **le Distributeur acquiert des solutions de marché éprouvées, lorsqu’elles**  
20           **existent.**

29.3 Veuillez indiquer si le Distributeur planifie se procurer à l’externe certains biens et services présentement fournis par les fournisseurs internes. Veuillez élaborer.

Réponse :

1                   **Voir la réponse à la question 29.2.**

29.4 Tel que le fait le Distributeur (référence (ii)), veuillez présenter des plans intégrés d'amélioration de l'efficacité pour le CSP, le groupe Technologie et les Unités corporatives. Veuillez notamment présenter pour chacun un plan d'optimisation des effectifs, un plan de réalisation de gains d'efficacité, ainsi que des objectifs de croissance des indicateurs sur une période donnée.

Réponse :

2                   **L'efficacité des fournisseurs est intégrée à même le plan global d'efficacité**  
3                   **du Distributeur. Les fournisseurs y contribuent en mettant en œuvre des**  
4                   **initiatives afin d'optimiser leurs processus et modèle d'affaires.**

5                   **Les principales initiatives du groupe Technologie sont :**

- 6                   • **L'intégration et la consolidation des pôles de télécommunications et**  
7                   **des technologies de l'information, qui devraient permettre le**  
8                   **regroupement des activités semblables tout en offrant un service**  
9                   **coordonné et efficace pour les utilisateurs ;**
- 10                  • **La réduction du nombre de plateformes et d'applications à l'échelle de**  
11                  **l'entreprise ;**
- 12                  • **L'utilisation optimale des actifs en télécommunications et en**  
13                  **technologies de l'information ;**
- 14                  • **La révision de la stratégie d'acquisition de services externes.**

15                  **Le CSP poursuit ses activités d'efficacité par :**

- 16                  • **L'utilisation optimale des espaces de son parc immobilier ;**
- 17                  • **L'ajustement du niveau de services de ses magasins (dépôts, libre-**  
18                  **service et consignation) ;**
- 19                  • **L'implantation de nouvelles technologies favorisant l'utilisation de**  
20                  **nouveaux outils plus performants, par exemple un nouveau catalogue**  
21                  **électronique ;**
- 22                  • **La mise en place de stratégies d'approvisionnement afin de réduire le**  
23                  **coût d'acquisition des biens et services consommés par l'ensemble de**  
24                  **l'entreprise ;**
- 25                  • **La réduction du coût d'acquisition des véhicules ainsi que la**  
26                  **prolongation de leur durée de vie.**

27                  **Les unités corporatives, pour leur part, mettent de l'avant un processus**  
28                  **d'amélioration continue afin d'offrir une meilleure performance dans leurs**

1            **activités. Les pistes d'optimisation spécifiques qui génèrent des gains**  
2            **d'efficacité sont prises en compte dans les demandes tarifaires.**

3            **L'ensemble de ces initiatives contribuent à l'amélioration de l'efficacité du**  
4            **Distributeur.**

- 30. Références :** (i) Pièce B-0030, p. 7;  
(ii) Pièce B-0029, p. 9 et 10;  
(iii) Pièce B-0029, p. 10 et 11.

**Préambule :**

- (i) Tableau 3 – Coût d'exploitation des espaces (\$/m<sup>2</sup>).  
Tableau 5 – Coût d'entretien (\$) / véhicule équivalent.
- (ii) Tableau 5 – Revenus 2014 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$).  
Tableau 6 – Revenus 2015 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$).  
Tableau 7 – Revenus 2016 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$).
- (iii) Tableau 8 – Volumes facturés 2014.  
Tableau 9 – Volumes facturés 2015.  
Tableau 10 – Volumes facturés 2016.

**Demandes :**

30.1 À partir des références (ii) et (iii), la Régie calcule un coût d'exploitation des espaces de 129,98 \$/m<sup>2</sup> en 2014 et de 131,14 \$/m<sup>2</sup> en 2016, pour une variation annuelle moyenne de 0,4 %. Pour sa part, le CSP présente un coût d'exploitation des espaces de 124,1 \$/m<sup>2</sup> en 2014 et de 117,6 \$/m<sup>2</sup> en 2016, pour une variation annuelle moyenne de -2,7 %. Veuillez commenter la différence de résultats.

**Réponse :**

5            **La différence entre les deux résultats découle du choix du numérateur utilisé**  
6            **pour le calcul du ratio. La Régie utilise le revenu facturé par le CSP, tel qu'il**  
7            **est présenté à la référence (ii), alors que le ratio de la référence (i) repose sur**  
8            **le coût d'exploitation des espaces, présenté à la page 15 de la pièce HQD-8,**  
9            **document 4.1 (B-0030), qui exclut notamment les coûts d'aménagement et**  
10           **d'expertise immobilière.**

30.2 Veuillez préciser, pour les années 2012 à 2016, la répartition du parc immobilier (en nombre et en m<sup>2</sup>) dans chacune des régions administratives du Québec.

**Réponse :**

11           **Le tableau R-30.2 présente la répartition du parc immobilier en nombre de**  
12           **bâtiments et en m<sup>2</sup> pour les espaces loués et ceux dont le Distributeur est**

1            **propriétaire. Dans le cours normal de ses affaires, le Distributeur répartit ses**  
 2            **propriétés en deux régions, soit Montréal et le reste du Québec. La notion de**  
 3            **régions administratives du Québec ne fait pas partie de la structure d'affaires**  
 4            **du Distributeur.**

**TABLEAU R-30.2 :  
RÉPARTITION DU PARC IMMOBILIER (NOMBRE DE BÂTIMENTS ET M<sup>2</sup>)**

	Années historiques						Année de base		Année témoin	
	2012		2013		2014		2015		2016	
	Nombre de bâtiments HQD	m <sup>2</sup>								
Location et siège social	s/o	30 185	s/o	25 954	s/o	25 768	s/o	25 400	s/o	21 752
Propriétés en province	219	360 403	219	365 826	219	366 440	218	366 360	217	365 291
Propriétés à Montréal	17	110 484	17	112 114	18	114 796	18	114 803	16	114 673
<b>Total</b>	<b>236</b>	<b>501 072</b>	<b>236</b>	<b>503 893</b>	<b>237</b>	<b>507 004</b>	<b>236</b>	<b>506 563</b>	<b>233</b>	<b>501 716</b>

30.3 Veuillez présenter, pour les années 2012 à 2016, le coût d'exploitation des espaces (\$/m<sup>2</sup>) dans la région de Montréal, de Québec et les autres régions administratives de la province. Veuillez expliquer les résultats et commenter les différences entre les régions.

**Réponse :**

5            **Le tableau R-30.3 présente les coûts d'exploitation des espaces (\$/m<sup>2</sup>) dans**  
 6            **les différentes régions sur la période 2012 à 2016.**

**TABLEAU R-30.3 :  
COÛTS D'EXPLOITATION DES ESPACES (\$/M<sup>2</sup>)**

Coût / m <sup>2</sup>	Années historiques			Année de base	Année témoin
	2012	2013	2014	2015	2016
Location et siège social	424,0 \$	437,0 \$	452,0 \$	434,0 \$	424,0 \$
Propriétés en province	103,3 \$	105,9 \$	107,6 \$	105,0 \$	101,9 \$
Propriétés à Montréal	99,3 \$	101,9 \$	102,9 \$	112,9 \$	109,6 \$
<b>Total</b>	<b>121,8 \$</b>	<b>122,1 \$</b>	<b>124,1 \$</b>	<b>123,3 \$</b>	<b>117,6 \$</b>

7            **Le coût d'exploitation des espaces en location inclut le coût des baux et une**  
 8            **portion des taxes foncières, alors que le coût d'exploitation du siège social**  
 9            **inclut des taxes foncières, des frais financiers et de l'amortissement.**

10           **Dans le cas des propriétés du Distributeur, le coût d'exploitation couvre**  
 11           **uniquement l'entretien de la propriété. Les charges associées aux taxes**

1                    **foncières, frais financiers et amortissement sont présentées dans d'autres**  
2                    **rubriques des revenus requis du Distributeur.**

30.4 À partir des références (ii) et (iii), la Régie calcule un coût d'entretien par véhicule de 13 624 \$ en 2014 et de 15 006 \$ en 2016, pour une variation annuelle moyenne de 4,9 %. Pour sa part, le CSP présente un coût d'entretien par véhicule de 3 386 \$ en 2014 et de 3 394 \$ en 2016, pour une variation annuelle moyenne de 0,1 %. Veuillez commenter la différence de résultats.

**Réponse :**

3                    **Le ratio calculé par la Régie met en relation les revenus totaux du CSP et le**  
4                    **nombre de véhicules composant le parc du Distributeur de la référence (ii),**  
5                    **alors que le coût d'entretien par véhicule équivalent de la référence (i) met en**  
6                    **relation uniquement le coût d'entretien et le nombre de véhicules équivalents.**  
7                    **Comme expliqué à la page 18 de la pièce HQD-8, document 4.1 (B-0030), la**  
8                    **conversion du parc de véhicules en nombre de véhicules équivalents permet**  
9                    **de tenir compte de la charge de travail en fonction des différentes catégories**  
10                   **de véhicules et des besoins afférents.**

11                   **En outre, les revenus du CSP incluent, en plus de l'entretien des véhicules,**  
12                   **ceux relatifs à leur modification et à leur réparation.**

30.5 Veuillez préciser si le coût des combustibles (essence, diesel, etc.) est inclus dans le coût d'entretien des véhicules.

**Réponse :**

13                   **Le coût des combustibles n'est pas inclus dans celui d'entretien des**  
14                   **véhicules.**

30.6 Veuillez préciser, pour les années 2012 à 2016, le nombre de véhicules par catégorie.

**Réponse :**

15                   **Le tableau R-30.6 présente le nombre total de véhicules du Distributeur par**  
16                   **catégories de même que le nombre de véhicules équivalents, sur la période**  
17                   **2012 à 2016.**

**TABLEAU R-30.6 :  
NOMBRE DE VÉHICULES PAR CATÉGORIES ET NOMBRE DE VÉHICULES ÉQUIVALENTS**

Catégories de véhicules	2012	2013	2014	2015	2016
Véhicules légers	1 575	1 502	1 502	1 510	1 459
Véhicules spécialisés	962	953	920	920	948
Véhicules utilitaires	842	835	838	837	845
<b>TOTAL</b>	<b>3 379</b>	<b>3 290</b>	<b>3 259</b>	<b>3 267</b>	<b>3 252</b>
<b>Nombre de véhicules équivalents</b>	<b>12 726</b>	<b>12 948</b>	<b>12 947</b>	<b>12 622</b>	<b>12 730</b>

30.7 Pour le domaine Services de transport, veuillez calculer les données de l'indicateur suivant pour les années 2012 à 2016, de même que la variation annuelle moyenne sur cette période :

- Nombre de véhicules équivalents / Effectif dédié.

Réponse :

1            **Il est impossible de calculer le nombre de véhicules équivalents par effectif**  
 2            **dédié. Les effectifs des ateliers d'entretien des véhicules ne sont pas dédiés**  
 3            **uniquement au Distributeur. De plus, le CSP a aussi recours à des ressources**  
 4            **externes.**

30.8 Veuillez commenter l'opportunité d'utiliser cet indicateur à l'avenir.

Réponse :

5            **Voir la réponse à la question 30.7.**

- 31. Références :** (i) Pièce B-0030, p. 8;  
 (ii) Pièce B-0029, p. 11.

**Préambule :**

- (i) Tableau 6 – Coût de gestion du CSP (\$) / Matériel consommé (\$).  
 (ii) Tableau 10 – Volumes facturés 2016.

**Demandes :**

31.1 Pour le domaine Gestion du matériel du CSP, veuillez calculer les données de l'indicateur suivant pour les années 2012 à 2016, de même que la variation annuelle moyenne sur cette période :

- Coût de gestion du matériel CSP (\$)/Effectif dédié.

**Réponse :**

1           Le ratio Coût de gestion du matériel CSP (\$) par effectif dédié n'est pas  
2           représentatif de l'ensemble des activités liées à la gestion du matériel puisque  
3           les effectifs dédiés ont trait uniquement aux services directs aux clients dits  
4           de première ligne (services aux comptoirs).

5           Des ratios comme le Coût de gestion par dollar consommé ou le Nombre de  
6           transactions par magasin sont plus représentatifs pour rendre compte du coût  
7           unitaire de l'ensemble des activités. D'ailleurs, le ratio Coût de gestion par  
8           dollar consommé est une référence dans l'industrie en matière de gestion du  
9           matériel.

31.2 Veuillez commenter l'opportunité d'utiliser cet indicateur à l'avenir.

**Réponse :**

10           **Voir la réponse à la question 31.1.**

- 32. Références :** (i) Pièce B-0030, p. 11;  
(ii) Pièce B-0030, p. 11.

**Préambule :**

(i) Tableau 10 – Coût du produit Poste de travail TIC par effectif (\$)

(ii) « *L'indicateur affiche une croissance annuelle moyenne de 10,4 % entre 2012 et 2016. Cette croissance découle principalement du projet Évolution du poste de travail (EPT), du transfert de l'application Web HydroDoc du CSP, du programme de sécurité TIC et du projet Accès sans fil. En excluant ces éléments, la variation annuelle moyenne aurait été de 5,2 %. La diminution du nombre d'effectifs de 3,9 % dans l'entreprise exerce également une pression à la hausse sur le résultat de l'indicateur* ».

**Demande :**

32.1 Veuillez présenter différentes mesures d'efficience à implanter afin de réduire la variation annuelle moyenne de cet indicateur à un niveau égal ou inférieur à l'inflation.

**Réponse :**

11           **Voir la réponse à la question 29.4.**

**AUTRES CHARGES**

- 33. Références :** (i) Pièce B-0032, p. 5;  
(ii) Pièce B-0032, p. 6;  
(iii) Pièce B-0032, p. 8;  
(iv) Pièce B-0068, p. 65.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1 l'évolution des autres charges, dont les achats de combustibles :

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

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Achats de combustible <sup>1</sup>	93,8	104,0	104,0	88,1
Achats de combustible	104,4	96,4	93,3	92,9
Compte d'écarts 2012	(3,5)			
Compte d'écarts 2013	(0,8)	(0,3)	(0,3)	
Compte d'écarts 2014	(6,3)	7,9	7,9	(1,7)
Compte d'écarts 2015			3,1	(3,1)

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 2 le détail des coûts et volumes de combustibles :

**TABLEAU 2 :  
DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE**

Description	Année historique 2014		2015				Année témoin 2016	
	Réel		D-2015-018		Année de base			
	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres
Mazout - Réseaux autonomes	82,3	76,5	77,2	77,1	72,8	78,5	72,5	77,9
Interventions en efficacité énergétique ( Compensation mazout - PUEÉRA )	15,4		12,0		12,6		13,1	
Groupes électrogènes de secours	6,4	2,7	6,5	3,0	7,6	3,0	7,0	3,0
Location et entretien	3,5		4,0		5,1		4,4	
Combustible	2,9	2,7	2,5	3,0	2,5	3,0	2,6	3,0
Rapides-des-Joachims	0,3		0,7		0,3		0,3	
<b>Total</b>	<b>104,4</b>		<b>96,4</b>		<b>93,3</b>		<b>92,9</b>	

- (iii) Le Distributeur présente au Tableau 3 une comparaison des prix du baril de pétrole WTI pour l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016 :

TABLEAU 3 :  
COMPARAISON DES PRIX DU BARIL DE PÉTROLE WTI

	WTI en \$US/baril
<u>Année historique 2014</u> Prix moyen observé en 2014	93,17
<u>Année 2015 (D-2015-018)</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2014 portant sur 2015	91,57
<u>Année de base 2015</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2015 portant sur les mois de mai à décembre 2015	57,17
<u>Année de base 2015</u> Prévision de l'EIA	54,58
<u>Année témoin 2016</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2015 portant sur 2016	61,37
<u>Année témoin 2016</u> Prévision de l'EIA	71,00

(iv) En réponse à la question 25.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie, le Distributeur répond ce qui suit :

*« Le Distributeur a retenu dans le présent dossier la prévision des prix du WTI de l'EIA afin d'harmoniser la prévision des coûts de combustible utilisée pour estimer le budget dédié aux achats de combustible avec celle permettant de déterminer les coûts évités des réseaux autonomes. »*

**Demandes :**

33.1 Veuillez déposer une mise à jour du tableau 3 de la référence (iii) avec la prévision la plus récente des prix du WTI par l'EIA, et avec la mise à jour correspondante de la prévision des prix du WTI selon la moyenne des prix à terme, le tout pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

**Réponse :**

1                    **Le tableau R-33.1 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-33.1 :  
COMPARAISON DES PRIX DU BARIL DE PÉTROLE WTI**

	WTI en \$US/baril
<b><u>Année historique 2014</u></b> Prix moyen observé en 2014	93,17
<b><u>Année 2015 (D-2015-018)</u></b> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2014 portant sur 2015	91,57
<b><u>Année de base 2015</u></b> Moyenne des prix à terme du mois de septembre 2015 portant sur les mois d'octobre à décembre 2015	41,60
<b><u>Année de base 2015</u></b> Prévision de l'EIA*	49,53
<b><u>Année témoin 2016</u></b> Moyenne des prix à terme du mois de septembre 2015 portant sur 2016	49,50
<b><u>Année témoin 2016</u></b> Prévision de l'EIA*	53,57

\* Short-Term Energy Outlook (révision d'octobre 2015)

33.2 Veuillez déposer une mise à jour des tableaux 1 et 2 des références (i) et (ii) respectivement, pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016, avec votre mise à jour des prix du WTI selon l'EIA de même qu'avec la mise à jour correspondante de la prévision des prix du WTI selon la moyenne des prix à terme.

**Réponse :**

- 1 Les tableaux R-33.2-A et R-33.2-B présentent l'information demandée avec la
- 2 mise à jour des prix du WTI selon l'EIA.

**TABLEAU R-33.2-A :  
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES – PRIX DU WTI SELON L'EIA (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
<b>Achats de combustible</b>	<b>93,8</b>	<b>104,0</b>	<b>104,0</b>	<b>69,5</b>
Achats de combustible	104,4	96,4	90,7	76,9
Compte d'écarts 2012	(3,5)			
Compte d'écarts 2013	(0,8)	(0,3)	(0,3)	
Compte d'écarts 2014	(6,3)	7,9	7,9	(1,7)
Compte d'écarts 2015			5,7	(5,7)

**TABLEAU R-33.2-B :  
DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE – PRIX DU WTI SELON L'EIA**

Description	Année historique 2014		2015				Année témoin 2016	
	Réal		D-2015-018		Année de base		M\$	M Litres
	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres		
Mazout - Réseaux autonomes	82,3	76,5	77,2	77,1	71,1	78,5	60,4	77,9
Interventions en efficacité énergétique ( Compensation mazout - PUEÉRA )	15,4		12,0		11,8		9,8	
Groupes électrogènes de secours	6,4	2,7	6,5	3,0	7,5	3,0	6,5	3,0
Location et entretien	3,5		4,0		5,1		4,4	
Combustible	2,9	2,7	2,5	3,0	2,4	3,0	2,1	3,0
Rapides-des-Joachims	0,3		0,7		0,3		0,3	
<b>Total</b>	<b>104,4</b>		<b>96,4</b>		<b>90,7</b>		<b>76,9</b>	

1           **Les tableaux R-33.2-C et R-33.2-D présentent l'information demandée avec la**  
 2           **mise à jour des prix du WTI selon la moyenne des prix à terme.**

**TABLEAU R-33.2-C :  
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES – PRIX DU WTI  
SELON LA MOYENNE DES PRIX À TERME (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
<b>Achats de combustible</b>	<b>93,8</b>	<b>104,0</b>	<b>104,0</b>	<b>61,6</b>
Achats de combustible	104,4	96,4	86,5	73,2
Compte d'écarts 2012	(3,5)			
Compte d'écarts 2013	(0,8)	(0,3)	(0,3)	
Compte d'écarts 2014	(6,3)	7,9	7,9	(1,7)
Compte d'écarts 2015			9,9	(9,9)

**TABLEAU R-33.2-D :**  
**DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE – PRIX DU WTI**  
**SELON LA MOYENNE DES PRIX À TERME**

Description	Année historique 2014		2015				Année témoin 2016	
	Réel		D-2015-018		Année de base		M\$	M Litres
	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres		
Mazout - Réseaux autonomes	82,3	76,5	77,2	77,1	68,5	78,5	57,6	77,9
Interventions en efficacité énergétique ( Compensation mazout - PUEÉRA )	15,4		12,0		10,4		9,0	
Groupes électrogènes de secours	6,4	2,7	6,5	3,0	7,3	3,0	6,4	3,0
Location et entretien	3,5		4,0		5,1		4,4	
Combustible	2,9	2,7	2,5	3,0	2,2	3,0	1,9	3,0
Rapides-des-Joachims	0,3		0,7		0,3		0,3	
<b>Total</b>	<b>104,4</b>		<b>96,4</b>		<b>86,5</b>		<b>73,2</b>	

33.3 Outre l'harmonisation de la méthodologie de prévision des coûts de combustible avec celle de la détermination des coûts évités des réseaux autonomes (référence (iv)), y a-t-il d'autres raisons qui motivent le changement de base de prévision du Distributeur? Veuillez élaborer.

Réponse :

1           **Le Distributeur utilise la prévision des prix du WTI de l'EIA pour les coûts**  
2           **évités en réseaux autonomes depuis le dossier R-3905-2014.**

3           **Précédemment, le Distributeur utilisait la moyenne des prix à terme du WTI**  
4           **pour les années disponibles sur le NYMEX et les indexait au taux de 2 % pour**  
5           **les années suivantes. Or, de nombreuses discussions ont eu lieu sur la**  
6           **pertinence de ce taux d'indexation, considéré trop faible. Afin de pallier cet**  
7           **inconvenient, le Distributeur retient désormais la prévision de long terme de**  
8           **l'EIA publiée chaque année au mois de mai. Dans le présent dossier, le taux**  
9           **de croissance annuel moyen pour la période 2015-2040 est de l'ordre de 5,5 %.**

33.4 Veuillez indiquer depuis quand le Distributeur utilise les prix du WTI de l'EIA pour la prévision des coûts de combustible permettant de déterminer les coûts évités des réseaux autonomes (référence (iv)).

Réponse :

10           **Voir la réponse à la question 33.3.**

34. **Références :** (i) Pièce B-0032, p. 10 et 11;  
 (ii) Décision D-2015-018, dossier R-3905-2014, phase 1, p. 162.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 4, le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs par catégories d'actifs ou projets sur la période 2014 à 2016.

**TABEAU 4 :  
 DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (M\$)**

	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
<b>Corroborations</b>	<b>4,8</b>	<b>2,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>
Poteaux	-	-	-	-
Conducteurs	0,2	-	-	-
Câbles	3,3	-	6,0	6,0
Transformateurs	1,3	1,0	1,0	1,0
Autres	-	1,0	1,0	1,0
<b>Appareils de mesure et autres</b>	<b>5,8</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>
Appareils de mesure	3,7	4,5	4,5	4,5
Revenus provenant de la vente d'actifs	(7,2)	(7,0)	(6,0)	(6,0)
Projets abandonnés et autres	9,3	10,5	9,5	9,5
<b>Total avant projets majeurs</b>	<b>10,6</b>	<b>10,0</b>	<b>16,0</b>	<b>16,0</b>
<b>Projet majeur - LAD</b>	<b>32,3</b>	<b>22,7</b>	<b>31,7</b>	<b>3,4</b>
<b>Total</b>	<b>42,9</b>	<b>32,7</b>	<b>47,7</b>	<b>19,4</b>

« Le Distributeur rappelle la nécessité d'effectuer les travaux de corroboration annuellement afin d'assurer l'intégralité des actifs en exploitation au registre des immobilisations. Pour l'année témoin 2016, le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs des travaux de corroboration à 8,0 M\$, sur la base de la moyenne des travaux des années 2011 à 2015, soit 7,5 M\$. Le Distributeur souligne qu'il continue de mener annuellement à terme ses exercices de corroboration. Ce faisant, il estime ne pas être en mesure d'appliquer en 2015 la réduction des coûts relatifs aux corroboration demandées par la Régie dans sa décision D-2015-018. D'ailleurs, malgré les travaux de mise en place du projet LAD, les coûts de corroboration pour l'année historique 2014 auraient atteint environ 8,0 M\$ n'eut été d'un redressement du volume des câbles. » [nous soulignons]

- (ii) La Régie présente un extrait de sa décision D-2015-018 :

« [647] Questionné sur ce sujet, le Distributeur indique qu'en 2015, un montant global de 10 M\$ est nécessaire pour la réalisation des dossiers prévus au plan quinquennal, incluant les actifs de la catégorie Autres actifs. Le Distributeur précise que le niveau des sorties d'actifs peut varier d'une année à l'autre, selon les dossiers qui sont réalisés. Il souligne qu'en 2013, les sorties d'actifs découlant des exercices de corroboration ont été moindres que la tendance historique et, par conséquent, ne

*peuvent servir de base de comparaison avec la prévision de 2015. Il explique qu'une priorité a été accordée au suivi de l'impact du remplacement des appareils dans le cadre du déploiement du Projet LAD, reportant ainsi la réalisation de certains dossiers de corroboration.*

*[648] Le Distributeur ajoute que 2013 étant la première année de déploiement du Projet LAD, il a consacré ses efforts à la mise en place et au contrôle d'un processus de retrait massif d'actifs. L'implantation de ce processus étant complétée, le Distributeur peut, en 2014 et 2015, consacrer ses efforts à la poursuite de son plan quinquennal qui prévoit la corroboration de l'ensemble de ses actifs sur une période de cinq ans.*

*[649] Par ailleurs, le Distributeur informe la Régie qu'il modifie son calendrier de déploiement massif afin de compléter l'installation des 3,8 millions de CNG d'ici la fin de l'année 2016 plutôt qu'en 2018.*

*[650] Dans un contexte où le calendrier du Projet LAD est accéléré de deux ans, la Régie n'est pas convaincue que le Distributeur puisse consacrer ses efforts à la réalisation de certains dossiers de corroboration. Elle demande au Distributeur de réduire de 8 M\$ les coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année témoin 2015, afin de maintenir les coûts relatifs aux corroborations au même niveau que ceux de l'année historique 2013. »*

**Demandes :**

34.1 Veuillez compléter le tableau 4, en fournissant les données réelles des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour la période 2010 à 2014 ainsi que les données réelles du 1<sup>er</sup> janvier au 30 septembre 2015.

**Réponse :**

1                    **Le tableau R-34.1 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-34.1 :**  
**DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIE D'ACTIFS SUR LA PÉRIODE 2010 À 2015 (M\$)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015 (au 30 sept.)
<b>Corroborations</b>	<b>24,5</b>	<b>14,6</b>	<b>8,4</b>	<b>2,2</b>	<b>4,8</b>	<b>2,2</b>
<i>Poteaux</i>	<i>(0,4)</i>	<i>-</i>	<i>0,4</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Conducteurs</i>	<i>3,9</i>	<i>2,5</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>0,2</i>	<i>-</i>
<i>Câbles</i>	<i>16,7</i>	<i>10,2</i>	<i>7,4</i>	<i>2,2</i>	<i>3,3</i>	<i>2,2</i>
<i>Transformateurs</i>	<i>4,3</i>	<i>1,2</i>	<i>0,5</i>	<i>-</i>	<i>1,3</i>	<i>-</i>
<i>Autres</i>	<i>-</i>	<i>0,7</i>	<i>0,1</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<b>Appareils de mesure et autres</b>	<b>5,5</b>	<b>(0,9)</b>	<b>22,3</b>	<b>4,1</b>	<b>5,8</b>	<b>0,7</b>
<i>Appareils de mesure</i>	<i>4,5</i>	<i>2,8</i>	<i>2,5</i>	<i>4,6</i>	<i>3,7</i>	<i>2,3</i>
<i>Revenus provenant de la vente d'actifs</i>	<i>(8,9)</i>	<i>(10,3)</i>	<i>(9,8)</i>	<i>(8,4)</i>	<i>(7,2)</i>	<i>(4,3)</i>
<i>Projets abandonnés et autres</i>	<i>9,9</i>	<i>6,6</i>	<i>29,6</i>	<i>7,9</i>	<i>9,3</i>	<i>2,7</i>
<b>Total avant projets majeurs</b>	<b>30,0</b>	<b>13,7</b>	<b>30,7</b>	<b>6,3</b>	<b>10,6</b>	<b>2,9</b>
<b>Projet majeur - LAD</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,2</b>	<b>20,1</b>	<b>32,3</b>	<b>22,5</b>
<b>Total</b>	<b>30,0</b>	<b>13,7</b>	<b>30,9</b>	<b>26,4</b>	<b>42,9</b>	<b>25,4</b>

1           **Le Distributeur tient à souligner que le processus d'analyse des dossiers**  
 2           **découlant des exercices de corroboration s'échelonne tout au cours de**  
 3           **l'année. Ainsi, la finalisation de ces travaux, au cours du dernier trimestre de**  
 4           **l'année 2015, aura une incidence financière après le 30 septembre.**

34.2 Veuillez démontrer que le Distributeur n'est pas en mesure d'appliquer en 2015 la réduction de 8 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018, dans un contexte où le calendrier du Projet LAD est accéléré de deux ans.

**Réponse :**

5           **L'implantation d'un processus de retrait massif d'actifs dédiés au projet LAD**  
 6           **en 2013 concordait avec le début du déploiement de ce projet. La mise en**  
 7           **place de ce processus étant complétée, l'analyse des dossiers découlant des**  
 8           **exercices de corroboration se poursuit comme prévu dans le plan**  
 9           **quinquennal du Distributeur. Depuis 2014, et à la suite de l'implantation du**  
 10           **projet LAD, le Distributeur a effectué une réallocation des effectifs dédiés à la**  
 11           **réalisation des dossiers de corroboration, permettant maintenant de dissocier**  
 12           **la réalisation de ces dossiers du suivi du déploiement du projet LAD.**  
 13           **Conséquemment, la modification du calendrier de déploiement massif du**  
 14           **projet LAD n'a aucun impact sur les travaux des dossiers de corroboration de**  
 15           **l'année 2015. Le Distributeur ajoute qu'il prévoit mener à terme tous les**  
 16           **dossiers de corroboration prévus à son plan pour l'année 2015.**

**BASE DE TARIFICATION**

- 35. Références :** (i) Pièce B-0034;  
(ii) Pièce B-0064, p. 15 à 19;  
(iii) Rapports annuels 2004 à 2014, section « Base de tarification ».

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente le détail des bases de tarification pour la période de 2014 à 2016. Les moyennes des 13 soldes des bases de tarification totales sont énumérées ci-après :

Année historique 2014 :	10 550,5 M\$ (IFRS)
D-2015-018 :	10 688,8 M\$ (IFRS)
Année de base 2015 :	10 528,9 M\$ (US GAAP)
Année témoin 2016 :	10 683,0 M\$ (US GAAP)

(ii) En complément de preuve, le Distributeur présente une version révisée des bases de tarification de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016, sans l'impact du passage au US GAAP (maintien des IFRS). Les moyennes des 13 soldes des bases de tarification totales sont énumérées ci-après :

Année de base 2015 :	10 527,6 M\$ (IFRS)
Année témoin 2016 :	10 829,9 M\$ (IFRS)

(iii) À partir des données présentées aux références (i) à (iii), la Régie montre au tableau suivant, une comparaison des bases de tarification (selon la moyenne des 13 soldes) réelles et celles autorisées pour la période 2004 à 2014 ainsi que pour l'année de base 2015.

**Bases de tarification totales (moyenne des 13 soldes)**

(en M\$)	Données réelles	Données autorisées	Écarts
2016	10 683,0 (budget 2016) (3)		
2015	10 528,9 (4/8 2015) (3)	10 688,8	-159,9
2014	10 550,5	10 568,5 (1)	-18,0
2013	10 139,0	10 280,0	-141,0
2012	9 895,7	10 063,0	-167,3
2011	10 305,6	10 387,6	-82,0
2010	9 989,8	10 044,8 (2)	-55,0
2009	9 741,4	9 826,2	-84,8
2008	9 861,2	10 025,0	-163,8
2007	9 413,1	9 441,5	-28,4
2006	8 874,5	8 919,1	-44,6
2005	8 447,0	8 462,8	-15,8
2004	8 318,7	8 446,9	-128,3

Note 1 : Inclut une réduction globale de 100 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2014-037, p.102.

Note 2 : Inclut une réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022, p. 89.

Note 3 : Les données de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016 tiennent compte des modifications comptables découlant du passage aux US GAAP (dossier R-3927-2015).

**Demands :**

35.1 Veuillez quantifier et expliquer les composantes de l'écart de -146,9 M\$ entre les données de l'année témoin 2016 (US GAAP) et les données de l'année témoin 2016 (IFRS).

**Réponse :**

1           **Le tableau R-35.1 présente les composantes de l'écart de 146,9 M\$ entre**  
 2           **l'année témoin 2016 (US GAAP) et l'année témoin 2016 (IFRS).**

**TABLEAU R-35.1 :**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION (MOYENNE 13 SOLDES)**  
**ANNÉE TÉMOIN 2016 (US GAAP) VS ANNÉE TÉMOIN 2016 (IFRS).**

	Solde au 01/01/2016	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régul/ Retraits/ Fonds de roulement	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes
<b>Année témoin 2016 (US GAAP)</b>	<b>10 741,1</b>	<b>901,5</b>	<b>(781,3)</b>	<b>(37,0)</b>	<b>10 824,3</b>	<b>10 683,0</b>
Solde d'ouverture						
- Réévaluation OLMHS au 31 décembre 2014	8,0				8,0	8,0
- Amortissement révision des durées de vie utile 2015	(17,4)				(17,4)	(17,4)
- Amortissement OLMHS 2015	(0,3)				(0,3)	(0,3)
- Encaisse 2015	(0,6)				(0,6)	(0,6)
Révision des durées de vie utile 2016			(17,7)		(17,7)	(8,8)
Amortissement OLMHS 2016			(0,6)		(0,6)	(0,3)
Encaisse 2016				180,1	180,1	166,2
<b>Année témoin 2016 (IFRS)</b>	<b>10 730,8</b>	<b>901,5</b>	<b>(799,6)</b>	<b>143,1</b>	<b>10 975,9</b>	<b>10 829,9</b>
<b>Écart IFRS vs US GAAP</b>	<b>(10,3)</b>	<b>-</b>	<b>(18,3)</b>	<b>180,1</b>	<b>151,6</b>	<b>146,9</b>

35.2 Veuillez quantifier et expliquer les composantes de l'écart de +141,1 M\$ entre les données de l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu en 2015 (IFRS).

**Réponse :**

3           **Le tableau R-35.2 présente les composantes de l'écart de 141,1 M\$ entre**  
 4           **l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu en 2015 (IFRS).**

**TABLEAU R-35.2 :**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION (MOYENNE 13 SOLDES)**  
**ANNÉE TÉMOIN 2016 (IFRS) VS MONTANT RECONNU EN 2015 (IFRS)**

	2015					2016					Écart moy. 13 soldes	
	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Régl./Retraits/Fonds de roulement	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régl./Retraits/Fonds de roulement	Solde au 31/12/2016		Moy. 13 soldes
Montant reconnu 2015 (IFRS)	10 596,2	1 191,0	(818,4)	(59,8)	10 909,1	10 688,8						10 688,8
Année de base 2015 (IFRS) et Année témoin 2016 (IFRS)	10 497,2	1 124,3	(808,7)	(81,8)	10 730,8	10 527,6	901,5	(799,5)	143,1	10 975,9	10 829,9	10 829,9
Écart	(98,9)	(66,7)	9,7	(22,0)	(178,3)	(161,2)	901,5	(799,5)	143,1	10 975,9	10 829,9	141,1

L'écart de 141,1 M\$ s'explique comme suit :

**Année 2015**

Un écart de 161,2 M\$ provient des différences entre la base de tarification reconnue 2015 et celle de l'année de base 2015. Cet écart découle des éléments suivants :

- un solde d'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2015 inférieur de 98,9 M\$. Cet écart découle principalement des investissements et, par conséquent, des mises en services, moindres que prévu ;
- des prévisions de mises en service inférieures de 66,7 M\$ en 2015 entre le montant reconnu et l'année de base. Cet écart découle principalement de la révision du montant de la contribution aux projets en croissance du Transporteur, de l'augmentation du volume de compteurs installés dans le cadre du projet LAD et des impacts découlant de révisions des projets d'investissements, comme détaillé à la pièce HQD-9, document 5 (B-0038).

**Année 2016**

Un écart de 302,3 M\$ provient des composantes de l'année témoin 2016, soit principalement les mises en services totalisant 901,5 M\$, une dépense d'amortissement annuelle de 799,5 M\$ et une variation de l'encaisse réglementaire de 139,7 M\$.

35.3 Veuillez quantifier et expliquer les composantes de l'écart de -159,9 M\$ entre les données de l'année de base 2015 et le montant reconnu en 2015.

Réponse :

Le tableau R-35.3-A présente les composantes de l'écart de 159,9 M\$.

**TABLEAU R-35.3-A :**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION (MOYENNE 13 SOLDES)**  
**ANNÉE DE BASE 2015 (US GAAP) VS MONTANT RECONNU EN 2015 (IFRS) (M\$)**

	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Régul/ Retraits/ Fonds de roulement	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes
Montant reconnu 2015 (IFRS)	10 596,2	1 191,0	(818,4)	(59,8)	10 909,1	10 688,8
Année de base 2015 (US GAAP)	10 489,2	1 124,3	(791,0)	(81,2)	10 741,1	10 528,9
--- Écart: Année de base 2015 (US GAAP) vs Année de base 2015 (IFRS)	(8,0)	-	17,7	0,6	10,3	1,3
--- Écart: Montant reconnu 2015 (IFRS) vs Année de base 2015 (IFRS)	(98,9)	(66,7)	9,7	(22,0)	(178,3)	(161,2)
Écart total	(106,9)	(66,7)	27,4	(21,4)	(168,0)	(159,9)

1 Le tableau R-35.3-B présente les composantes de l'écart de 1,3 M\$.

**TABLEAU R-35.3-B :**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION (MOYENNE 13 SOLDES)**  
**ANNÉE DE BASE 2015 (US GAAP) VS ANNÉE DE BASE 2015 (IFRS) (M\$)**

	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Régul/ Retraits/ Fonds de roulement	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes
Année de base 2015 (US GAAP)	10 489,2	1 124,3	(791,0)	(81,2)	10 741,1	10 528,9
- Réévaluation OLMHS au 31 décembre 2014	8,0			-	8,0	8,0
- Amortissement révision des durées de vie utile 2015			(17,4)	-	(17,4)	(8,6)
- Amortissement OLMHS 2015			(0,3)	-	(0,3)	(0,1)
- Encaisse 2015				(0,6)	(0,6)	(0,6)
Année de base 2015 (IFRS)	10 497,2	1 124,3	(808,7)	(81,8)	10 730,8	10 527,6
Écart IFRS vs US GAAP	(8,0)	-	17,7	0,6	10,3	1,3

2 Les composantes de l'écart de 161,2 M\$ sont présentées en réponse à la  
3 question 35.2.

**DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016**

36. **Références :**
- (i) Pièce B-0038, p. 6 et 7;
  - (ii) Pièce B-0038, p. 8;
  - (iii) Pièce B-0038, p. 35.

**Préambule :**

(i) Dans la section Contexte général de planification, il est mentionné que :

« Le Distributeur précise que sa démarche consiste d'abord à planifier l'ensemble des travaux à réaliser selon deux types d'investissements, soit, d'une part, ceux à impact main-d'œuvre et, d'autre part, les autres investissements. »

Le tableau 4 fait état, pour 2016, d'investissements totaux, incluant les investissements inférieurs et supérieurs à 10 M\$, chiffrés à 682,4 M\$. Ce montant comprend des investissements à impact main-d'œuvre de 450 M\$ et Autres investissements de 232,4 M\$.

Pour ce qui est des investissements à impact main d'œuvre, le Distributeur mentionne que:

« Le Distributeur précise qu'il planifie l'ensemble des travaux à réaliser sur son réseau en fonction de ses priorités et que la force de travail disponible totale est un facteur clé de cette planification, qu'il s'agisse de travaux de nature capitalisable ou non, et ce, sans égard aux types d'autorisations (investissements inférieurs ou supérieurs à 10 M\$). » [nous soulignons]

(ii) « Pour établir ses budgets et planifier ses investissements à impact main-d'œuvre, le Distributeur considère les éléments suivants :

- Besoins du réseau de distribution :  
Les besoins sont établis sur la base de données historiques pour les travaux récurrents liés aux obligations du Distributeur et à partir d'analyses du comportement du réseau pour les projets spécifiques.
- Priorisation des besoins (travaux) en fonction du niveau de risque :  
Les travaux récurrents liés aux obligations du Distributeur sont classés comme critiques ou élevés dans l'échelle de priorités. Les investissements en alimentation des abonnés, défauts et imprévus, demandes de tiers et demandes d'usage en commun font partie de cette catégorie. Les projets spécifiques font l'objet d'une priorisation à partir de matrices de sévérité. Les détails à ce sujet sont donnés à l'annexe A.
- Force de travail disponible totale :  
Le Distributeur doit enfin tenir compte du nombre d'effectifs disponibles pour réaliser les travaux, d'une saine gestion des heures supplémentaires et, le cas échéant, de la contribution des entrepreneurs externes, selon la nature des travaux à réaliser. » [nous soulignons]

(iii) Le tableau B-1 présente les investissements inférieurs à 10 M\$ par catégorie d'investissement pour la période 2010 à 2016, détaillés par sous-catégorie.

#### **Demandes :**

36.1 Veuillez préciser si, à l'exception des projets spécifiques priorisés selon les matrices de sévérité, tous les travaux à impact main-d'œuvre appartenant aux catégories Maintien des actifs, Croissance de la demande et Respect des exigences, sont priorisés de façon globale ou en fonction de la catégorie et de la sous-catégorie d'investissement concernée? Veuillez expliciter et confirmer que cette priorisation ne tient pas compte du type d'autorisation (investissements inférieurs ou supérieurs à 10 M\$).

#### **Réponse :**

- 1 **Le Distributeur confirme que la priorisation des travaux à réaliser sur son**  
2 **réseau est effectuée indépendamment du type d'autorisation (inférieur ou**  
3 **supérieur à 10 M\$) et qu'elle est fonction des sous-catégories, comme illustré**  
4 **au tableau R-36.1. Les investissements sont priorisés en considérant**

1 l'obligation du Distributeur de desservir la clientèle et d'assurer un service de  
2 qualité.

3 Le tableau R-36.1 reflète l'ordre de priorisation des sous-catégories des  
4 investissements à impact main-d'œuvre du Distributeur.

**TABLEAU R-36.1 :  
PRIORISATION DES INVESTISSEMENTS**

Sous-catégorie d'investissements par ordre de priorité	Type d'autorisation d'investissements			Base de planification des investissements		
	PROJETS > 10 M\$	PROJETS < 10 M\$	Autorisés avant entrée en vigueur art. 73	Historique	Matrice	Spécifique
1- Défectuosités et imprévus		✓		✓		
2 -Alimentation des abonnés		✓		✓		
Demandes de tiers	✓	✓		✓		✓
3- Programme d'enfouissement			✓			✓
Renouvellement des équipements		✓		✓	✓	
Programme d'équipements	✓	✓			✓	✓
Autres		✓		✓		✓

5 Le Distributeur établit une planification initiale de ses investissements.  
6 Toutefois, une mise à jour en continu de la planification opérationnelle des  
7 travaux est effectuée pour tenir compte de l'évolution des besoins et de leurs  
8 priorités.

36.2 Veuillez préciser si des enveloppes budgétaires sont accordées globalement ou par composante ou par sous-catégorie et si la priorisation se fait globalement ou à l'intérieur de chaque composante ou de chaque sous-catégorie.

**Réponse :**

9 Les enveloppes budgétaires sont accordées par sous-catégories et, comme  
10 mentionné en réponse à la question 36.1, la priorisation est effectuée en  
11 considérant l'obligation du Distributeur de desservir la clientèle et d'assurer  
12 un service de qualité.

36.2.1. Dans le cas où des enveloppes budgétaires sont accordées par composante ou par sous-catégorie, veuillez préciser si elles sont accordées en tenant compte de l'historique des travaux récurrents avant la priorisation des projets et si elles couvrent tous les projets qui n'apparaissent pas aux matrices de sévérité.

**Réponse :**

13 Voir la réponse à la question 36.1.

**37. Référence :** Pièce B-0038, p. 12.

**Préambule :**

*« Autres actifs de soutien :*

*Les investissements prévus s'élèvent à 31,0 M\$ pour 2016, en hausse de 8,6 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2015. Cette hausse s'explique notamment par le reclassement en 2016 du projet SIG, auparavant présenté dans la rubrique « réseau de distribution », de même que par le reclassement du projet Téléphonie sans fil de la catégorie amélioration de la qualité vers la catégorie maintien des actifs. Elle reflète également l'acquisition d'outils servant à équiper les nouveaux véhicules. »*

**Demandes :**

37.1 Veuillez indiquer le montant correspondant au reclassement du projet SIG dans la catégorie Autres actifs de soutien.

**Réponse :**

1                   **Les investissements prévus de 31 M\$ en 2016 comprennent un montant de**  
2                   **4,4 M\$ relatif au reclassement du projet SIG.**

37.2 Veuillez indiquer le montant correspondant à l'acquisition d'outils servant à équiper les nouveaux véhicules.

**Réponse :**

3                   **Le montant inclus dans la rubrique Autres actifs de soutien en lien avec**  
4                   **l'acquisition d'outils servant à équiper les nouveaux véhicules est de 1,4 M\$.**

**38. Référence :** Pièce B-0038, p. 13.

**Préambule :**

Dans la catégorie Amélioration de la qualité, le Distributeur prévoit 20,6 M\$ en technologies de l'information en 2016 incluant, notamment :

*« 8,4 M\$ pour le projet Ordonnancement des équipes mesurage et maintenance (POEMM), relatif à l'intégration des activités de mesurage, relève et recouvrement afin d'accroître l'efficacité opérationnelle. »*

**Demande :**

38.1 Veuillez indiquer si le POEMM fait partie en tout ou en partie du projet LAD. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

- 1            **Le Distributeur confirme que le POEMM est un projet distinct. Celui-ci ne fait**  
2            **pas partie du périmètre du projet LAD.**

- 39. Références :** (i) Pièce B-0038, p, 27;  
(ii) Pièce B-0038, p. 37;  
(iii) Pièce B-0038, p.38.

**Préambule :**

(i) « Toutefois, le Distributeur souligne que depuis une vingtaine d'années, il a mis en place diverses stratégies visant à optimiser ses pratiques d'intervention sur le réseau et à effectuer une meilleure gestion de son risque. Jumelées à une plus grande densification, ces stratégies ont permis de maintenir la fiabilité du réseau sans avoir recours à des investissements massifs. En outre, de larges pans du réseau ont été reconstruits au cours des années 1980 et, pour cette raison, le taux de renouvellement au cours des dernières années est faible. »

(ii) Selon le tableau B-2, le Distributeur prévoit des investissements à impact main-d'œuvre de 428,5 M\$ pour l'année de base 2015 et de 450 M\$ pour l'année témoin projetée 2016.

(iii) Le Tableau B-4 présente les investissements totaux à impact main d'œuvre. Le Distributeur commente ce tableau, comme suit :

*« Les résultats présentés au tableau B-4 montrent que les investissements à impact main d'œuvre totaux des années 2012 et 2013 ont diminué de façon significative par rapport à ceux des années 2010 et 2011. Cette diminution constatée en 2012 et 2013, liée à la réduction des heures, s'explique principalement par les éléments suivants :*

- *un nombre important de départs à la retraite;*
- *une saine gestion du temps supplémentaire selon les priorités d'affaires;*
- *des événements ponctuels liés aux pannes et aux missions qui ont déplacé la force de travail du Distributeur.*

*Les investissements à impact main-d'œuvre totaux de 2014, quant à eux, sont stables par rapport à ceux de 2013, en baisse de 1,8 M\$. »*

**Demandes :**

- 39.1 La Régie note une baisse des investissements depuis 2012, malgré la progression du kilométrage du réseau et du nombre d'abonnés, tout en maintenant la fiabilité du réseau. Veuillez indiquer si cette baisse des investissements pourrait se poursuivre considérant le nombre de départs à la retraite prévu et la meilleure gestion du temps supplémentaire.

Réponse :

1            Selon le Distributeur, la baisse des investissements ne devrait pas se  
2            poursuivre au-delà de 2015. En effet, les mesures mises en place au cours des  
3            dernières années pour renouveler la main-d'œuvre métiers-lignes se  
4            poursuivront jusqu'en 2018, permettant au Distributeur de répondre aux  
5            besoins du réseau. Comme présenté au tableau 3 de la pièce  
6            HQD-8, document 5 (B-0031), le Distributeur prévoit augmenter, en 2016, le  
7            nombre d'effectifs métiers-lignes de 126 par rapport à l'année historique 2014  
8            afin d'optimiser la force de travail disponible totale. Enfin, le Distributeur  
9            mentionne qu'il compte poursuivre la saine gestion des heures  
10           supplémentaires en fonction de ses priorités d'affaires mais qu'il n'est pas à  
11           l'abri d'événements ponctuels tels que les pannes majeures et les missions  
12           hors Québec, lesquels pourraient nécessiter une réallocation de la force de  
13           travail.

39.2 Veuillez justifier, pour les investissements à impact main-d'œuvre, le montant de 450 M\$ demandé pour l'année témoin 2016, selon le tableau B-2 mentionné en référence (i).

Réponse :

14            **Le Distributeur est confiant d'être en mesure de réaliser les investissements à**  
15            **impact main-d'œuvre prévus de 450 M\$ étant donné :**  
16            • l'ensemble des besoins du réseau ;  
17            • la poursuite du renouvellement de la main-d'œuvre métiers-lignes en  
18            2016 ;  
19            • le fait que plus de 50 % des investissements récurrents sont établis sur  
20            la base des moyennes réelles d'investissement des dernières années.  
21            Cependant, comme mentionné en réponse à la question 39.1, le Distributeur  
22            doit composer avec des événements hors de son contrôle tels que les pannes  
23            majeures et les missions hors Québec, qui pourraient entraîner une  
24            réallocation de la force de travail.

40. Références : (i) Pièce B-0038, p. 12;  
(ii) Pièce B-0038, p. 35.

Préambule :

(i) « Bâtiments  
Les investissements prévus s'élèvent à 25,0 M\$ en 2016, en baisse de 4,5 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2015. Ces investissements serviront à maintenir en bon état l'ensemble

du parc immobilier du Distributeur. Les besoins ont été établis en tenant compte du plan de pérennité sur cinq ans du Centre des services partagés (CSP), en se basant sur des critères comme l'âge et l'état de l'actif, de même que sur les investissements des dernières années. »

(ii) Le tableau B-1 montre, entre autres, l'évolution des montants autorisés et des montants réels pour les bâtiments. On note un écart entre les budgets autorisés et les montants réels depuis 2011, mais une certaine stabilité des montants dépensés.

**Demandes :**

40.1 Veuillez justifier les surestimations des prévisions budgétaires relatives aux investissements en bâtiments, observées depuis 2011.

**Réponse :**

1            **Le Centre des services partagés (CSP) planifie les besoins en investissements**  
2            **pour une période de cinq ans sur la base d'un pourcentage de la valeur de**  
3            **remplacement du parc immobilier. Des organisations en gestion immobilière**  
4            **ainsi que des associations de propriétaires d'immeubles en Amérique du Nord**  
5            **recommandent un taux de 1,5 % à 3 % de la valeur de remplacement, avec une**  
6            **préférence pour la tranche supérieure de l'intervalle (2,5 % à 3 %) pour les**  
7            **parcs vieillissants. Compte tenu de l'âge moyen du parc du Distributeur**  
8            **(36 ans), le CSP planifie ses investissements en utilisant un taux d'environ de**  
9            **3 %, tout en considérant que certains immeubles, de par leur âge et la fin du**  
10           **cycle de vie de certaines composantes architecturales importantes,**  
11           **demandent des investissements élevés.**

12           **Par ailleurs, d'autres facteurs sont considérés aux fins de la planification des**  
13           **besoins en investissements pour les bâtiments, notamment la capacité de**  
14           **réalisation des équipes attitrées aux projets de même que la gestion des**  
15           **risques et la priorisation des projets. En effet, l'analyse des études d'avant-**  
16           **projet permet de revoir chaque projet d'investissement (maintenance ou**  
17           **remplacement) afin d'en mesurer l'impact sur les frais d'entretien, avant son**  
18           **autorisation interne.**

40.2 Veuillez élaborer davantage sur l'établissement des besoins en investissement à partir du plan de pérennité sur cinq ans du CSP.

**Réponse :**

19           **Voir la réponse à la question 40.1.**

- 41. Références :** (i) Pièce B-0038, p. 12;  
(ii) Pièce B-0038, p. 35;  
(iii) Pièce B-0038, p. 38.

**Préambule :**

(i) « *Matériel roulant*

*Les investissements prévus s'élèvent à 27,9 M\$ pour 2016, en hausse de 12,9 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2015. Cette hausse s'explique par l'acquisition de véhicules, d'une part, pour les équipes-relèves au montant de 4,0 M\$ et, d'autre part, pour assurer la pérennité du parc de véhicules au montant de 8,9 M\$.*

*Les besoins du Distributeur tiennent compte de sa stratégie d'acquisition du matériel roulant, révisée au cours des dernières années. Celle-ci vise l'optimisation de la taille du parc de véhicules en considérant les critères de pérennité établis par le CSP comme l'âge, le kilométrage parcouru et l'état du matériel.* » [nous soulignons]

(ii) Le Tableau B-1 montre, entre autres, l'évolution des montants autorisés et les montants réels dépensés pour le Matériel roulant, pour la période 2010-2016.

(iii) « *Matériel roulant*

*La baisse des investissements constatée sur la période 2012-2014 fait suite à une révision de la stratégie d'acquisition du matériel roulant amorcée par le Distributeur au cours de l'année 2012 et visant l'optimisation de la taille du parc de véhicules.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

41.1 Selon le Tableau B-1, les investissements en matériel roulant ont diminué entre 2012 et 2014. Le tableau affiche, depuis 2010, des montants réels toujours inférieurs aux montants autorisés. Veuillez expliquer le lien entre la « Stratégie d'acquisition » invoquée aux références (i) et (iii) et la hausse des investissements prévue pour 2016.

**Réponse :**

1 **Depuis 2012, la saine gestion du parc de véhicules du Distributeur a permis de**  
2 **réduire considérablement les remplacements de véhicules légers. En effet, les**  
3 **mesures telles que la mise en place d'un parc de véhicules mieux adaptés aux**  
4 **besoins d'affaires et d'un parc à utilisation commune ont entraîné des**  
5 **investissements moindres que ceux prévus. Également, les besoins**  
6 **supplémentaires liés au devancement de la fin du déploiement du projet LAD**  
7 **ont été en grande partie absorbés à même la flotte de véhicules existante.**  
8 **Avec la fin du déploiement du projet LAD, de nombreux véhicules associés au**  
9 **projet ne seront pas remplacés alors que d'autres serviront à rajeunir le parc,**  
10 **contribuant ainsi à réduire les besoins de renouvellement.**

11 **D'autre part, le bilan de la main-d'œuvre métiers-lignes indique une**  
12 **décroissance importante liée aux départs massifs à la retraite depuis 2012.**  
13 **Grâce aux actions d'optimisation, les besoins en véhicules lourds de 2013 à**  
14 **2015, en raison de l'embauche de plus de 120 monteurs annuellement, ont été**

1           comblés à même le parc existant. Également, un meilleur appariement des  
2 tâches à réaliser avec le type de véhicule a favorisé, lorsque possible,  
3 l'utilisation de véhicules légers en remplacement des camions à nacelle.  
4 Enfin, le Distributeur a rehaussé le critère d'âge de remplacement des  
5 véhicules lourds de 12 à 13 ans.  
6 L'ensemble de ces initiatives a influencé à la baisse les besoins de  
7 remplacement des véhicules lourds pour les années 2013 à 2015.  
8 Toutefois, en 2016, le Distributeur doit investir à nouveau dans sa flotte de  
9 véhicules pour combler les besoins liés à la croissance de la main-d'œuvre  
10 métiers-lignes et au vieillissement du parc, lequel s'est poursuivi au cours des  
11 dernières années. Le coût d'acquisition des véhicules lourds, plus élevé que  
12 celui des véhicules légers, explique également la hausse des investissements.

41.2 Veuillez préciser les critères de pérennité du parc de véhicules, établis par le CSP. Veuillez mentionner les changements apportés à ces critères dans les dernières années, le cas échéant.

**Réponse :**

13           **Le tableau R-41.2 présente les critères de pérennité des principaux véhicules**  
14 **du parc du Distributeur.**

**TABLEAU R-41.2 :**  
**CRITÈRES DE PÉRENNITÉ DES PRINCIPAUX VÉHICULES DU PARC DU DISTRIBUTEUR**

Type de véhicules	Critères			
	Avant 2014		Après 2014	
	Âge	Kilométrage	Âge	Kilométrage
Véhicules légers	6	120 000	8	144 000
Camions à nacelle et fourgons	12	n/a	13	n/a

41.3 La rubrique Matériel roulant du Tableau B-1 de la référence (ii) affiche, pour l'année témoin projetée 2016, un montant de 27,9 M\$, soit une hausse de 15,9 M\$, (plus de 200 %) comparativement à celui de 12 M\$ prévu pour l'année de base 2015. Veuillez justifier.

**Réponse :**

15           **Voir la réponse à la question 41.1.**

- 42. Références :** (i) Pièce B-0038, p. 28, Figure A-3;  
(ii) Pièce B-0013, p. 29.

**Préambule :**

(i) La Figure A-3 de la référence montre que l'IC brut s'est sensiblement écarté de l'IC normalisé dans la période 2000 à 2014 par rapport à la période 1987 à 1997. Dans cette dernière période, ces deux indices ont été très proches à plusieurs reprises.

(ii) « *Calcul de l'indice normalisé :*

*L'indice de continuité normalisé est basé sur la méthode reconnue IEEE STD 1366tm-2003. Cette dernière a été adaptée au contexte d'Hydro-Québec par la méthode C.23-01. À partir d'un algorithme basé sur les probabilités statistiques, la méthode permet d'identifier les journées à normaliser. Pour ce faire, l'IC de chaque journée est comparé à un seuil de référence. Lorsque l'IC provincial d'une journée dépasse ce seuil de référence, la journée est appelée « journée d'événement majeur » (JÉM) et est retirée du calcul de l'indice de continuité normalisé pour l'ensemble du Québec. Le redressement de l'IC se fait de façon automatique en utilisant cette méthode. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

42.1 Veuillez indiquer si les seuils de référence dont il est question au préambule (ii) ont été modifiés au cours des 10 dernières années. Le cas échéant, veuillez élaborer.

**Réponse :**

1 **Le seuil de référence varie chaque année puisqu'il est basé sur l'historique**  
2 **des cinq dernières années. Cependant, la façon de calculer ce seuil n'a pas**  
3 **été modifiée depuis 2007, année à laquelle l'entreprise a commencé à utiliser**  
4 **la méthode de normalisation.**

5 **En décembre 2013, une nouvelle version de la méthode de normalisation**  
6 **introduisait le concept de répliques. Depuis, toutes les pannes se produisant**  
7 **conséquemment à un évènement climatique important, mais survenant dans**  
8 **les jours non normalisés subséquents, sont aussi normalisées.**

9 **Les répliques ont une faible influence à la baisse sur l'IC normalisé. L'impact**  
10 **des répliques est directement relié au nombre de JÉM et à leur ampleur.**  
11 **Ceux-ci ayant été peu nombreux en 2014 et 2015, l'impact des répliques est**  
12 **faible.**

42.2 Veuillez expliquer pourquoi l'IC normalisé s'est sensiblement écarté de l'IC brut durant la période 2000-2014 par rapport à la période 1987-1997 (référence (i)).

**Réponse :**

13 **La non-uniformité des méthodes de calculs sur la période illustrée, de même**  
14 **que des facteurs liés à la conception du réseau de distribution de 1987 à 1997,**  
15 **expliquent la différence entre les deux périodes.**

1           **La méthode de normalisation de l'IC IEEE-1366 est appliquée officiellement**  
2           **depuis 2005. Les résultats présentés pour la période 2000-2014 ont été traités**  
3           **uniformément et rétroactivement.**

4           **Pour leur part, les données pour la période 1987-1997 proviennent de**  
5           **documents d'archives (papier) du Distributeur. Le Distributeur ne possède**  
6           **pas de documentation sur les méthodes de normalisation de cette période,**  
7           **qui étaient différentes.**

**43. Référence :** Pièce B-0038, p.28 et 29.

**Préambule :**

*« Les premiers résultats montrent qu'un type d'indicateur qui mériterait de faire l'objet d'analyses plus poussées est le montant des investissements annuels en distribution, global ou par catégories (maintenance et croissance), sur la valeur de l'ensemble des actifs en exploitation. First Quartile produit sur une base régulière ce type d'indicateur pour d'autres entreprises de services publics, mais le Distributeur ne lui a jamais fourni d'information à cet égard.*

*Toutefois, l'introduction de nouveaux indicateurs de balisage, comme ceux produits par First Quartile, doit respecter certaines conditions. Notamment, il est primordial de bien comprendre la nature des informations fournies par les autres distributeurs. Il faut s'assurer que l'information fournie soit comparable d'un distributeur à l'autre. Aussi, la production des indicateurs requiert-elle d'adapter les informations internes du Distributeur par une série d'ajustements afin d'assurer leur comparabilité. Cette analyse doit être effectuée avant d'introduire un nouvel indicateur.*

*Étant donné ce qui précède, le Distributeur propose de poursuivre ses évaluations au cours de la prochaine année et de faire état de ses conclusions à la Régie dans le dossier tarifaire 2017-2018. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

43.1 Veuillez préciser la nature des informations fournies par les autres distributeurs, visées par l'indicateur.

**Réponse :**

8           **Les informations fournies par les distributeurs qui participent à l'exercice de**  
9           **balisage de First Quartile sont les investissements et les charges**  
10          **d'exploitation nécessaires à la maintenance du réseau de transport et de**  
11          **distribution et pour répondre à la croissance de la demande, de même que la**  
12          **valeur des actifs de transport et de distribution en exploitation.**

43.2 Veuillez préciser le type d'informations internes du Distributeur dont il est question en préambule ainsi que la nature des ajustements à y appliquer « afin d'assurer leur comparabilité ».

**Réponse :**

1           **Les informations internes dont il est question sont notamment les**  
2           **investissements du Distributeur.**

3           **Les indicateurs de coûts du Distributeur qui font actuellement l'objet d'un**  
4           **balisage sont établis selon une méthode de calcul qui a été convenue avec**  
5           **First Quartile et les participants au balisage, sur la base des méthodes de**  
6           **comptabilité utilisées par la FERC. Cette approche permet d'assurer la**  
7           **continuité et la comparabilité des indicateurs entre les participants et d'une**  
8           **année à l'autre.**

9           **L'ajustement des données aux fins du calcul des indicateurs du Distributeur**  
10           **est nécessaire afin de les rendre comparables à l'ensemble des participants.**

11           **Comme mentionné par le Distributeur dans l'extrait en préambule, les**  
12           **discussions avec First Quartile ont porté sur un type d'indicateur. Des**  
13           **analyses doivent être faites pour préciser quel indicateur permettrait de**  
14           **répondre aux besoins de la Régie. Cet indicateur devra toutefois présenter un**  
15           **intérêt pour les autres participants au balisage afin de les inciter à fournir les**  
16           **informations nécessaires sur une base continue.**

17           **Les travaux en sont toujours à un stade exploratoire. Le Distributeur n'est**  
18           **donc pas en mesure pour le moment d'identifier les ajustements qui devraient**  
19           **être apportés, le cas échéant, à ses données pour en assurer la comparabilité**  
20           **avec ses pairs.**

**44. Référence :** Pièce B-0038, p. 43.

**Préambule :**

*« Conformément à la décision D-2015-018, le Distributeur présente aux tableaux C-1 et C-2 les projets et activités d'investissement dont la dépense annuelle est de plus de 1 M\$ dans les réseaux autonomes en maintien des actifs et en croissance de la demande. »*

Le tableau C-1 affiche, pour l'année témoin 2016, un montant d'investissement total en Maintien des actifs de 23,9 M\$, dont 9 M\$ pour la rubrique Autres. Ce dernier montant est trois fois plus important que le montant autorisé 2015.

Le tableau C-1 montre également des investissements importants dans tous les parcs à carburant, en 2015 et 2016.

**Demandes :**

44.1 Veuillez justifier, pour la rubrique Autres, la hausse de 6 M\$, soit 200 %, comparativement au montant autorisé 2015.

**Réponse :**

1           **Les investissements de la rubrique Autres correspondent à un ensemble de**  
2           **projets inférieurs à 1 M\$, dont la majorité est réalisée en moins d'un an. Entre**  
3           **autres, ces investissements sont requis pour le remplacement et la**  
4           **réhabilitation de moteurs, de chargeurs et de batteries ainsi que pour le**  
5           **remplacement de systèmes d'air comprimé, de levage, de commande et de**  
6           **protection. Ces investissements permettront de maintenir la pérennité des**  
7           **équipements.**

44.2 Veuillez expliquer les besoins d'investissement dans les parcs à carburant et préciser pourquoi ces besoins ne peuvent pas être étalés dans le temps.

**Réponse :**

8           **Les investissements prévus pour les parcs à carburant permettront la mise**  
9           **aux normes des équipements, conformément au *Règlement sur les systèmes***  
10          ***de stockage de produit pétrolier et de produit apparenté* sous la**  
11          **responsabilité de la Régie du bâtiment du Québec. Les investissements sont**  
12          **nécessaires et seront réalisés d'ici 2017. De plus, le Distributeur souligne que**  
13          **l'augmentation prévue des investissements à l'année de base 2015 respecte le**  
14          **montant global d'investissement reconnu par la Régie en maintien des actifs**  
15          **pour les investissements inférieurs à 10 M\$.**

**SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE  
DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE DU QUÉBEC  
(SPEDE)**

- 45. Références :** (i) R-3905-2014, pièce A-0075 (D-2015-018), p. 184,  
par. 737 et 738;  
(ii) Pièce B-0032, p. 6 et 7;  
(iii) Pièce B-0032, p. 6.

**Préambule :**

(i) « [737] La Régie prend acte de l'intention du Distributeur d'évaluer l'impact des coûts du SPEDE compris dans les montants qui lui sont facturés par les distributeurs de combustibles lors du prochain dossier tarifaire. »

« [738] La Régie demande également au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, le détail du calcul des droits d'émission du SPEDE pour la centrale de Cap-aux-Meules. »

(ii) « Comme demandé par la Régie, le Distributeur précise que le coût du SPEDE résulte du produit des trois composantes suivantes :

- la quantité de combustible consommée à la centrale Cap-aux-Meules;
- le facteur d'émission permettant d'exprimer les litres consommés en tonnes d'émission de gaz à effet de serre;
- le prix des droits d'émissions retenu pour 2016, soit le prix de vente minimal prévu à la vente aux enchères conjointe no 3 de mai 2015, tenue par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) et par le California Air Resources Board. »  
[notes de bas de page omises]

(iii) « Par ailleurs, le Distributeur estime le coût de combustible pour l'année témoin 2016 à 92,9 M\$. [...] Ce coût inclut celui du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) pour la centrale de Cap-aux-Meules, lequel est estimé à 2,1 M\$. » [nous soulignons]

La Régie note que pour pouvoir calculer le montant de 2,1 M\$ d'achats de droits d'émission du SPEDE relatifs à la centrale de Cap-aux-Meules pour l'année témoin 2016, il lui manque soit les volumes de combustible utilisés par la centrale, soit les émissions de cette dernière.

#### **Demandes :**

45.1 Le Distributeur a-t-il fait l'évaluation mentionnée au paragraphe 737 (référence (i))? Si oui, veuillez la déposer. Sinon, veuillez justifier.

#### **Réponse :**

1 **Comme annoncé au dossier R-3905-2014, le Distributeur a effectivement pris**  
2 **en compte, dans sa prévision du coût des combustibles, les droits**  
3 **d'émissions facturés par les distributeurs de combustibles pour l'ensemble**  
4 **des centrales en réseaux autonomes, à l'exception de Cap-aux-Meules.**

5 **Pour ce faire, le Distributeur s'est basé sur le prix de vente déterminé lors de**  
6 **la vente aux enchères conjointe n° 3 de mai 2015<sup>8</sup>, soit 12,29 \$US/tonne. Les**  
7 **prix des combustibles sont donc majorés de ce prix converti en ¢CAN/litre**  
8 **pour 2015, indexé selon la méthode prévue au Règlement concernant le**  
9 **système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de**  
10 **serre.**

11 **Quant à la centrale de Cap-aux-Meules, comme indiqué à la pièce HQD-8,**  
12 **document 6 (B-0032), le montant des droits d'émission pour 2016 correspond**

<sup>8</sup> <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/resultats-vente20150528.pdf>.

1 au produit des quantités d'émission de la centrale, de l'ordre de  
2 134 000 tonnes, et du prix de vente, soit 12,10 \$US/tonne (\$2015).

45.2 Pour compléter le suivi du paragraphe 738 (références (i) et (ii)), veuillez chiffrer le détail des calculs faits pour obtenir le montant de 2,1 M\$ d'achats de droits d'émissions pour la centrale de Cap-aux-Meules, pour l'année témoin 2016 (référence (iii)).

Réponse :

3 Voir la réponse à la question 45.1.

46. Référence : Pièce B-0038, p. 16.

Préambule :

Au Tableau 10, le Distributeur présente les montants des projets inférieurs à 10 M\$ en respect des exigences :

TABLEAU 10 :  
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN RESPECT DES EXIGENCES (M\$)

PROJETS	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	34,5	35,8	26,5	33,9
<i>Demandes de tiers</i>	23,4	24,9	17,4	22,9
<i>Poteaux en commun</i>	2,8	7,0	3,4	4,9
<i>Ententes contractuelles avec la CSEM</i>	8,3	3,9	5,7	6,1
Autres investissements	5,6	3,5	3,5	3,5
<i>Autres</i>	5,6	3,5	3,5	3,5
<b>TOTAL</b>	<b>40,1</b>	<b>39,3</b>	<b>30,0</b>	<b>37,4</b>

Demandes :

46.1 Veuillez détailler et chiffrer les composantes de la rubrique « Autres investissements ». S'il y a lieu, veuillez fournir distinctement les composantes des « Droits d'émission – gaz à effet de serre ».

Réponse :

4 Le tableau R-46.1 présente l'enveloppe globale des investissements en  
5 respect des exigences, en y ajoutant le détail de la rubrique Autres  
6 investissements.

**TABLEAU R-46.1 :  
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN RESPECT DES EXIGENCES (M\$)**

PROJETS	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	34,5	35,8	26,5	33,9
<i>Demandes de tiers</i>	23,4	24,9	17,4	22,9
<i>Poteaux en commun</i>	2,8	7,0	3,4	4,9
<i>Ententes contractuelles avec la CSEM</i>	8,3	3,9	5,7	6,1
Autres investissements	5,6	3,5	3,5	3,5
<i>Droits d'émission - gaz à effet de serre</i>	5,6	3,5	2,8	2,8
<i>Autres</i>			0,7	0,7
<b>TOTAL</b>	<b>40,1</b>	<b>39,3</b>	<b>30,0</b>	<b>37,4</b>

46.2 Veuillez estimer les montants des achats annuels des droits d'émission de gaz à effet de serre pour chacune des cinq prochaines années.

Réponse :

- 1           **Le tableau R-46.2 présente les montants estimés d'achats annuels des droits**  
2           **d'émission à effet de serre pour les cinq prochaines années.**

**TABLEAU R-46.2 :  
ACHATS DES DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (M\$)**

	Année témoin 2016	2017	2018	2019	2020
Droits d'émission - gaz à effet de serre	2,8	3,2	3,4	4,4	5,3

### SUIVI DU PROJET LAD

47. **Références :** (i) Pièce 0068, p. 6 et 7, tableau R-2.1;  
(ii) Pièce B-0068, p. 8, tableau R-2.2.

**Préambule :**

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-2.1, la comparaison, sur une base annuelle et cumulative, de l'impact sur les revenus requis du projet LAD du dossier R-3933-2015 à celui du dossier R-3770-2011 à la fin du projet. Voici un extrait du tableau R-2.1 :

	Écart R-3933-2015 vs R-3770-2011			
	2016		2017	
	Annuel	Cumulatif	Annuel	Cumulatif
<b>Charges d'exploitation</b>	7,9	(30,0)	14,0	(16,1)
Charges d'exploitation	19,9	(12,6)	8,8	(3,7)
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	(12,0)	(17,8)	5,1	(12,7)
Gains 2014 du projet LAD - Phases 2 et 3	-	-	-	-
Revenus autres que ventes d'électricité	-	(0,3)	-	(0,3)
Compte d'écarts-Projets majeurs <sup>8</sup>	-	0,7	-	0,7
<b>Autres charges</b>	11,4	(0,9)	6,0	5,2
Amortissement	8,1	(1,5)	4,6	3,1
Amortissement des nouveaux actifs	7,4	(23,7)	7,3	(16,4)
Amortissement accéléré des anciens compteurs	0,7	22,3	(2,7)	19,6
Sorties d'actifs	3,4	0,6	1,4	2,0
Compte d'écarts-Projets majeurs	(0,1)	0,1	-	0,1
Amortissement et sorties d'actifs	-	0,1	-	0,1
Rendement de la base de tarification	-	(0,0)	-	(0,0)
<b>Rendement de la base de tarification</b>	10,4	11,0	9,6	20,5
<b>Revenus</b>	(5,5)	(8,2)	(6,1)	(11,5)
Revenus de mise en conformité <sup>7</sup>	(2,8)	(2,8)	(3,3)	(3,3)
Option de retrait	(2,7)	(5,4)	(2,8)	(8,2)
<b>Total - Charges nettes projet LAD</b>	<b>24,2</b>	<b>(28,1)</b>	<b>23,4</b>	<b>(1,9)</b>
Répartition des gains supplémentaires 2015	(15,4)			
<b>Total - Impact revenus requis</b>	<b>8,8</b>			

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-2.2, une comparaison, sur une base annuelle et cumulative, des investissements, des mises en service et des stocks de mesurage du projet LAD du dossier R-3933-2015 à ceux du dossier R-3770-2011 à la fin du projet. Voici un extrait du tableau R-2.2 :

	Écart R-3933-2015 vs R-3770-2011			
	2016		2017	
	Annuel	Cumulatif	Annuel	Cumulatif
Investissements	(16,5)	50,8	(48,8)	2,0
Mises en service	(17,1)	51,4	(49,4)	2,0
Stocks de mesurage	-	65,1	-	65,1

Note 1: voir R-3905-2014, HQD-9, document 5 (B-0035), page 24, Tableau A-5

**Demandes :**

47.1 Veuillez expliquer les écarts cumulatifs 2017 suivants, présentés à la référence (i) :

- Gains découlant d'actions structurantes (-12,7 M\$);
- Amortissement des nouveaux actifs (-16,4 M\$);
- Amortissement accéléré des anciens compteurs (+19,6 M\$);
- Rendement de la base de tarification (+20,5 M\$);
- Revenus- Option de retrait (-8,2 M\$).

Réponse :

1 Les écarts cumulatifs 2017 relatifs au projet LAD s'expliquent comme suit :

- 2 • L'écart favorable cumulatif de 12,7 M\$ de gains découlant d'actions  
3 structurantes s'explique principalement par le fait que les gains  
4 cumulatifs prévus au dossier R-3770-2011 s'échelonnaient jusqu'en  
5 2018. Le Distributeur souligne que le devancement de la fin du  
6 déploiement en 2016 permet la réalisation plus rapide des gains  
7 associés au projet.
- 8 • L'écart favorable cumulatif de 16,4 M\$ de l'amortissement des nouveaux  
9 actifs s'explique par le report du début du déploiement massif qui a eu  
10 pour effet de retarder l'amortissement des nouveaux actifs.
- 11 • L'écart défavorable cumulatif de 19,6 M\$ de l'amortissement accéléré  
12 des anciens compteurs s'explique par les investissements en compteurs  
13 de première génération durant la période de déploiement qui se sont  
14 avérés nécessaires compte tenu du report du début du déploiement  
15 massif.
- 16 • L'écart défavorable cumulatif de 20,5 M\$ de rendement de la base de  
17 tarification s'explique principalement par la variation du taux de  
18 rendement de la base de tarification, tributaire notamment du taux de  
19 rendement des capitaux propres autorisé par la Régie dans le cadre du  
20 dossier R-3842-2013.
- 21 • L'écart favorable cumulatif de 8,2 M\$ de revenus de l'option de retrait  
22 s'explique par le fait qu'aucun revenu d'option de retrait n'avait été  
23 prévu au dossier R-3770-2011. En effet, lors de la demande  
24 d'autorisation du projet, le Distributeur prévoyait installer uniquement  
25 des compteurs de nouvelle génération. Pour cette raison, l'option de  
26 retrait ne faisait pas partie du scénario original du projet.

47.2 Veuillez expliquer l'écart cumulatif 2017 relatif au « Stocks de mesurage » au montant de 65,1 M\$ (référence (ii)).

Réponse :

27 Lors de la demande d'autorisation du projet LAD, le Distributeur n'avait pas  
28 prévu de stocks de mesurage, ce qui explique l'écart défavorable cumulatif.

29 Le Distributeur précise que le niveau de stocks de mesurage n'a pas d'impact  
30 sur les coûts du projet LAD, qui incluent plutôt le coût d'achat des compteurs.  
31 Toutefois, le niveau de stocks de mesurage a un impact sur le rendement de  
32 la base de tarification de l'ordre de 1,0 M\$ annuellement sur la période

1 2013-2016. Cet impact n'a pas été considéré dans l'analyse financière et  
2 l'impact sur les revenus requis au dossier R-3770-2011.

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

48. Référence : Pièce B-0041, p. 24.

**Préambule :**

Le tableau 15 présente l'évolution des contributions du Distributeur à des projets de raccordement, depuis le 1/01/2014.

**TABLEAU 15 :  
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	Solde au 01/01/2014	MES 2014	Amort. 2014	Solde au 31/12/2014	MES 2015	Amort. 2015	Solde au 31/12/2015	MES 2016	Amort. 2016	Solde au 31/12/2016
<b>VILLAGE CRI WASKAGANISH</b>	62,9		(2,2)	60,7		(2,2)	58,5		(2,2)	56,3
Coûts de raccordement	56,5		(1,7)	54,8		(1,7)	53,1		(1,7)	51,4
Charges d'entretien et d'exploitation	6,4		(0,5)	5,9		(0,5)	5,4		(0,5)	4,9
<b>PREMIER APPEL D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02</b>	31,4		(1,6)	29,8	0,0	(1,6)	28,2	0,0	(1,6)	26,6
Coûts de raccordement	27,3		(1,4)	25,9		(1,4)	24,5		(1,4)	23,1
Charges d'entretien et d'exploitation	4,1		(0,2)	3,9		(0,2)	3,7		(0,2)	3,5
<b>PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR</b>					123,7	(2,4)	121,3	127,4	(5,7)	243,1
Coûts de raccordement					107,6	(1,8)	105,8	110,8	(4,2)	212,4
Charges d'entretien et d'exploitation					16,1	(0,6)	15,5	16,6	(1,4)	30,7
<b>AUTRES CONTRIBUTIONS</b>	9,6	(0,0)	(0,1)	9,5	(9,2)	0,1	0,6	28,3	0,5	29,3
Contributions internes	7,6	(0,0)	0,0	7,6	(8,0)	0,2	(0,1)	24,6	0,6	25,1
Frais d'entretien	3,8		(0,3)	3,6	0,6	(0,3)	4,0	4,0	(0,3)	7,7
Revenus d'entretien	(1,9)		0,2	(1,7)	(1,8)	0,2	(3,3)	(0,4)	0,3	(3,4)
<b>TOTAL</b>	<b>103,9</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(3,9)</b>	<b>100,1</b>	<b>114,5</b>	<b>(6,1)</b>	<b>208,5</b>	<b>155,7</b>	<b>(8,9)</b>	<b>355,3</b>

**Demande :**

48.1 Veuillez préciser la période d'amortissement des coûts de raccordement, pour chacun des projets mentionnés dans le tableau 15 en préambule.

**Réponse :**

3 Le tableau R-48.1 présente la période d'amortissement des contributions à  
4 des projets de raccordement. La période d'amortissement des coûts de  
5 raccordement est établie en fonction de la durée de vie moyenne des actifs y  
6 afférents. Quant à la période d'amortissement des coûts d'entretien, celle-ci  
7 correspond au moindre de 20 ans ou de la durée de vie moyenne des actifs.

**TABLEAU R-48.1 :  
PÉRIODE D'AMORTISSEMENT DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE  
RACCORDEMENT (ANNÉE)**

	Période d'amortissement
<b>VILLAGE CRI WASKAGANISH</b>	
Coûts de raccordement	40
Charges d'entretien et d'exploitation	20
<b>PREMIER APPELS D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02</b>	
Coûts de raccordement	20
Charges d'entretien et d'exploitation	20
<b>PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR</b>	
Coûts de raccordement	43 et 45
Charges d'entretien et d'exploitation	20
<b>AUTRES CONTRIBUTIONS</b>	
Contributions internes	10 à 50
Frais d'entretien	10 à 20
Revenus d'entretien	10 à 20

**49. Référence :** Pièce B-0041, 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 2015.

**Demande :**

49.1 Veuillez déposer le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période se terminant le 30 septembre 2015, selon le même niveau de détail que le tableau A-1.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur présente au tableau R-49.1 le compte de nivellement pour**  
2 **aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2015.**

3 **Basé sur le compte de nivellement pour aléas climatiques au 30 septembre**  
4 **2015, le solde au 31 décembre 2015 s'élève à 182,9 M\$ (crédeur) incluant des**  
5 **intérêts de 4,0 M\$ pour 2015.**

**TABLEAU R-49.1 :**
**DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À SEPTEMBRE 2015**

	Tarif D	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k \$)	Écart mensuels (k \$)	Écart mensuels (GWh)	
<b>Janvier 2015</b>									
Revenu unitaire (#/kWh)	8,24	0,85	8,38	4,11	4,72				
Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)	4,29	(2,67)	4,64	0,65	1,24				
Écart de volume en GWh	764,3	(7,1)	86,5	89,7	46,1			979,5	+ froid
Écart de janvier 2015 (k\$)	(32 768,2)	(190,5)	(4 016,1)	(581,7)	(572,5)		(38 129,1)		
<b>Solde à la fin janvier 2015 (k\$)</b>	<b>(32 768,2)</b>	<b>(190,5)</b>	<b>(4 016,1)</b>	<b>(581,7)</b>	<b>(572,5)</b>	<b>0,0</b>	<b>(38 129,1)</b>		
<b>Intérêt de février 2015 (k\$)</b>	<b>(67,8)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(1,2)</b>	<b>(1,2)</b>	<b>(78,9)</b>			
Revenu unitaire (#/kWh)	8,24	0,96	8,36	4,11	4,55				
Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)	4,29	(2,56)	4,62	0,65	1,07				
Écart de volume en GWh	1 737,7	(21,6)	181,4	200,0	97,5			2 195,1	+ froid
Écart de février 2015 (k\$)	(74 629,7)	(551,7)	(8 385,2)	(1 296,7)	(1 042,0)		(85 905,4)		
<b>Solde à la fin février 2015 (k\$)</b>	<b>(107 465,8)</b>	<b>(742,6)</b>	<b>(12 409,6)</b>	<b>(1 879,6)</b>	<b>(1 615,7)</b>	<b>(78,9)</b>	<b>(124 034,5)</b>		
<b>Intérêt de mars 2015 (k\$)</b>	<b>(246,3)</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(28,4)</b>	<b>(4,3)</b>	<b>(3,7)</b>	<b>(284,4)</b>			
Revenu unitaire (#/kWh)	8,15	13,51	8,63	4,12	4,65				
Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)	4,20	10,00	4,89	0,65	1,17				
Écart de volume en GWh	874,3	35,7	96,3	101,4	53,9			1 161,7	+ froid
Écart de mars 2015 (k\$)	(36 689,3)	(3 572,9)	(4 706,6)	(657,5)	(629,6)		(46 256,0)		
<b>Solde à la fin mars 2015 (k\$)</b>	<b>(144 401,4)</b>	<b>(4 317,3)</b>	<b>(17 144,6)</b>	<b>(2 541,5)</b>	<b>(2 249,1)</b>	<b>(363,4)</b>	<b>(170 290,4)</b>		
<b>Intérêt d'avril 2015 (\$)</b>	<b>(320,3)</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(38,0)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(5,0)</b>	<b>(378,5)</b>			
Revenu unitaire (#/kWh)	7,14	12,96	9,18	4,49	3,26				
Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)	3,19	9,45	5,44	1,02	(0,22)				
Écart de volume en GWh	263,3	17,4	40,4	0,7	11,8			333,5	+ froid
Écart d'avril 2015 (k\$)	(8 399,8)	(1 641,8)	(2 195,3)	(7,4)	26,1		(12 218,3)		
<b>Solde à la fin avril 2015 (k\$)</b>	<b>(153 121,5)</b>	<b>(5 968,7)</b>	<b>(19 378,0)</b>	<b>(2 554,5)</b>	<b>(2 227,9)</b>	<b>(741,8)</b>	<b>(182 508,7)</b>		
<b>Intérêt de mai 2015 (k\$)</b>	<b>(350,9)</b>	<b>(13,7)</b>	<b>(44,4)</b>	<b>(5,9)</b>	<b>(5,1)</b>	<b>(420,0)</b>			
Revenu unitaire (#/kWh)	7,09	1,43	7,89	4,28	3,26				
Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)	3,14	(2,08)	4,15	0,81	(0,22)				
Écart de volume en GWh	(65,1)	(0,3)	12,8	7,1	(4,1)			(49,6)	-chaud
Écart de mai 2015 (k\$)	2 044,1	(6,9)	(531,1)	(57,8)	(9,0)		1 439,2		
<b>Solde à la fin mai 2015 (k\$)</b>	<b>(151 428,3)</b>	<b>(5 989,3)</b>	<b>(19 953,4)</b>	<b>(2 618,2)</b>	<b>(2 242,0)</b>	<b>(1 161,8)</b>	<b>(181 069,4)</b>		

TABLEAU R-49.1 (SUITE) :

DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À SEPTEMBRE 2015

	Tarif D	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k \$)	Écarts mensuels (k \$)	Écarts mensuels (GWh)	
<b>Intérêt de juin 2015 (k\$)</b>	<b>(335,8)</b>	<b>(13,3)</b>	<b>(44,3)</b>	<b>(5,8)</b>	<b>(5,0)</b>	<b>(404,2)</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,89	4,11	7,89	4,29	3,26				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,94	0,60	4,15	0,82	(0,22)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>3,4</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(11,4)</b>	<b>(41,4)</b>	<b>(6,4)</b>			<b>(57,5)</b>	<b>-chaud</b>
<b>Écart de juin 2015 (k\$)</b>	<b>(101,3)</b>	<b>10,6</b>	<b>471,5</b>	<b>340,7</b>	<b>(14,1)</b>		<b>707,4</b>		
<b>Solde à la fin juin 2015 (k\$)</b>	<b>(151 865,4)</b>	<b>(5 991,9)</b>	<b>(19 526,2)</b>	<b>(2 283,3)</b>	<b>(2 261,2)</b>	<b>(1 566,0)</b>	<b>(180 362,1)</b>		
<b>Intérêt de juillet 2015 (k\$)</b>	<b>(348,0)</b>	<b>(13,7)</b>	<b>(44,7)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(416,9)</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,81	2,85	7,89	4,30	3,26				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,86	(0,66)	4,15	0,83	(0,22)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(14,5)</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(22,9)</b>	<b>(4,5)</b>			<b>(49,9)</b>	<b>-chaud</b>
<b>Écart de juillet 2015 (k\$)</b>	<b>413,8</b>	<b>(11,0)</b>	<b>261,8</b>	<b>190,9</b>	<b>(10,0)</b>		<b>845,4</b>		
<b>Solde à la fin juillet 2015 (k\$)</b>	<b>(151 799,7)</b>	<b>(6 016,7)</b>	<b>(19 309,2)</b>	<b>(2 097,6)</b>	<b>(2 276,4)</b>	<b>(1 982,9)</b>	<b>(179 516,6)</b>		
<b>Intérêt d'août 2015 (k\$)</b>	<b>(347,9)</b>	<b>(13,8)</b>	<b>(44,3)</b>	<b>(4,8)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(416,0)</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,82	(1,26)	7,89	4,29	3,26				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,87	(4,77)	4,15	0,82	(0,22)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>1,0</b>	<b>6,0</b>	<b>0,0</b>			<b>1,6</b>	<b>+ chaud</b>
<b>Écart d'août 2015 (k\$)</b>	<b>148,7</b>	<b>(12,0)</b>	<b>(40,8)</b>	<b>(49,0)</b>	<b>0,1</b>		<b>47,0</b>		
<b>Solde à la fin août 2015 (k \$)</b>	<b>(151 998,9)</b>	<b>(6 042,5)</b>	<b>(19 394,2)</b>	<b>(2 151,5)</b>	<b>(2 281,5)</b>	<b>(2 398,9)</b>	<b>(179 469,6)</b>		
<b>Intérêt de septembre 2015 (k\$)</b>	<b>(337,1)</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(43,0)</b>	<b>(4,8)</b>	<b>(5,1)</b>	<b>(403,4)</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,81	5,58	7,89	4,30	3,26				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,95	3,51	3,74	3,47	3,48				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,86	2,06	4,15	0,83	(0,22)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(48,8)</b>	<b>(1,1)</b>	<b>10,9</b>	<b>45,4</b>	<b>3,1</b>			<b>9,5</b>	<b>+ chaud</b>
<b>Écart de septembre 2015 (k\$)</b>	<b>1 398,5</b>	<b>21,8</b>	<b>(454,4)</b>	<b>(376,7)</b>	<b>6,8</b>		<b>595,9</b>		
<b>Solde à la fin septembre 2015 (k\$)</b>	<b>(150 937,5)</b>	<b>(6 034,1)</b>	<b>(19 891,6)</b>	<b>(2 533,0)</b>	<b>(2 279,8)</b>	<b>(2 802,2)</b>	<b>(178 873,7)</b>		
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>3 509,4</b>	<b>19,3</b>	<b>411,6</b>	<b>386,1</b>	<b>197,5</b>			<b>4 523,9</b>	<b>+ froid</b>

**50. Référence :** Pièce B-0041, p. 35, tableau B-1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau B-1, la prévision 4 mois réels et 8 mois projetés pour l'année 2015 du compte de *pass-on*.

**Demande :**

50.1 Veuillez déposer la prévision 9 mois réels et 3 mois projetés pour l'année 2015 du compte de *pass-on*, selon le même niveau de détail que le tableau B-1.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur présente au tableau R-50.1 la prévision du compte de *pass-on***  
2            **2015 sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés.**

**TABLEAU R-50.1 :  
PRÉVISION DE SEPTEMBRE 2015 (9/3) DU COMPTE DE PASS-ON POUR L'ANNÉE 2015**

Catégorie de consommateurs	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
	Écart volume patrimonial				Écart volume postpatrimonial				Écart prix postpatrimonial				Écart revenu				Pass-on
	GWh Base (A), (B)	GWh prévus (F)	¢/kWh	M\$	GWh Base (A)	GWh prévus (F)	¢/kWh prévu (F)	M\$	¢/kWh Base (C)	¢/kWh prévu (F)	GWh Base (A)	M\$	GWh base (D)	GWh prévus (F)	¢/kWh	M\$	M\$
<b>Domestique</b>																	
Tarifs D et DM	59 844	58 382	3,26	47,6	6 122	4 702	11,31	160,6	10,65	11,31	6 122	(40,3)	66 191	63 083	3,95	122,7	45,2
Tarif DT	2 537	2 766	2,78	(6,4)	260	223	11,43	4,2	10,77	11,43	260	(1,7)	2 806	2 989	3,51	(6,4)	2,5
<b>Total</b>	<b>62 382</b>	<b>61 148</b>		<b>41,3</b>	<b>6 381</b>	<b>4 924</b>		<b>164,8</b>			<b>6 381</b>	<b>(42,1)</b>	<b>68 997</b>	<b>66 072</b>		<b>116,3</b>	<b>47,7</b>
<b>Généraux</b>																	
Tarifs G et à forfait	9 055	9 177	3,02	(3,7)	926	739	11,38	21,3	10,72	11,38	926	(6,1)	10 015	9 916	3,74	3,7	7,8
Tarifs d'éclairage public et Sent.	544	563	2,66	(0,5)	56	45	11,39	1,2	10,73	11,39	56	(0,4)	602	608	3,40	(0,2)	0,5
Tarif M	28 127	28 403	2,74	(7,6)	2 877	2 287	11,31	66,7	10,65	11,31	2 877	(19,0)	31 110	30 691	3,47	14,5	25,7
Tarif G9	927	982	2,84	(1,6)	95	79	11,36	1,8	10,70	11,36	95	(0,6)	1 025	1 061	3,56	(1,3)	0,9
Tarif LG	8 164	8 254	2,77	(2,5)	835	665	11,11	18,9	10,46	11,11	835	(5,4)	9 030	8 919	3,48	3,9	7,2
Tarif H	7	7	2,74	0,0	1	1	11,18	0,0	10,53	11,18	1	(0,0)	8	7	3,50	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>46 825</b>	<b>47 386</b>		<b>(15,8)</b>	<b>4 790</b>	<b>3 816</b>		<b>110,0</b>			<b>4 790</b>	<b>(31,5)</b>	<b>51 791</b>	<b>51 202</b>		<b>20,7</b>	<b>42,0</b>
<b>Grands clients industriels</b>																	
Tarif L	26 266	26 980	2,41	(17,2)	2 687	2 173	11,04	56,8	10,40	11,04	2 687	(17,3)	29 029	29 152	3,15	(3,9)	26,2
Contrats spéciaux - sans ajust.	22 343	23 338	2,41	(23,9)	2 286	1 879	11,02	44,7	10,37	11,02	2 286	(14,7)	24 667	25 217	3,05	(16,8)	22,9
<b>Total - sans ajust.</b>	<b>48 609</b>	<b>50 317</b>		<b>(41,1)</b>	<b>4 973</b>	<b>4 052</b>		<b>101,5</b>			<b>4 973</b>	<b>(32,0)</b>	<b>53 696</b>	<b>54 370</b>		<b>(20,7)</b>	<b>49,1</b>
<b>Total incluant les contrats spéciaux</b>	<b>157 816</b>	<b>158 851</b>	<b>2,77</b>	<b>(15,6)</b>	<b>16 144</b>	<b>12 793</b>	<b>11,22</b>	<b>376,3</b>	<b>10,57</b>	<b>11,22</b>	<b>16 144</b>	<b>(105,5)</b>	<b>174 484</b>	<b>171 644</b>	<b>3,36</b>	<b>116,3</b>	<b>138,8</b>
<b>TOTAL EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX</b>	<b>135 473</b>	<b>135 514</b>		<b>8,4</b>	<b>13 858</b>	<b>10 913</b>		<b>331,5</b>				<b>(90,9)</b>	<b>149 817</b>	<b>146 427</b>		<b>133,1</b>	<b>115,9</b>
<b>Ajustement de l'entente globale cadre 2014</b>				<b>(0,1)</b>				<b>0,6</b>				<b>(0,6)</b>				<b>(0,0)</b>	<b>(0,1)</b>
Contrats spéciaux				0,2				0,2				(0,1)				0,0	0,3
<b>AJUSTEMENT DE L'ENTENTE GLOBALE CADRE 2014, EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX</b>				<b>(0,3)</b>				<b>0,5</b>				<b>(0,5)</b>				<b>(0,0)</b>	<b>(0,4)</b>
<b>PASS-ON 2015 (EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX)</b>				<b>8,1</b>				<b>332,0</b>				<b>(91,4)</b>				<b>133,1</b>	<b>115,5</b>
(A) Les volumes réels patrimoniaux et postpatrimoniaux sont répartis par catégorie de consommateurs proportionnellement aux besoins d'approvisionnement. (B) Le volume de consommation patrimoniale est ajusté, le cas échéant, pour refléter la variation du taux de pertes réel par rapport à celui prévu. (C) Les coûts postpatrimoniaux réels par catégorie de consommateurs ont le même signal de prix que les coûts postpatrimoniaux prévus selon la méthode horaire "colonne (10)". (D) Volume réel de ventes excluant les volumes d'approvisionnement provenant des interruptions et de la variation du taux de pertes indiqué à la note (B). (E) La répartition du montant relatif à l'entente globale cadre 2014 est déterminée par le différentiel entre le compte de pass-on réel 2014 (tel que déposé dans le rapport annuel à la Régie) et le compte de pass-on réel 2014 recalculé pour intégrer les données finales de l'entente globale cadre 2014. (F) Référence R-3905-2014, HQD-19, document 6 (B-0225), tableau 9A et 9B.																	

---

**INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE****Réseaux autonomes**

- 51. Références :** (i) [Décision D-2014-037, p. 199;](#)  
(iii) [Pièce B-0042, p. 21 à 23;](#)  
(iv) Dossier R-3740-2010, Pièce A-35-1, p. 50 à 52.

**Préambule :**

(i) « [762] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans. »

(ii) Le Distributeur présente ses actions de sensibilisation à la pointe hivernale et le résultat de son évaluation sur l'usage du chauffage électrique dans les résidences du Nunavik afin de mieux comprendre la consommation d'électricité au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle, notamment celle facturée à la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D. Il ressort des nombreux audits effectués qu'en raison du relativement bon état des constructions « *généralement, les maisons ne nécessitent pas le recours à du chauffage électrique d'appoint* »

Toutefois, il appert de ces entrevues que la consommation de certains ménages en 2<sup>e</sup> tranche du tarif D serait liée à la présence du chauffage d'appoint électrique dans les maisons ou dans les remises. L'ampleur de cette consommation varie en fonction des habitudes et des caractéristiques des ménages.

En page 23, le Distributeur présente son plan d'action 2015-2016 pour réduire l'usage du chauffage électrique par des actions de communication, de sensibilisation, de promotion d'autres sources de chauffage et la distribution de minuteriers pour les chauffe-moteurs.

(iii) « *Et lorsqu'on travaille sur le projet de lecture à distance avec les projets pilotes dont je faisais mention succinctement tout à l'heure, c'est un projet qui va permettre, lorsque le temps sera bon pour le faire, d'intégrer des notions de tarification différenciée ou d'intervenir directement auprès des clients, parce que ce qu'on projette d'installer c'est des compteurs qui sont communicants où on va pouvoir intervenir directement pour modifier soit la tarification soit la façon dont le compteur mesure ou intervenir directement sur des équipements qui sont installés chez les clients. [...] aujourd'hui les prix ont tellement baissé qu'on est en mesure d'aller chercher sur le réseau énormément d'informations, beaucoup plus qu'on pouvait le faire auparavant d'une façon économique. Avant ça le « smart grid » ou les réseaux communicants étaient réservés aux parties lourdes du réseau, les grosses infrastructures de transport, les grands centres d'abaissement de tension et tout ça qui étaient automatisés. Maintenant on peut penser à de l'automatisation un peu partout sur le réseau et on peut gérer le réseau, gérer la demande.* » [nous soulignons]

**Demande :**

51.1 Veuillez fournir ou expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne présente pas d'ébauche de stratégie d'exploitation des données du projet LAD afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur soutient que le fait que le projet LAD ne soit pas actuellement**  
2            **déployé au nord du 53<sup>e</sup> parallèle ne signifie pas qu'il n'est pas en mesure de**  
3            **fournir de l'aide aux organismes pour la gestion de leurs factures d'électricité.**  
4            **Les données de consommation sont déjà utilisées pour identifier les**  
5            **abonnements présentant une forte consommation en 2<sup>e</sup> tranche. De plus, le**  
6            **Distributeur rappelle que les compteurs de nouvelle génération ne permettent**  
7            **pas d'identifier les usages pour lesquels le client consomme son électricité,**  
8            **pas plus que ne le font les compteurs non communicants.**

**52. Référence :** [Pièce B-0042, p. 22;](#)

**Préambule :**

*« le Distributeur prévoit mettre en place un programme s'adressant aux clients institutionnels détenteurs de génératrices. Des contacts ont déjà été effectués auprès de gestionnaires d'immeubles et d'équipements du secteur public du Nunavik afin d'évaluer l'opportunité de réaliser un projet pilote dès janvier 2016. Le projet pilote permettra de valider, notamment, le potentiel commercial du programme, de même que la faisabilité technique pour les clients de gérer des charges à l'aide de leurs génératrices. »*

**Demandes :**

52.1 Veuillez indiquer si le Distributeur va offrir aux gestionnaires d'immeubles et d'équipements du secteur public du Nunavik son expertise et son soutien technique pour valider la faisabilité de réaliser des projets de gestion de la charge aux moyens de leurs génératrices.

**Réponse :**

9            **Le projet pilote permettra au Distributeur d'évaluer si son expertise et son**  
10           **soutien technique seront nécessaires pour atteindre les résultats escomptés.**

52.2 Veuillez préciser si le Distributeur s'attend à ce que ces génératrices soient utilisées uniquement par leurs propriétaires pour gérer leur propre consommation seulement ou s'il envisage télécommander lui-même ces équipements en fonction des besoins globaux du réseau autonome.

**Réponse :**

- 1            **Le projet pilote ne vise que les génératrices d'urgence des clients.**

**Programmes Systèmes de gestion de l'énergie électrique, Mesurage en continu et gestion de l'énergie électrique et Remise à niveau des systèmes électromécaniques**

53. **Références :** (i) [Pièce B-0042, p.15-16;](#)  
(ii) [Dossier R-3814-2012, Pièce B-0042, p. 21;](#)  
(iv) [http://www.remiseaupointbatiment.com/.](http://www.remiseaupointbatiment.com/)

**Préambule :**

(i) « Parmi les nouveautés, le lancement, le 1<sup>er</sup> mai 2015, du volet Système de gestion de l'énergie électrique en remplacement du volet Mesurage en continu et gestion de l'énergie électrique est à mentionner. La gestion de l'énergie en continu, comme proposée à titre d'exemple par la norme ISO 50001, représente un changement de paradigme pour les entreprises. Elle devra s'échelonner sur plusieurs années avant que les entreprises n'obtiennent des bénéfices tangibles au chapitre des GWh économisés. En ce sens, le Distributeur entreprend une transformation de marché de long terme en accompagnant les entreprises dans ce changement de culture. Concrètement, la bonification de ce volet offrira aux participants autant des appuis financiers que divers services complémentaires, tel un accompagnement technique aux différentes étapes de mise en place d'un système de gestion de l'énergie électrique. »

(ii) « Le Distributeur poursuit le projet-pilote visant les mesures de Remise à niveau des systèmes électromécaniques afin de valider son approche et d'y apporter les ajustements requis. Ce projet-pilote a pour objectif de valider les gains énergétiques et la durée de vie des mesures de tels projets. »

(iii) Le Distributeur annonce que depuis le 11 novembre 2013, il n'accepte plus de nouveaux projets dans le cadre du programme Remise au point des systèmes mécanique des bâtiments.

**Demandes :**

- 53.1 Veuillez indiquer quel potentiel technico-économique en électricité a été identifié à la suite du projet-pilote autorisé en 2012 qui avait pour objectif de valider les gains énergétiques de ce type d'intervention.

**Réponse :**

- 2            **Tels qu'ils sont énoncés en référence (ii), les objectifs du projet pilote de**  
3            **remise à niveau des systèmes électromécaniques (recommissioning) pour le**  
4            **marché CI étaient de valider les gains énergétiques et la durée de vie des**  
5            **mesures de tels projets. Le PTÉ spécifique de cette mesure se trouve à la**  
6            **page 52 du Rapport de Potentiel technico-économique d'économie d'énergie**  
7            **électrique au Québec - Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI)**

1 **et agricole** déposé dans le cadre de la Révision du PTÉ en efficacité  
2 **énergétique** du réseau intégré en suivi de la décision D-2011-028. L'évaluation  
3 **des gains** pour ces projets n'est pas complétée, le projet pilote se terminant le  
4 **31 décembre 2015.**

53.2 Veuillez préciser si le programme *Système de gestion de l'énergie électrique* peut être considéré comme une nouvelle version du programme *Remise à niveau des systèmes électromécaniques*. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

5 **Les deux programmes visent des clientèles différentes avec des offres et des**  
6 **exigences distinctes.**

7 **Le volet *Systèmes de gestion de l'énergie électrique* du programme *Systèmes***  
8 ***industriels (SI)* cible les grands consommateurs électriques industriels. Dans**  
9 **le cadre du programme *SI*, le participant reçoit un appui financier à la suite du**  
10 **dépôt des produits livrables démontrant la mise en œuvre de pratiques de**  
11 **gestion de l'énergie, inspirées de diverses normes dont la norme ISO 50 001,**  
12 **s'appuyant sur un système d'information sur la consommation électrique.**

13 **Pour sa part, le programme *Remise à niveau des systèmes électromécaniques***  
14 **est une démarche qui concernait particulièrement les bâtiments commerciaux,**  
15 **institutionnels et municipaux dans le but d'optimiser le fonctionnement, entre**  
16 **autres, des systèmes de chauffage, de ventilation et d'air climatisé des**  
17 **bâtiments.**

**Modifications aux interventions en efficacité énergétique**

54. Référence : [Pièce B-0042, p.13.](#)

**Préambule :**

« *Tel qu'il l'a annoncé dans le dossier R-3905-2014, le Distributeur a évalué la possibilité d'ajouter les pompes à chaleur à haut rendement et pour climat froid à son offre. [...] Quant aux pompes à chaleur à haut rendement, la période de retour sur investissement demeure encore longue. En conséquence, le Distributeur estime qu'une sensibilisation générale pour les pompes à chaleur efficaces demeure la stratégie commerciale la plus appropriée.* »

**Demandes :**

54.1 Veuillez clarifier la différence entre les « *pompes à chaleur efficaces* », celles « *à haut rendement* » et les « *pompes à chaleur pour climat froid* » et indiquer si chacune des ces trois technologies sont déjà offertes sur le marché.

**Réponse :**

1 Les pompes à chaleur auxquelles fait allusion le Distributeur dans la citation  
2 en préambule sont des thermopompes air-air. Les pompes à chaleur, ou  
3 thermopompes, sont considérées « à haut rendement » ou « efficaces »  
4 lorsqu'elles répondent ou dépassent les exigences de la norme *Energy-Star*.  
5 La performance énergétique de ces appareils diminue en fonction de la  
6 température extérieure. Or, le climat nordique du Québec fait en sorte que ces  
7 appareils cessent d'offrir un rendement énergétique suffisant durant une  
8 partie de la saison de chauffage, nécessitant l'utilisation d'un système  
9 d'appoint. Plusieurs fabricants offrent des thermopompes à haut rendement  
10 au Québec.

11 Les pompes à chaleur pour climat froid sont des thermopompes de deuxième  
12 génération qui continuent à offrir un rendement énergétique satisfaisant, et  
13 ce, même à de très basses températures. Seuls quelques modèles sont  
14 disponibles au Québec. De plus, les normes et les critères de performance  
15 applicables à ce type de thermopompes ne sont pas encore définis par les  
16 autorités reconnues dans le marché. Conséquemment, le Distributeur préfère  
17 attendre avant d'en faire la promotion dans son programme *Maisons*  
18 *efficaces*. Toutefois, le Distributeur travaille avec Ressources naturelles  
19 Canada, le Groupe CSA et d'autres entreprises d'énergie nord-américaines  
20 afin d'accélérer l'entrée en vigueur de normes applicables à ces appareils.

54.2 Veuillez préciser quelles sont les offres et les actions de sensibilisation du Distributeur qui concernent respectivement les pompes à chaleur standard du marché, les pompes à chaleur à haut rendement, les pompes à chaleur pour climat froid, et les pompes à chaleur efficaces.

**Réponse :**

21 La sensibilisation pour les pompes à chaleur et la géothermie se fera dans le  
22 cadre du programme *Sensibilisation – Mieux consommer* dans la nouvelle  
23 section du site Web dédiée à la nouvelle construction et à la rénovation.

24 Par ailleurs, le Distributeur poursuit la promotion de la géothermie auprès des  
25 constructeurs dans le cadre de son programme *Maisons efficaces*.

54.3 Veuillez indiquer, le cas échéant, la place de la géothermie dans cette offre.

**Réponse :**

26 Voir la réponse à la question 54.2.

## Programmes de gestion de la demande à la pointe

55. Référence : [Pièce B-0042, p.25.](#)

### Préambule :

« Pour mieux rendre compte de la relation entre le TCTR, le TNT et le TP, le Distributeur précise la notion de transfert entre les agents économiques. Du point de vue individuel, le client accroît son gain en recevant l'incitatif financier pour sa participation au programme (TP). En revanche, ce gain fait partie des coûts du Distributeur. Les coûts défrayés pour l'octroi de l'incitatif financier, ajoutés aux autres coûts du programme, doivent être comparés aux coûts évités afin de procéder au calcul du TNT. Du point de vue de la société, le transfert est neutre puisque que le gain du client est égal au montant de l'incitatif monétaire du Distributeur (TCTR). Le TCTR est, de ce fait, constitué de la différence entre les coûts évités et le coût du programme. Les résultats montrent que les deux programmes de charges interruptibles, résidentielles et Bâtiments CI, ont un TP positif. » [nous soulignons]

### Demande :

55.1 Veuillez indiquer avec quelles hypothèses d'incitatif ou d'aide financière aux participants, pour les chauffe-eau résidentiels et pour les charges interruptibles CI, les TP ont été calculés.

### Réponse :

1            **Tout comme les programmes en économies d'énergie, les programmes de**  
2            **gestion de la demande en puissance, par exemple le programme *Charges***  
3            ***interruptibles résidentielles*, sont de nature commerciale. Dans ce cas, le**  
4            **Distributeur doit en démontrer la rentabilité économique pour justifier les**  
5            **montants dépensés et l'intérêt de la clientèle visée par le programme d'y**  
6            **participer. Les tests économiques du TCTR et du TP répondent adéquatement**  
7            **à ces conditions préalables. Ainsi, pour le TCTR, le Distributeur s'assure que**  
8            **l'ensemble des dépenses, y compris l'aide financière accordée aux**  
9            **participants, soit inférieur aux coûts évités, peu importe le poste budgétaire**  
10           **où les montants sont inscrits.**

#### ***Charges interruptibles résidentielles :***

11           **Les hypothèses prises en compte pour l'année 2016 sont les meilleures**  
12           **estimations qui étaient disponibles lors de la préparation de la pièce HQD-10,**  
13           **document 1 (B-0042) du présent dossier. Le tableau R-55.1 présente les**  
14           **principales hypothèses.**

TABLEAU R-55.1 :  
HYPOTHÈSES CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENIELLES

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017
Budget du programme (excluant aide financière)	12 M\$ en 2015	26 M\$ en 2015
MW ajoutés	28	70
Nb de participants ajouté	40 K	100 K
Aide / participant	50 \$ / an	50 \$ / an

1 Le budget 2016 du programme (excluant l'aide financière) est évalué à 26 M\$.  
2 Il comprend l'acquisition et l'installation de systèmes ainsi que les frais de  
3 commercialisation. Sur les 26 M\$, 24 M\$ sont alloués aux investissements et  
4 2 M\$ sont versés aux charges.

5 L'analyse économique prend en compte les dépenses de 2016 à 2018, une  
6 durée de vie commerciale de trois ans ayant été utilisée.

7 Cette durée de vie commerciale présumée de trois ans reflète le fait qu'en  
8 moyenne, un client qui a adhéré au programme y demeurera trois années.

9 Les coûts évités en puissance prennent en compte la fourniture, le transport  
10 et la distribution.

11 Ainsi, les montants actualisés sont : les coûts évités de 35 M\$, les coûts  
12 d'investissement et exploitation de 26 M\$ et l'appui financier de 14 M\$.

13 TCTR = Coûts évités - Coûts pour la société  
14 = 35 M\$ - 26 M\$ - 14 M\$ + 14 M\$  
15 = 9 M\$ (transfert des montants entre le Distributeur et ses clients pour  
16 l'appui financier)

17 TP = Économie sur la facture pour le client - coût pour le client  
18 = 0 - (-14 M\$) (puisque'il s'agit d'un gain)  
19 = 14 M\$

20 TNT = Coûts évités - Coûts encourus par le Distributeur  
21 = 35 M\$ - 26 M\$ - 14 M\$  
22 = -5 M\$.

23 Comme mentionné à la section 4.1 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0042),  
24 les dépenses de 26 M\$ utilisées dans les analyses économiques sont  
25 estimées. Le Distributeur est d'avis que le déploiement massif du programme  
26 *Charges interruptibles résidentielles* permettra, à terme, de réaliser des  
27 économies d'échelle sur les dépenses, rapprochant ainsi le TNT de la  
28 neutralité tarifaire.

1           **Voir également la réponse à la question 61.4.**

***Charges interruptibles - Bâtiments***

2           **Pour le projet pilote au marché CI, les participants recevront 70 \$/kW-hiver sur**  
3           **une base annuelle. La durée de vie anticipée est de 5 ans.**

4           **Au même titre que l'aide financière accordée aux clients Grande puissance et**  
5           **Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible, le Distributeur a**  
6           **choisi de comptabiliser l'aide financière allouée aux programmes *Charges***  
7           ***interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* dans le**  
8           **budget des approvisionnements. Ces montants, présentés au tableau 6 de la**  
9           **pièce HQD-6, document 1 (B-0023), sont respectivement de 2,3 M\$ (2,1 M\$**  
10           **Résidentiel et 0,2 M\$ Affaires) et de 8,8 M\$ (7,4 M\$ Résidentiel et 1,4 M\$**  
11           **Affaires) pour les années 2015 et 2016.**

**56. Référence :**    [Pièce B-0042, p.25.](#)

**Préambule :**

*« Les analyses économiques ont été réalisées en prenant en compte, dès l'année 2016, l'indicateur de coût évité en puissance de long terme (106 \$/kW-an [\$2015]) [...] Les résultats montrent que les deux programmes de charges interruptibles, résidentielles et Bâtiments CI, ont un TP positif. Le TNT du programme Charges interruptibles résidentielles, est négatif, les coûts évités étant inférieurs aux coûts totaux assumés par le Distributeur. En effet, alors que les coûts évités sont de 35 M\$ (actualisés de 2016), le Distributeur prévoit déboursier sur la durée de vie du programme 14 M\$ (actualisés de 2016) en incitatif financier et 26 M\$ (actualisés de 2016) en dépenses reliées à l'interruption à distance et autres dépenses. Il est important de préciser que les dépenses de 26 M\$ sont estimées, le résultat de l'appel d'offres qui sera lancé à l'automne en précisera le montant exact, rapprochant éventuellement le TNT de la neutralité. »*

**Demandes :**

56.1 Veuillez déposer le calcul des tests économiques mentionnés en préambule.

**Réponse :**

12           **Voir la réponse à la question 55.1.**

56.2 Veuillez préciser le montant des incitatifs déboursés au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017 et la durée de l'aide au client qui totalise un montant actualisé de 14 M\$.

**Réponse :**

13           **Voir la réponse à la question 55.1.**

56.3 Veuillez indiquer quelle part du montant de 26 M\$ correspond à des coûts d'exploitation du système d'interruption à distance et quelle part correspond aux investissements pour la fourniture et l'installation du système de télé-contrôle chez les participants.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 55.1.**

56.4 Veuillez préciser sur quelle durée de vie les investissements dans les systèmes de télé-contrôle sont amortis.

**Réponse :**

2 **La durée des amortissements correspond à celle du compte de frais reportés**  
3 **pour les interventions en efficacité énergétique, soit 10 ans.**

56.5 Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles le programme *Charges interruptibles résidentielles* montre un TNT négatif malgré un coût évité de puissance de 106 \$/kW. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur la valeur des coûts d'exploitation du système d'interruption à distance en fonction du nombre de participants au programme.

**Réponse :**

4 **Voir la réponse à la question 55.1.**

56.6 Veuillez expliquer en quoi les tests économiques, conçus pour évaluer les programmes d'économies d'énergie, demeurent pertinents pour évaluer des programmes de déplacement de charges de pointe, dans un contexte où il n'y a pas de facturation de puissance ni d'énergie en fonction des périodes de pointe. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

5 **Les tests économiques demeurent pertinents peu importe la structure tarifaire**  
6 **applicable.**

7 **Voir également la réponse à la question 55.1.**

**57. Référence :** [Pièce B-0042, p. 19.](#)

**Préambule :**

« *Bien qu'il déploie un nouveau programme de gestion à distance impliquant les chauffe-eau, le Distributeur maintient son programme CE3É. Ces deux moyens permettent de réduire les besoins à la pointe, sont rentables et peuvent cohabiter harmonieusement.* »

**Demandes :**

57.1 Veuillez fournir les analyses et les tests de rentabilité de ces deux programmes.

**Réponse :**

1           **Voir la réponse à la question 55.1 pour le programme *Charges interruptibles***  
2           **résidentielles.**

3           **Concernant le programme *CE3É*, les hypothèses sont présentées aux**  
4           **tableaux A-1 et B-1 des pages 31 et 37 de la pièce HQD-10, document 1**  
5           **(B-0042).**

6           **La durée de vie prise en compte est de 12 ans, soit la durée de vie effective**  
7           **d'un chauffe-eau.**

8           **TCTR = Coûts évités - Coûts pour la société**  
9           **= 4 M\$ - 2 M\$**  
10           **= 2 M\$**

11           **TP = Économie sur la facture pour le client - Coût pour le client**  
12           **= 0 M\$.**

13           **TNT = Coûts évités - Coûts encourus par le Distributeur**  
14           **= 4 M\$ - 2 M\$**  
15           **= 2 M\$.**

57.2 Veuillez expliquer en quoi les deux programmes peuvent cohabiter harmonieusement.  
Veuillez notamment expliquer en quoi le maintien du chauffe-eau à 3 éléments ne  
réduit pas le potentiel de clients pouvant opter pour le télé-contrôle, augmentant ainsi  
le coût unitaire d'exploitation du système d'interruption à distance.

**Réponse :**

16           **L'appel de puissance à la pointe du réseau d'un chauffe-eau à trois éléments**  
17           **est inférieur de 0,1 kW à celui d'un chauffe-eau à deux éléments. Cette**  
18           **réduction de puissance est permanente. Le programme de gestion de la**  
19           **charge résidentielle permet d'effacer la charge totale d'un chauffe-eau**  
20           **pendant la durée de la pointe. L'économie potentielle procurée par cet**  
21           **effacement de la charge totale d'un chauffe-eau est évaluée à 0,9 kW. Cette**  
22           **hypothèse reflète la charge moyenne de l'ensemble du parc de chauffe-eau.**

57.3 Veuillez indiquer si les CE3É peuvent être éligibles au contrôle à distance et, le cas  
échéant, présenter des avantages en reprise de charge par rapport aux chauffe-eau  
conventionnels.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 57.2.

**Biénergie et tarif DT**

58. Référence : [Pièce B-0051, p. 18 à 20.](#)

**Préambule :**

« En ce qui concerne la révision de la stratégie tarifaire au tarif DT, les défis sont importants. En effet, après avoir connu une période de relative stabilité entre 2008 et 2013, le parc biénergie est en décroissance comme en fait foi la perte de 4 219 abonnements en 2014, soit une diminution de plus de 3 % du nombre de clients.

[...]

Face à ce constat d'une tendance persistante et naturelle à l'érosion du parc biénergie, les mesures commerciales relatives à la promotion de la biénergie au tarif DT doivent viser essentiellement à inciter les clients à retarder le plus possible l'abandon du tarif DT.

[...]

Outre les mesures commerciales, des avenues tarifaires pourraient également être envisagées pour retarder le plus possible l'érosion du parc biénergie. Puisque le Distributeur dispose d'une marge de manoeuvre reliée à la rentabilité du tarif, celle-ci pourrait être utilisée pour accroître davantage l'économie du client.

[...]

Enfin, le Distributeur propose d'attendre qu'une stratégie soit adoptée au tarif D avant de modifier le tarif DT qui est actuellement calibré pour être neutre par rapport au tarif D. »

[nous soulignons]

**Demande :**

58.1 Considérant la marge de manoeuvre du Distributeur reliée à la rentabilité du tarif DT, le constat de l'érosion persistante du parc de biénergie et les changements modestes envisagés pour l'instant au tarif D, veuillez justifier de ne pas déployer de nouvelles mesures relatives à la promotion de la biénergie.

**Réponse :**

2 **Considérant la tendance à l'érosion du parc biénergie et le faible potentiel de**  
3 **nouveaux abonnements au tarif DT (voir les pages 51 à 54 du document de**  
4 **présentation du 12 juin 2015, à l'annexe A de la pièce HQD-16, document 1.1**  
5 **[B-0071]), le Distributeur entend, pour le moment, concentrer ses efforts sur**  
6 **des mesures de sensibilisation et d'intervention auprès des clients au tarif DT**  
7 **pour leur permettre de profiter pleinement du tarif. Par exemple, un courriel a**  
8 **été envoyé en octobre 2015 aux clients au tarif DT adhérant à la facture**  
9 **électronique et un encart sera joint à la facture papier des autres clients au**  
10 **tarif DT leur rappelant la source d'énergie à privilégier en fonction de la**  
11 **température. De plus, une formation des représentants du service à la**

1 clientèle (SALC) est également en cours afin de leur permettre de mieux aider  
2 le client à déterminer si le tarif DT demeure avantageux compte tenu de sa  
3 situation. Par ailleurs, le Distributeur réalise actuellement des inspections  
4 auprès de clients ayant une consommation en pointe particulièrement élevée  
5 de manière à vérifier si les conditions d'admissibilité au tarif sont toujours  
6 respectées.

7 Enfin, le Distributeur a indiqué qu'il serait possible d'utiliser la marge de  
8 manœuvre dont il dispose pour accroître les économies réalisées par les  
9 clients au tarif DT. Les pistes de solution sont présentées aux pages 68 à 73  
10 du document de présentation du 12 juin 2015, à l'annexe A de la pièce  
11 HQD-16, document 1.1 (B-0071). Toutefois, compte tenu du fait que ce tarif est  
12 étroitement lié au tarif D, le Distributeur estime qu'il est préférable d'établir  
13 une stratégie pour ce dernier avant de proposer des modifications à la  
14 structure et au calibrage du tarif DT.

59. Références :
- (i) [Pièce B-0042, p. 17](#);
  - (ii) [Pièce C-FCEI-0002, p.4](#) et 5;
  - (iii) <https://www.ville.sherbrooke.qc.ca/sous-site/hydro-sherbrooke/habitation/gestion-energetique/bienergie/> consultée le 22 septembre 2015;
  - (iv) [Hydro-Sherbrooke en chiffres](#) consultés le 22 septembre 2015;
  - (v) [Ville de Sherbrooke, Règlement n°425, p.11](#) et 12;
  - (vi) [Ville de Sherbrooke, Règlement n°425, p.48 à 52](#).

**Préambule :**

(i) « *Promotion de la biénergie au tarif DT*  
*Malgré tous les efforts déployés par le Distributeur au cours des dernières années, l'érosion du parc biénergie est inévitable sachant qu'il repose à près de 85 % sur des systèmes de chauffage biénergie électricité-mazout et que le chauffage au mazout subit actuellement un changement structurel important hors du contrôle du Distributeur. Compte tenu des enjeux mentionnés à l'annexe D, aucune autre source d'appoint que le mazout ne peut être viable économiquement et commercialement à grande échelle et à long terme. Dans ce contexte, le Distributeur conserve son approche et il poursuivra en 2016, les efforts promotionnels mis en place depuis quelques années afin de ralentir l'effritement du parc biénergie. »*

(ii) *Relativement au tarif DT, la FCEI « croit que des actions concrètes peuvent être prises pour favoriser le maintien permanent des clients à ce tarif de manière à éviter une croissance du besoin en puissance au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. Comme elle l'avait mentionné dans le cadre du dossier R-3864-2013, la FCEI croit que la tarification en pointe devrait être limitée aux réelles heures de pointe ce qui est rendu possible par le déploiement des compteurs de nouvelle génération. Elle note également que la révision du coût évité de la puissance à long terme procure une marge de manœuvre supplémentaire afin d'améliorer l'offre faite aux clients. »*

Elle ajoute que « *Compte tenu de l'effritement rapide de la clientèle au tarif DT, [...] des ajustements doivent être apportés dès que possible.[...] qu'une approche semblable devrait être visée pour les clientèles de petite et moyenne puissances et faire partie des discussions à venir au printemps 2016.* »

(iii) Hydro-Sherbrooke présente sa promotion biénergie valide à partir du 1<sup>er</sup> septembre 2015. Il indique que « *plus de 3 000 clients ont adhéré au programme biénergie, tarif DT.* »

(iv) On apprend que Hydro-Sherbrooke a environ 80 000 clients en 2011.

(v) « [...] *le système biénergie doit être muni d'un dispositif de permutation automatique (DPA) d'une source d'énergie à l'autre. Il doit fournir des bornes pour le branchement du dispositif de contrôle d'Hydro-Sherbrooke [...] une télécommande radio sur fréquence VHF exclusive à Hydro-Sherbrooke qui permet le transfert du chauffage au mode d'appoint simultanément avec le changement de tarif (du bas au haut tarif) [...] Le maximum d'heures d'usage de la télécommande pour cette période est fixé à 500 heures. Ce qui laisse un minimum de 8 260 heures par année au bas tarif.* » [nous soulignons]

(vi) En référence (vi), on retrouve les tarifs et conditions s'appliquant aux « *Tarifs généraux biénergie* » appliqués par Hydro-Sherbrooke. On y mentionne notamment les exigences de télécommande.

#### **Demandes :**

59.1 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de commander à distance la biénergie au même titre qu'il contrôle les charges résidentielles interruptibles, par l'intermédiaire ou non de l'infrastructure LAD.

#### **Réponse :**

1           **Le Distributeur tient à souligner que la sonde et la télécommande à distance**  
2           **sont toutes deux des moyens techniques permettant de déclencher la**  
3           **permutation d'un système à l'autre. Comme l'effacement du client s'effectue**  
4           **en fonction de la température dans sa région, l'utilisation de la sonde permet**  
5           **une gestion régionale du réseau. L'effacement des clients au tarif DT,**  
6           **sous -12 °C ou -15 °C selon la région, a donc une valeur pour le Distributeur**  
7           **qui dépasse le concept de fine pointe en ce qui a trait à la fourniture puisqu'il**  
8           **permet également d'éviter des coûts de transport et de distribution.**

9           **De plus, le Distributeur rappelle que le tarif DT doit présenter des avantages**  
10           **pour tous les acteurs impliqués, qu'il s'agisse des clients en leur permettant**  
11           **de réaliser des économies, du Distributeur en lui permettant d'éviter des coûts**  
12           **ou des mazoutiers en leur permettant de rentabiliser l'approvisionnement des**  
13           **clients biénergie. Une réduction du nombre d'heures d'effacement réduirait**  
14           **inévitablement l'intérêt des mazoutiers à assurer l'approvisionnement en**  
15           **mazout des clients biénergie et accélérerait l'érosion du parc. Une érosion du**  
16           **parc au profit du TAE aurait également un impact sur le réseau puisque de la**  
17           **capacité additionnelle pourrait être requise.**

1           **Enfin, le Distributeur rappelle que l'effritement du parc biénergie résulte**  
2           **d'une tendance persistante en lien avec le vieillissement du parc existant et**  
3           **l'effritement de la clientèle chauffant au mazout. Il n'est pas relié à la**  
4           **technologie utilisée pour interrompre le chauffage électrique. Tout**  
5           **changement technologique pourrait amener un coût supplémentaire, sans**  
6           **garantir un changement de cette tendance lourde. Le Distributeur dispose**  
7           **d'une marge de manœuvre pour accroître l'économie des clients sans**  
8           **compromettre la rentabilité du tarif et celle des mazoutiers, ni abandonner**  
9           **l'utilisation de la sonde de température qui confère au tarif DT un avantage**  
10           **indéniable par rapport à d'autres mesures de gestion de la puissance.**

59.2 Veuillez indiquer si le système d'interruption à distance des chauffe-eau résidentiels pourrait prendre le rôle de la sonde de température des systèmes biénergie.

**Réponse :**

11           **Voir la réponse à la question 59.1.**

59.3 Veuillez élaborer sur les avantages pour la clientèle et pour le Distributeur de n'avoir recours au chauffage au mazout et de n'appliquer un 2<sup>e</sup> palier d'un tarif DT recalibré uniquement pendant les heures de plus grande demande et non pas à n'importe quel moment de la journée dès qu'il fait moins de -12°C ou de -15°C selon les régions, notamment au niveau de la prévisibilité des avantages économiques procurés par le tarif DT aux clients qui y ont adhéré.

**Réponse :**

12           **Voir la réponse à la question 59.1.**

59.4 Veuillez indiquer quel serait le prix du 2<sup>e</sup> palier du tarif DT calibré s'il ne s'appliquait que pour les 500 et 300 premières heures de plus forte demande et non plus environ 900 comme selon les normales climatiques.

**Réponse :**

13           **Le Distributeur rappelle que les prix du tarif DT sont calibrés à conditions**  
14           **climatiques normales pour Montréal. Tel qu'il est présenté à la page 67 du**  
15           **document de présentation du 12 juin 2015 (voir l'annexe A de la pièce HQD-16,**  
16           **document 1.1 [B-0071]), le nombre d'heures sous -12 °C à conditions**  
17           **climatiques normales s'élevait à 550 en 2014, et non à 900.**

18           **Le Distributeur rappelle également que la sonde, déclenchée en fonction des**  
19           **conditions climatiques réelles, a permis un effacement inférieur à 500 heures**  
20           **au cours de 9 des 20 dernières années et de moins de 300 heures au cours de**  
21           **4 d'entre elles. Lors des années très froides, lorsque le réseau était très**

1            **sollicité, la sonde a toutefois permis un plus grand nombre d'heures**  
2            **d'effacement. La sonde permet ainsi de s'adapter aux conditions climatiques**  
3            **réelles afin de mieux répondre aux besoins du Distributeur.**

59.5 Veuillez élaborer sur l'énoncé de la FCEI d'une approche de biénergie pour les clientèles de petite et moyenne puissance.

**Réponse :**

4            **La référence (vi) réfère au tarif BT d'Hydro-Sherbrooke qui correspond au**  
5            **tarif BT introduit par le Distributeur en 1993. L'objectif d'Hydro-Québec à**  
6            **l'époque était d'écouler les surplus d'électricité en période hors pointe. Ce**  
7            **tarif a été abrogé au 1<sup>er</sup> avril 2006<sup>9</sup>.**

8            **Une évaluation du potentiel biénergie pour la clientèle de petite et de moyenne**  
9            **puissances, de même que la possibilité de rémunérer un éventuel effacement**  
10           **par l'entremise d'un programme de gestion de la demande en puissance ou**  
11           **par un tarif adapté, pourraient faire l'objet de la séance de travail prévue au**  
12           **printemps 2016. Par ailleurs, l'option d'électricité interruptible, offerte à la**  
13           **clientèle de moyenne puissance dont la puissance maximale appelée est d'au**  
14           **moins 1 000 kW, peut s'avérer intéressante pour les clients avec un système**  
15           **biénergie.**

**Tests économiques et comptabilisation des économies  
des programmes d'efficacité énergétique**

60. **Références :**
- (i) [Pièce B-0042, p.25;](#)
  - (ii) [Pièce B-0042, p.24,](#) 41 et suivantes, tableaux 7, 8, C-1, C-2 et C-3;
  - (iii) [Dossier R-3879-2014, pièce B-0433, p.17;](#)
  - (iv) [Réponse du 18 juin 2015, suivi 2015 des évaluations du PGEÉ, p.3;](#)
  - (v) [Dossier R-3879-2014, phase 3, Pièce B-0539, p.71.](#)

**Préambule :**

(i) « Pour mieux rendre compte de la relation entre le TCTR, le TNT et le TP, le Distributeur précise la notion de transfert entre les agents économiques. Du point de vue individuel, le client accroît son gain en recevant l'incitatif financier pour sa participation au programme (TP). En revanche, ce gain fait partie des coûts du Distributeur. Les coûts défrayés pour l'octroi de l'incitatif financier, ajoutés aux autres coûts du programme, doivent être comparés aux coûts évités afin de procéder au calcul du TNT. Du point de vue de la société, le transfert est neutre puisque que le gain du client est égal au montant de l'incitatif

---

<sup>9</sup> Décision D-2004-170.

monétaire du Distributeur (TCTR). Le TCTR est, de ce fait, constitué de la différence entre les coûts évités et le coût du programme. Les résultats montrent que les deux programmes de charges interruptibles, résidentielles et Bâtiments CI, ont un TP positif. »

(ii) Le Distributeur présente, dans différents tableaux, les résultats des tests économiques des différents investissements en efficacité énergétique. À l'exception du tableau C-3, on n'observe généralement pas d'égalité entre le TCTR, et la somme TP + TNT avec parfois des écarts très significatifs.

(iii) Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'intégration des bénéfices non énergétiques dans les tests économiques du PGEÉ.

(iv) Le Distributeur répond à la Régie qui lui demande s'il a évalué l'impact du programme OIP sur l'utilisation de la toile solaire chez les clients utilisant un combustible pour le chauffage de leur piscine, notamment dans le but d'estimer la rentabilité du programme :

*« Le Distributeur n'a pas évalué l'impact du programme OIP sur l'utilisation de la toile solaire chez les clients utilisant un combustible pour le chauffage de leur piscine. Cette évaluation n'a pas été faite compte tenu du fait que le Distributeur ne peut se créditer que des économies d'énergie électrique. »*

(v) À propos du programme *Recommissionning*, Gaz Métro répond à la Régie qui l'interroge sur la façon dont les économies d'électricité sont prises en compte dans le calcul du TP :

*« Sans être en mesure de le définir précisément, la considération des économies d'électricité en plus de celles du gaz naturel aurait certainement des effets positifs sur les résultats des tests de rentabilité de ce programme du PGEÉ de Gaz Métro. Il pourrait y avoir des enjeux de double comptage des mêmes économies d'électricité si elles étaient considérées à la fois par Gaz Métro et par d'autres partenaires, comme Hydro-Québec ou le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE), par exemple. Si cet enjeu est contrôlé, Gaz Métro n'est pas fermée à l'idée de considérer ces économies complémentaires dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires. »*

**Demandes :**

60.1 Veuillez préciser si le TP a été calculé directement par le Distributeur ou par différence entre le TCTR et le TNT.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 55.1.**

60.2 Veuillez élaborer sur le point de vue du Distributeur quant à l'opportunité, à l'occasion d'une nouvelle politique énergétique, de s'assurer que tous les distributeurs utilisent les mêmes tests économiques, les mêmes hypothèses et les mêmes intrants pour les calculer, et les mêmes façons de considérer des économies autres que celles reliées directement à la seule source d'énergie distribuée par chacun d'eux.

**Réponse :**

- 1            **Comme mentionné à la réponse à la question 55.1, les tests économiques**  
2            **sont toujours pertinents pour les programmes commerciaux. Les différences**  
3            **de contexte entre les distributeurs font en sorte que les intrants, tels les taux**  
4            **d'actualisation ou la valeur de l'énergie, sont spécifiques à chacun.**
- 5            **Quant à la comptabilisation des résultats, le Distributeur est ouvert à toute**  
6            **proposition qui permet de tenir compte des efforts de chacun tout en évitant**  
7            **le double comptage.**

**Programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments***

61. **Références :** (i) [Pièce B-0068, p.70](#);  
(ii) [Pièce B-0053, p.58](#) et 112.

**Préambule :**

(i) « Comme mentionné à la pièce HQD-10, document 1 (B-0042), les incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* ne sont pas inclus dans le budget des interventions en efficacité énergétique. Ils sont comptabilisés dans les coûts d'approvisionnement, au même titre que ceux accordés aux clients Grande puissance et Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible. »

(ii) Le Distributeur présente à partir des pages 58 et 112 des *Modifications aux tarifs d'électricité et justifications*, les modalités relatives aux options d'électricité interruptible pour les tarifs M et L. On ne retrouve pas d'équivalent dans les tarifs résidentiels ou généraux.

**Demandes :**

61.1 Veuillez préciser les montants spécifiquement consacrés aux incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* qui ont été inclus aux coûts d'approvisionnement des budgets 2015, d'une part, et 2016, d'autre part.

**Réponse :**

- 8            **Voir la réponse à la question 55.1.**
- 61.2 Veuillez fournir les documents promotionnels et contractuels utilisés par le Distributeur pour recruter les participants aux programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments*

Réponse :

1            **Aucun document promotionnel ne peut être fourni. Le programme *Charges***  
2            ***interruptibles Bâtiments* est au stade du projet pilote et le programme**  
3            ***Charges interruptibles résidentielles* fait l'objet d'un repositionnement.**

61.3 Veuillez préciser les incitatifs financiers unitaires versés par participant à ces programmes et par unité de puissance effacée à la pointe.

Réponse :

4            **Voir la réponse à la question 55.1.**

61.4 Veuillez préciser si les incitatifs financiers sont versés en une seule fois ou de façon récurrente, sur une base annuelle ou à chaque période de facturation.

Réponse :

5            **Le déploiement du programme *Charges interruptibles résidentielles* ne**  
6            **débutera qu'en 2016. Son repositionnement dépendra des nouvelles**  
7            **orientations du prochain plan stratégique de l'entreprise, qui auront**  
8            **possiblement des impacts sur les modalités et les coûts du programme. Il**  
9            **serait donc prématuré pour le Distributeur de fournir davantage de détails à ce**  
10           **sujet.**

11           **Pour le programme *Charges interruptibles – Bâtiments*, voir la réponse à la**  
12           **question 55.1.**

13           **Toutefois, le Distributeur souligne qu'il vise toujours à atteindre globalement,**  
14           **avec l'ensemble des moyens de gestion de la demande en puissance à sa**  
15           **disposition, l'objectif prévu pour la pointe 2016-2017, soit environ 200 MW.**

61.5 Si les incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* sont versés en une seule fois, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles ils ne sont pas considérés comme faisant partie du budget efficacité énergétique.

Réponse :

16           **Voir la réponse à la question 55.1.**

61.6 Si les incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* sont versés sur une base annuelle ou par période de facturation, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles ils ne figurent pas dans le texte des tarifs d'électricité (Pièce B-0053), sous la forme d'une option ou d'un nouveau tarif.

**Réponse :**

1           Comme expliqué à la réponse 55.1, le Distributeur a positionné ces  
2 interventions comme des programmes commerciaux et il a fait la  
3 démonstration de leur rentabilité.

4           Les modalités fines pour ces programmes seront précisées à la suite du  
5 déploiement du projet pilote pour le programme *Charges*  
6 *interruptibles - Bâtiments* et du repositionnement du programme *Charges*  
7 *interruptibles résidentielles*. Ces modalités respecteront les coûts évités du  
8 Distributeur.

9           Bien que le mode de déploiement commercial reste à préciser, s'il s'avérait  
10 qu'il y a un avantage à déployer ces interventions au moyen d'une option  
11 tarifaire, le Distributeur en présentera les modalités à la Régie pour  
12 approbation avant leur mise en application.

61.7 Veuillez expliquer comment les tests économiques des programmes *Charges*  
*interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* ont été établis si les  
incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et  
*Charges interruptibles Bâtiments* ne font pas partie du budget efficacité énergétique.

**Réponse :**

13           Voir la réponse à la question 55.1.