

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À  
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS  
D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

---

**ÉVOLUTION DES EXCÉDENTS DE RENDEMENT**

**1. Référence :** Pièce B-0022, p. 8 et 9.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 3, la prévision du bénéfice réglementé de l'année de base 2015 au montant de 334,3 M\$, soit un excédent de rendement de 27,5 M\$ par rapport au bénéfice réglementé reconnu dans la décision D-2015-018 au montant de 306,8 M\$.

La Régie présente au tableau suivant l'historique 2009 à 2015 des excédents de rendement.

(en M\$)	4/8 2015	RA 2014	10/2 2014	4/8 2014	2013	2012	2011	2010	2009
Ventes nettes des achats	25,2	51,3	56,3	60,0	71,0	33,1	37,6	78,3	-4,0
Revenus autres	-5,3	-7,2	-5,4	-1,6	-3,0	-7,1	6,9	20,9	35,0
Rabais MFR	-2,0								
Charges d'exploitation	-13,1	40,6	10,0	-11,6	127,7	26,4	7,6	19,6	34,4
Frais corporatifs	-0,7	3,1	2,3	2,3	5,8	3,5	8,3	12,5	9,8
Autres charges	11,6	15,9	3,3	-3,1	5,3	31,9	28,3	24,8	1,3
Capitaux empruntés	11,8	1,3	0,9	0,9	1,0	23,6	12,5	15,3	29,3
	<b>27,5</b>	<b>105,0</b>	<b>67,4</b>	<b>46,9</b>	<b>207,8</b>	<b>111,4</b>	<b>101,2</b>	<b>171,4</b>	<b>105,8</b>

*Sources : Pièce B-0022, Rapports annuels 2009-2014. Section « Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus ».*

**Demandes :**

- 1.1 D'une façon générale, veuillez commenter le fait que, le Distributeur fait des excédents de rendement de façon récurrente depuis 2009.
- 1.2 En particulier, veuillez élaborer sur les méthodes de prévision pour établir les revenus requis de l'année témoin projetée.
- 1.3 Veuillez préciser si les gains d'efficacité anticipés sont considérés initialement dans l'année témoin projetée.

## PRÉSENTATION DE LA DEMANDE 2016-2017

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0008, p. 6.
  - (ii) Pièce B-0039, p. 9, tableau 5.
  - (iii) Pièce B-0039, p.11, tableau 6.

**Préambule :**

(i) « *Le déploiement de l'infrastructure de mesurage avancée va bon train de telle sorte qu'à la fin de 2015, la presque totalité des compteurs de nouvelle génération aura été installée. Le Distributeur devrait terminer l'installation des 3,8 millions de compteurs au cours de 2016.* »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 5, l'impact sur les revenus requis 2016 du projet LAD, en comparant sur une base annuelle et cumulative les données du dossier R-3933-2015 et celles du dossier R-3770-2011.

(iii) Le Distributeur présente au tableau 6, les investissements, les mises en service et les stocks en équipements de mesurage du projet LAD, en comparant sur une base annuelle et cumulative les données du dossier R-3933-2015 et celles du dossier R-3770-2011.

**Demandes :**

- 2.1 Considérant le devancement de la fin du projet en 2016, veuillez compléter le tableau 5 en comparant, sur une base annuelle et cumulative, les données du dossier R-3933-2015 et celles du dossier R-3770-2011 de fin de projet.
- 2.2 Considérant le devancement de la fin du projet en 2016, veuillez compléter le tableau 6 en comparant, sur une base annuelle et cumulative, les données du dossier R-3933-2015 et celles du dossier R-3770-2011 de fin de projet.

## EFFICIENCE ET PERFORMANCE

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0013, p. 10, 21 et 25;
  - (ii) Pièce B-0013, p. 10;
  - (iii) Pièce B-0017, p. 3;
  - (iv) Pièce B-0030, p. 5.

**Préambule :**

- (i) Tableau 3 – Indicateurs d'efficacité privilégiés par le Distributeur.

Tableau A-1 – Composantes des indicateurs d'efficacité.

Tableau B-1 – Indicateurs d'efficacité spécifique.

(ii) « Les indicateurs 1 et 7, relatifs au coût total par abonnement, et l'indicateur 2, relatif au coût total par kWh normalisé, présentent une décroissance respective de 7,5 %, de 7,8 % et de 6,7 % entre 2015 et 2016. Cette décroissance est attribuable, d'une part, à la diminution du coût de retraite et, d'autre part, à la diminution de la dépense d'amortissement des compteurs remplacés en lien avec le projet LAD. Également, la disposition du compte d'écart – Projets majeurs relatifs au projet LAD, en 2015, et du compte de frais reportés – US GAAP, en 2016, explique le reste de la décroissance.

*La diminution de 5,9 % de l'indicateur du coût total par abonnement du processus SALC (indicateur 5) s'explique essentiellement par la diminution du coût de retraite ».*

(iii) Tableau 1 – Principaux paramètres économiques

(iv) Tableau 1 – Évolution du ratio charges de services partagés par abonnement au Québec pour les années 2012 à 2016.

#### **Demandes :**

3.1 Veuillez compléter les trois tableaux de la référence (i) en y ajoutant les données pour les années historiques 2013 et 2014, de même que celles de l'année de base 2015. Pour ce faire, veuillez utiliser le tableau de la référence (iv) comme modèle et la référence (iii) comme source de données pour l'inflation pour l'année de base 2015.

3.2 À la suite de la lecture de la référence (ii), veuillez préciser, pour l'année 2016, quels sont les gains d'efficacité qui proviennent directement d'actions de gestion courante ou d'actions structurantes de la part du Distributeur.

3.3 En considérant la réponse à la question 3.1, veuillez reproduire les données des tableaux de la référence (i) en retirant tous les impacts découlant des modifications de méthodes comptables à la suite du passage des IFRS aux US GAAP.

**4. Référence :** Pièce B-0013, p. 12 et 13.

#### **Préambule :**

*« Ainsi, afin de couvrir toutes les facettes de son service à la clientèle, le Distributeur propose d'ajouter un indicateur mesurant l'utilisation de l'Espace client et des autres services offerts sur le Web. Ce nouvel indicateur mesure, par client, le nombre de formulaires Web reçus (par exemple, les formulaires d'adhésion au MVE, d'emménagement / déménagement ou de demande d'élagage), le nombre de contacts Web transactionnels (par exemple, l'ajout d'une page personnelle, le paiement de la facture par Internet ou la modification du montant relatif au MVE)*

*et le nombre de courriels libres. Cet indicateur exclut cependant les contacts Web informationnels tels que le portrait de consommation offert dans l'Espace client ».*

**Demandes :**

4.1 Veuillez présenter les résultats 2010-2015 de l'indicateur Nombre de contacts Web par client en le divisant de manière suivante :

- Nombre de courriels libres + formulaires Web par client;
- Nombre de contacts Web transactionnels + informationnels par client.

4.2 Veuillez commenter la division de l'indicateur Nombre de contacts Web par client introduite à la question précédente.

5. **Références :** (i) Pièce B-0013, p. 15;  
(ii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0081, p. 12.

**Préambule :**

(i) Tableau 4 – Indicateurs de qualité de service

(ii) *« Pour ce qui est des indicateurs de qualité du service, certains d'entre eux font l'objet d'objectifs corporatifs alors que pour les autres, des résultats-cibles sont établis par le Distributeur. Le Distributeur ne peut présenter les informations demandées pour l'année témoin 2015 puisque les objectifs corporatifs sont en cours d'établissement et seront approuvés par le conseil d'administration d'Hydro-Québec à la fin du mois de décembre 2014. Les résultats-cibles du Distributeur pour 2015 seront fixés en début de l'année 2015 ».*

**Demandes :**

5.1 Considérant la référence (ii), veuillez présenter, pour chacun des indicateurs inclus au tableau des références (i), les résultats-cibles que s'est fixés le Distributeur pour l'année de base 2015.

5.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a fixé des résultats-cibles pour l'année témoin 2016. Si oui, veuillez les présenter pour chacun des indicateurs.

6. **Référence :** Pièce B-0013, p. 16.

**Préambule :**

*« Au 30 juin 2015, l'IC brut du réseau de distribution de 91 minutes se situe dans la moyenne des cinq dernières années pour la même période. Depuis janvier, une seule journée d'évènement*

*majeur est survenue. Toutefois, pour la période de janvier à juin 2015, le Distributeur a fait face à douze interruptions de plus d'une minute par client, lesquelles étaient sous le seuil de normalisation, comparativement à une interruption de plus d'une minute à la même période en 2014. C'est ce qui explique que l'IC normalisé du réseau de distribution de 73 minutes par client soit plus élevé que la moyenne des cinq dernières années pour la même période ».*

**Demande :**

6.1 Veuillez préciser le seuil de normalisation de l'indice de continuité.

- 7. Références :** (i) Pièce B-0013, p. 22;  
(ii) Pièce B-0026, p. 5.

**Préambule :**

- (i) Tableau A-2 – Intrants aux indicateurs d'efficience.  
(ii) Tableau 1 – Coûts de distribution et services à la clientèle (M\$).

**Demande :**

7.1 Considérant les composantes des coûts de distribution et services à la clientèle de même que des charges d'exploitation à la référence (ii), veuillez indiquer si le choix des intrants à la référence (i) demeure pertinent à ce jour ou si des modifications devraient être apportées.

## PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

### Utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe<sup>1</sup>

- 8. Références :** (i) Pièce B-0015, p. 11;  
(ii) Pièce B-0041, p. 20 et 21.

**Préambule :**

- (i) « *Entente avec TCE :*

*Le contrat sera comptabilisé comme un contrat d'approvisionnement et les coûts seront constatés en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de pass-on pour l'achat d'électricité. Puisqu'une*

---

<sup>1</sup> Dossier R-3925-2015, *Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en périodes de pointe*, déposé à la Régie le 6 mai 2015.

*prestation de service est attendue de TCE (la puissance), le passif financier et le compte d'écart comptabilisé en contrepartie de ce passif financier à la suite de l'amendement en 2014 de l'entente de suspension de 2009 seront renversés. »*

(ii) « **COMPTE D'ÉCARTS - COÛTS LIÉS À LA SUSPENSION DE TCE :**

*Dans sa décision D-2014-086<sup>2</sup>, la Régie autorise la création d'un compte d'écart hors base afin d'y comptabiliser un montant correspondant à celui du passif financier lié à l'application de l'IAS 39 Instruments financiers : comptabilisation et évaluation, aux amendements à l'Entente de suspension des livraisons de la centrale TCE<sup>3</sup>, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, elle reconnaît la récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés. Si la Régie approuve, dans le dossier R-3925-2015, les modifications proposées aux ententes visant l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe, le passif financier et le compte d'écart comptabilisé en contrepartie de ce passif financier seront renversés.*

*Le Distributeur rappelle que les coûts liés à la suspension des livraisons de la centrale TCE sont comptabilisés sur une base annuelle à titre de coûts d'approvisionnement et que tout écart entre les coûts réels et les coûts d'approvisionnement reconnus seront pris en compte dans les revenus requis par le biais du compte de pass-on. L'annexe C présente, sous pli confidentiel, le suivi du compte d'écart relatif aux coûts liés à la suspension de TCE pour la période du 1er mai 2014 au 31 décembre 2018 en prenant pour hypothèse que le compte d'écart serait renversé au 31 décembre 2015. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 8.1 Veuillez indiquer le traitement comptable réglementaire proposé, celui en vertu des IFRS et celui en vertu des US GAAP des coûts liés à l'entente avec TCE, si la Régie devait :
- a) approuver la demande du Distributeur dans le cadre du dossier R-3925-2015;
  - b) refuser la demande du Distributeur dans le cadre du dossier R-3925-2015.

Veuillez également présenter l'évolution du compte d'écart se terminant le 31 décembre 2016, pour chacune des situations, le cas échéant.

- 8.2 Si la Régie approuve, dans le dossier R-3925-2015, les modifications proposées aux ententes visant l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe, veuillez expliquer pourquoi le passif financier et le compte d'écart comptabilisés en contrepartie de ce passif financier seront renversés (référence (ii)).

<sup>2</sup> Décision D-2014-086, par. 53.

<sup>3</sup> Entente de suspension de la production d'électricité de la centrale TCE de 2009, amendée en décembre 2013.

**9. Référence :** Pièce B-0015, p. 11.

**Préambule :**

« *Entente avec Gaz Métro :*

*Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de coût d'approvisionnement en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de pass-on pour l'achat d'électricité. »*

**Demande :**

9.1 Veuillez indiquer le traitement comptable réglementaire proposé, celui en vertu des IFRS et celui en vertu des US GAAP des coûts liés à l'entente avec Gaz Métro, si la Régie devait :

- a) approuver la demande du Distributeur dans le cadre du dossier R-3925-2015;
- b) refuser la demande du Distributeur dans le cadre du dossier R-3925-2015.

Veuillez également présenter l'évolution du compte d'écarts se terminant le 31 décembre 2016, pour chacune des situations, le cas échéant.

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

**10. Référence :** Pièce B-0016, p. 7.

**Préambule :**

Le Distributeur illustre au tableau 1 sa proposition. La Régie ajoute un scénario sous étude.

**Tableau 1**  
**Versement aux revenus requis 2016 (en M\$)**

	<b>Modalités de disposition en vigueur</b>	<b>Proposition du Distributeur</b>	<b>Scénario sous étude</b>
Comptes de <i>pass-on</i>			
2013	11,3 <sup>(1)</sup>	56,4	11,3 <sup>(1)</sup>
2014	38,2 <sup>(1)</sup>	191,3	38,2 <sup>(1)</sup>
2015	127,8	127,8	127,8
Rendement sur le solde hors base	3,8	-	3,8
Nivellement pour aléas climatiques	181,1	375,5	181,1
2015	- <sup>(2)</sup>	-186,6	-186,6
<b>Impact net</b>	<b>181,1</b>	<b>188,9</b>	<b>-5,5</b>

(1) Amortissement linéaire sur une période de cinq ans à compter de 2016.

(2) Amortissement linéaire sur une période de cinq ans à compter de 2017.

Le Distributeur indique que :

« Ce faisant, la proposition du Distributeur permet d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de *pass-on*, respectant le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus et réduisant les coûts de financement. En outre, ces modalités permettent de récupérer la totalité des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers tout en ne générant pas d'impact significatif sur l'ajustement tarifaire de l'année 2016. »

**Demandes :**

10.1 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les impacts tarifaires pour chacune des années 2015 à 2021, en comparant les modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2013, 2014 et 2015 et du compte de nivellement 2015 et celles proposées par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- La charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et du compte de nivellement;
- Le rendement sur le solde hors base (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et du compte de nivellement.

Veuillez fournir le fichier Excel.

10.2 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les impacts tarifaires pour chacune des années 2015 à 2021, en comparant les modalités de disposition en vigueur des comptes de



*pass-on* 2013, 2014 et 2015 et du compte de nivellement 2015 et celles du scénario sous étude par la Régie. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- La charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et du compte de nivellement;
- Le rendement sur le solde hors base (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et du compte de nivellement.

Veuillez fournir le fichier Excel.

10.3 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016 à 2021 en considérant les différentes modalités présentées au tableau 1, soit :

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

Veuillez commenter.

10.4 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur si la Régie devait opter pour le scénario sous étude, dont l'impact net est de -5,5 M\$ sur les revenus requis 2016, présenté en préambule.

## PRINCIPAUX PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0017, p. 3;
  - (ii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0070, p. 42;
  - (iii) Statistique Canada, tableau 326-0020 - Indice des prix à la consommation (variation en pourcentage d'une année à l'autre), annuel (2002=100).

**Préambule :**

(i) Tableau 1 – Principaux paramètres économiques

(ii) « *Pour sa prévision du taux d'inflation au Canada, Hydro-Québec a utilisé la prévision de IHS-Global Insight publiée en février 2014. De plus, le taux d'inflation retenu par Hydro-Québec pour l'année témoin 2015 tient compte des orientations de la Banque du Canada visant à maintenir l'inflation à 2 % à long terme* ».

(iii) La Régie produit le tableau suivant dans lequel est présenté l'historique des prévisions du taux d'inflation du Distributeur par année témoin, de même que les taux d'inflation réels au Canada et au Québec :

	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Moyenne 10 ans
<b>Prévision Inflation HQD <sup>(1)</sup></b>	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	<b>2,00%</b>
<b>Taux d'inflation réel Canada</b>	2,0%	0,9%	1,5%	2,9%	1,8%	0,3%	2,3%	2,2%	2,0%	2,2%	<b>1,81%</b>
<b>Taux d'inflation réel Québec</b>	1,4%	0,7%	2,1%	3,0%	1,2%	0,6%	2,1%	1,6%	1,7%	2,3%	<b>1,67%</b>

*Note (1) : Dossiers tarifaires 2005 à 2014, section « Principaux paramètres économiques »*

### Demandes :

- 11.1 Veuillez indiquer si le Distributeur utilise la prévision d'IHS-Global Insight pour sa prévision du taux d'inflation pour l'année témoin 2016. Le cas échéant, veuillez préciser les autres références utilisées par le Distributeur pour établir sa prévision.
- 11.2 Veuillez préciser si le taux d'inflation de 2,0 % prévu par le Distributeur pour l'année témoin 2016 est principalement basée sur la cible de la Banque du Canada de maintenir le taux d'inflation du Canada aux alentours de 2,0 %.
- 11.3 Veuillez présenter un tableau incluant les plus récentes prévisions des taux d'inflation 2015 et 2016 des organismes formant le Consensus. Veuillez présenter les données pour le Canada et le Québec.
- 11.4 Considérant l'écart de 0,33 % entre le taux d'inflation moyen du Québec sur une période de dix ans (1,67 %) et le taux d'inflation privilégié par le Distributeur sur cette même période pour l'année témoin (2,00 %) tel que démontré à la référence (iii), veuillez justifier l'utilisation du taux d'inflation du Canada plutôt que celui du Québec, d'autant plus que les activités du Distributeur se déroulent au Québec.

## PRÉVISION DES VENTES

- 12. Références :**
- (i) Rapports annuels du Distributeur 2009 à 2014;
  - (ii) Rapport annuel du Distributeur 2014, pièce HQD-2, document 3, p.11;
  - (iii) Pièce B-0018, p. 12;
  - (iv) Pièce B-0018, p. 19.

**Préambule :**

(i) La Régie présente un sommaire de l'historique de revenus nets des achats du Distributeur :

(en M\$)	4/8 2015	RA 2014	10/2 2014	4/8 2014	2013	2012	2011	2010	2009
Ventes nettes des achats	25,2	51,3	56,3	60,0	71,0	33,1	37,6	78,3	-4,0

Sources : Pièce B-0022, Rapports annuels 2009-2014. Section « Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus ».

(ii) « *Tarifs D et DM : Les ventes réalisées normalisées sont conformes aux ventes reconnues. L'écart lié aux revenus nets des achats s'explique majoritairement par la démarcation des ventes publiées de 2014 qui augmente, pour cette année, les revenus publiés de 17 M\$. La variation du profil mensuel des revenus prévus par rapport au profil mensuel des revenus réels explique l'écart résiduel observé.*

[...]

*Tarifs G et M : Les ventes normalisées aux tarifs G et M sont légèrement inférieures à ce qui était prévu. L'écart lié aux revenus nets des achats au tarif M s'explique essentiellement par la variation du profil mensuel des revenus prévus par rapport au profil mensuel des revenus réels.* » [nous soulignons]

(iii) Tableau 5 – Évolution de la prévision des ventes pour 2015.

(iv) Tableau A-1 – Prévision des ventes par catégories de consommateurs.

**Demandes :**

12.1 Veuillez expliquer la source des excédents de rendement associés aux ventes nettes des achats pour l'année de base 2015 et pour la période 2009 à 2014 (référence (i)). Veuillez quantifier.

12.2 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez préciser, pour les années 2009 à 2015 inclusivement, la portion (en dollars et en pourcentage) des ventes nettes des achats qui est attribuable à la variation du profil mensuel des revenus prévus par rapport au profil mensuel des revenus réels.

12.3 Veuillez déposer le tableau 5 (référence (iii)) en présentant les revenus des ventes en M\$ pour chacune des catégories de consommateurs, plutôt qu'en GWh. Veuillez expliquer les principaux écarts.

12.4 Veuillez déposer le tableau A-1 (référence (iv)) en présentant les revenus des ventes en M\$ pour chacune des catégories de consommateurs, plutôt qu'en GWh. Veuillez expliquer les croissances 2014-2015 et 2015-2016.

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0018, p.19, tableau A-1;
  - (ii) Pièce B-0018, p.20, tableau A-2;
  - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0011, p. 19, tableau A-1.

Préambule :

À partir des références, la Régie produit un tableau sommaire de l'historique des ventes réelles normalisées du Distributeur pour les tarifs de gestion de la consommation (GWh) :

	4/8 2015	2014	2013	2012	2011	2010
DA marginal	4	3	0	0	0	0
MA marginal	25	44	0	0	0	0
LP marginal	-	1	-	-	-	-
LA marginal	258	482	495	186	123	185
<b>Total</b>	<b>287</b>	<b>531</b>	<b>495</b>	<b>186</b>	<b>123</b>	<b>185</b>

**Demandes :**

- 13.1 Veuillez définir les tarifs DA marginal, MA marginal et LA marginal. Veuillez préciser les sources des définitions.
- 13.2 Pour les années 2013, 2014 et 2015, veuillez préciser les revenus (M\$) du Distributeur provenant des ventes aux tarifs DA marginal, MA marginal et LA marginal.
- 13.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne présente aucune prévision des ventes pour ces tarifs dans les dossiers tarifaires.

## COÛTS ÉVITÉS

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0021, p. 5;
  - (ii) État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, p. 16.

**Préambule :**

- (i) « *Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. De plus, des approvisionnements de long terme sont requis à compter de 2024 afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver.*

*Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats en hiver sur les marchés de court terme et pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale ».*

(ii) Tableau 4-1 – Bilan en énergie (en TWh).

**Demandes :**

14.1 Veuillez mettre à jour et déposer le tableau à la référence (ii). Veuillez également y ajouter les données de l'année 2024.

14.2 Veuillez commenter et justifier le choix des différents coûts évités en énergie à la lumière du bilan mis à jour.

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0021, p. 5;
  - (ii) Dossier R-3925-2015, pièce B-0014, p. 12;
  - (iii) Dossier R-3925-2015, pièce B-0038, p. 8;
  - (iv) Dossier R-3925-2015, pièce B-0038, p. 9.

**Préambule :**

(i) *« Le bilan offre - demande du Distributeur présente des déficits en puissance sur l'ensemble de l'horizon de planification. Pour l'horizon de court terme, le signal de prix reflète le coût des approvisionnements de court terme du Distributeur. Pour l'horizon de long terme, il correspond désormais au coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01 ».*

(ii) *« L'entente avec TCE permet au Distributeur de sécuriser un approvisionnement en puissance de 570 MW à long terme à un coût fixe [de 51 \$/kW-an qui est] beaucoup plus faible que celui d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe et même pour la moitié du coût des projets retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01 (106 \$/kW-an) ».*

(iii) *« Le coût de 90 \$/kW-an est celui utilisé aux fins du calcul des coûts évités du Distributeur présentés à la pièce HQD-4, document 4 du dossier R-3905-2014 (B-0018), ce qui correspond au coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe. Celui-ci était de 80 \$/kW-an en 2008, comme indiqué à la référence (iii), et a été indexé à 2 % annuellement.*

*À la lumière des données récentes portant sur le coût de ces équipements, il apparaît évident que le coût de 90 \$/kW-an est sous-estimé. D'une part, le prix de la puissance pour le dernier bloc retenu par le Distributeur dans le cadre de l'A/O 2015-01 est de 126,60 \$/kW-an. D'autre part, un balisage des coûts en capital des équipements de production d'électricité pour des besoins de pointe (turbines à gaz de différentes tailles et de différentes configurations) a été réalisé par la firme Merrimack Energy Group Inc. et présente des coûts unitaires variant de 114 à 149 \$/kW-an ». [notes de bas de page omises]*

(iv) Tableau R-2.4 – Coûts des contrats conclus à la suite de l'A/O 2015-01.

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur a choisi d'utiliser comme coût évité de long terme en puissance le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01, qui est de 106 \$/kW-an, plutôt que le coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe, qui varierait entre 114 et 149 \$/kW-an selon les plus récentes estimations (référence iii).
- 15.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur a choisi d'utiliser comme coût évité de long terme en puissance le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01, qui est de 106 \$/kW-an, plutôt que le coût total fixe de l'entente entre TCE et le Distributeur, qui est de 51 \$/kW-an (référence ii).
- 15.3 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur a choisi d'utiliser comme coût évité de long terme en puissance le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01, qui est de 106 \$/kW-an, plutôt que le prix de la puissance pour le premier bloc retenu par le distributeur dans le cadre de l'A/O 2015-01, qui est de 60 \$/kW an (référence iv).

**16. Référence :** Pièce B-0021, p. 6.

**Préambule :**

*« Tel qu'il a été précisé aux sections 1.1.1 et 1.1.3, le coût évité de la fourniture est différent selon la saison (hiver, été) et entre les périodes de pointe et hors pointe. Ce coût évité est calculé par usages et catégories de clients, en tenant compte de la répartition de ceux-ci selon quatre périodes (pointe d'hiver, hors pointe d'hiver, pointe d'été, hors pointe d'été), ainsi qu'en appliquant les pertes en énergie associées aux catégories de clients.*

*Compte tenu de la structure actuelle, le coût évité d'un usage tel que la climatisation, qui n'est présente qu'en période d'été, est significativement plus bas que celui d'un usage présent toute l'année ou, encore, en grande partie en hiver ».*

**Demande :**

- 16.1 Veuillez indiquer si le Distributeur considère la structure actuelle des coûts évités comme étant toujours adéquate. Veuillez élaborer.

## CHARGES D'EXPLOITATION

**17. Référence :** Pièce B-0026, p. 6 et 7.

**Préambule :**

*« Le facteur d'évolution combiné des charges de 2,8 % (26,7 M\$) en 2016, comparativement à 2,9 % en 2015. En 2016, ce facteur est composé d'un taux de 3,8 % découlant de l'évolution des salaires (soit 3 % pour l'ajustement économique et 0,8 % pour le facteur de projection) et d'un taux à l'inflation de 2 % pour les autres charges.*

*Le Distributeur a pris acte des préoccupations de la Régie et de certains intervenants concernant le calcul des progressions salariales. Ainsi, dans le but de raffiner ses paramètres salariaux et de tenir compte des caractéristiques de l'effectif, en ce qui a trait aux promotions, aux départs à la retraite, aux nouvelles embauches et aux progressions salariales des employés, le Distributeur a travaillé de concert avec la vice-présidence - Ressources humaines d'Hydro-Québec. Ces travaux ont permis de revoir la méthode d'établissement du taux des progressions salariales. Ainsi, sur la base de la moyenne historique des trois dernières années, un facteur de projection des salaires a été établi. Celui-ci s'ajoute à l'ajustement économique et mesure l'évolution de la masse salariale. Comme indiqué précédemment, ce facteur de projection est établi à 0,8 %. Il regroupe les éléments susceptibles d'influencer la croissance et la décroissance de la masse salariale. Sans ce raffinement, le taux de progression salariale, calculé sur la même base que lors des dossiers tarifaires précédents, serait de 1,0 %. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 17.1 Veuillez expliquer comment a été établi le 3 % pour l'ajustement économique. Veuillez quantifier.
- 17.2 Veuillez expliquer de façon détaillée la nature des travaux qui ont permis de revoir la méthode d'établissement du taux des progressions salariales.
- 17.3 Veuillez fournir le calcul du facteur des progressions salariales de 0,8 % en fournissant notamment la moyenne historique des trois dernières années.
- 17.4 Veuillez indiquer quels sont « *les éléments susceptibles d'influencer la croissance et la décroissance de la masse salariale* » qui ont été considérés dans la révision du taux des progressions salariales.
- 17.5 Veuillez quantifier l'impact (en M\$) sur les revenus requis 2016, entre le taux des progressions salariales de 0,8 % en 2016 et celui de 1 % en 2015.

- 18. Références :** (i) Pièce B-0026, p. 25, tableau A-1;  
 (ii) Pièce B-0026, p. 9.

**Préambule :**

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

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

	Année témoin 2016
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - D-2015-018 (selon tableau 2 - incluant redressement)</b>	<b>970,5</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
- Rendement des fournisseurs	-11,1
<b>Autres ajustements - impacts US GAAP</b>	
- APRA	11,0
- Charge de désactualisation	<u>1,9</u>
	<b>12,9</b>
<b>Charges d'exploitation 2015 pour établissement de l'enveloppe, redressées en US GAAP</b>	<b>972,3</b>
<b>Démarche de planification</b>	
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,8 %	26,7
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-35,8
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,3</u>
	<b>-2,8</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
+ Rendement des fournisseurs	10,2
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2016</b>	<b>979,7</b>

- (ii) Le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure de remettre des gains d'efficience supplémentaires de 1,5 % liés aux actions de gestion courante pour l'année témoin 2016.

**Demandes :**

- 18.1 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2016, avec un gain d'efficience de 1,5 % liées aux actions de gestion courante. Veuillez présenter le même niveau de détail que le tableau A-1.
- 18.2 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2016, en considérant comme point de départ l'année de base 2015 :
- Avec un gain d'efficience de 1,5 % liées aux actions de gestion courante;
  - Sans un gain d'efficience de 1,5 % liées aux actions de gestion courante.



Veillez présenter le même niveau de détail que le tableau A-1.

18.3 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2016, en considérant comme point de départ l'année historique 2014 :

- Avec un gain d'efficacité de 1,5 % liées aux actions de gestion courante;
- Sans un gain d'efficacité de 1,5 % liées aux actions de gestion courante.

Veillez présenter le même niveau de détail que le tableau A-1.

- 19. Références :** (i) Pièce B-0026, p. 12, tableau 4.  
 (ii) Pièce B-0026, p. 35, tableaux C-1, C-2 et C-3.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 4, le détail du coût de retraite présenté à titre d'activité de base avec facteurs d'indexation particuliers.

**Tableau 4  
 Coût de retraite (M\$)**

Description	Réel 2014					D-2016-018			
	Réel 2014 avant la disposition des comptes d'écart 2012 et 2013 et excluant le compte d'écart 2014	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2012 (Incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2013 (Incluant les intérêts)	Compte d'écart 2014	Réel 2014	D-2016-018 avant la disposition des comptes d'écart 2013 et 2014	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2013 (Incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2014 (Incluant les intérêts)	D-2016-018
Coût de retraite									
Masse salariale	91,8	-9,9	45,8	17,0	144,7	107,1	9,0	-19,0	97,1
Charges de services partagés	27,6	-5,3	13,0	6,9	42,2	33,2	1,9	-6,7	28,4
Coûts capitalisés	-23,5	2,7	-9,2	-2,1	-32,1	-25,1	-2,4	4,5	-23,0
<b>Total - Coût de retraite</b>	<b>95,9</b>	<b>-12,5</b>	<b>49,6</b>	<b>21,8</b>	<b>154,8</b>	<b>115,2</b>	<b>8,5</b>	<b>-21,2</b>	<b>102,5</b>

Année de base 2016 avant la disposition des comptes d'écart 2013 et 2014 et excluant le compte d'écart 2016	Année de base 2016				Année de base 2016	Année témoin 2016			
	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2013 (Incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2014 (Incluant les intérêts)	Compte d'écart 2016	Année de base 2016		Année témoin 2016 avant la disposition des comptes d'écart 2014 et 2016	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2014 (Incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2016 (Incluant les intérêts)	Année témoin 2016
	88,8	9,0	-19,0	18,3	97,1	52,5	1,4	-18,5	35,4
	25,8	1,9	-6,7	7,4	28,4	15,2	-0,4	-7,5	7,3
	-22,9	-2,4	4,5	-2,2	-23,0	-13,5	-2,3	2,2	-13,6
	<b>91,7</b>	<b>8,5</b>	<b>-21,2</b>	<b>23,5</b>	<b>102,5</b>	<b>54,2</b>	<b>-1,3</b>	<b>-23,8</b>	<b>29,1</b>

(ii) Le Distributeur présente respectivement aux tableaux C-1 et C-3, les composantes du coût de retraite et du coût des avantages postérieurs à l'emploi autres que la retraite (APRA). Il présente également au tableau C-2, les hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite.

**Demandes :**

19.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau 4, advenant le cas où la Régie devait refuser la demande conjointe du Transporteur et du Distributeur dans le cadre du dossier R-3927-2015 (US GAAP). Veuillez expliquer les écarts importants entre l'année témoin 2016 et le montant reconnu en 2015.

19.2 Veuillez déposer la mise à jour des tableaux C-1, C-2 et C-3 avec les données de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016, en vertu des IFRS.

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 16;
  - (ii) Pièce B-0026, p. 17, tableau 7;
  - (iii) Pièce B-0026, p. 18, tableau 9;
  - (iv) Pièce B-0026, p. 19, tableau 10.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente deux modifications de présentation :

« Présentation des radiations :

*Jusqu'à présent, les coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu correspondaient aux radiations brutes, soit à la totalité du soutien accordé à cette clientèle. La portion de ces radiations, ayant déjà fait l'objet d'une provision dans la DMC des années antérieures, était présentée en réduction de la DMC.*

*À compter du présent dossier, le Distributeur présente les radiations accordées aux clients nettes de la portion ayant déjà fait l'objet d'une provision dans la DMC des années antérieures. Cette présentation permet de refléter de façon plus juste l'impact annuel des radiations relatives à la clientèle à faible revenu. Le Distributeur continue tout de même de présenter les radiations brutes afin de permettre l'appréciation du soutien total dont bénéficient ces clients.[...]*

Présentation du rabais à l'encontre des ventes :

*Selon les normes comptables en vigueur, toute considération remise au client, qu'elle soit en argent ou sous forme de crédit, est considérée comme une réduction présumée du prix de vente.*

*En conséquence, à compter du présent dossier, le Distributeur présente, en réduction des ventes d'électricité, le soutien au paiement de la consommation courante des ententes personnalisées volet B pouvant aller jusqu'à 50 % de la facture mensuelle, si l'entente est respectée.[...] »*

[nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 7, l'évolution des coûts 2010-2016 de la stratégie pour la clientèle à faible revenu, incluant les modifications de présentation.

**TABLEAU 7 :  
 ÉVOLUTION DES COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE  
 À FAIBLE REVENU – REDRESSÉS (M\$)**

Rubrique de coûts	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Soutien financier - Impact DMC	0,5	0,0	1,6	3,4	3,2	4,0	7,7	8,1
<i>Soutien financier - radiations brutes</i>	3,7	2,7	8,8	14,6	20,7	22,7	33,1	42,5
<i>Renversement provision (DMC)</i>	(1,7)	(1,1)	(4,2)	(6,3)	(8,3)	(10,2)	(14,9)	(19,1)
<i>Radiations consommation - rabais sur ventes</i>	(1,5)	(1,6)	(3,0)	(4,9)	(9,2)	(8,5)	(10,5)	(15,3)
Coûts opérationnels	2,3	4,0	2,1	3,1	4,7	3,1	7,2	8,2
<i>Masse salariale</i>	2,1	2,4	1,2	1,6	2,5	1,5	3,6	4,2
<i>Services externes</i>	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
<i>Charges de services partagés</i>	0,0	1,5	0,8	1,4	2,1	1,4	3,4	3,8
<b>Total</b>	<b>2,8</b>	<b>4,0</b>	<b>3,7</b>	<b>6,5</b>	<b>7,9</b>	<b>7,1</b>	<b>14,9</b>	<b>16,3</b>

(iii) Le Distributeur présente au tableau 9, le détail de la dépense de mauvaises créances (DMC) en présentant un historique sur cinq ans de même que le montant autorisé, l'année de base et l'année témoin tel qu'il est demandé par la Régie dans sa décision D-2015-018. Il indique les données des années historiques et de la décision D-2015-018 ont été révisées afin de refléter les modifications apportées à la présentation des données relatives à la stratégie pour la clientèle à faible revenu.

**TABLEAU 9 :  
 DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (M\$)**

	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers								
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (soutien financier - impact DMC)	0,5	0,0	1,6	3,4	3,2	4,0	7,7	8,1
Dépense de mauvaises créances	135,8	89,5	82,0	84,6	88,1	92,7	92,6	89,5
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	117,5	82,0	77,1	82,4	89,6	90,4	90,3	87,2
<i>Autres</i>	18,3	7,5	4,9	2,2	(1,5)	2,3	2,3	2,3
<b>Total de la dépense de mauvaises créances</b>	<b>136,3</b>	<b>89,5</b>	<b>83,6</b>	<b>88,0</b>	<b>91,3</b>	<b>96,7</b>	<b>100,3</b>	<b>97,6</b>

(iv) Le Distributeur présente au tableau 10, la DMC et le taux de DMC sur la période 2010 à 2016. Les données des années historiques et de la décision D-2015-018 ont été révisées afin de tenir compte des modifications apportées.

**TABLEAU 10 :  
 DMC ET TAUX DE LA DMC SUR LES VENTES 2010-2016**

	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
En (M\$)								
Ventes clientèle résidentielle	4 287	4 508	4 451	4 825	5 170	5 226	5 507	5 342
Ventes clientèle commerciale et affaires	3 184	3 220	3 208	3 328	3 461	3 615	3 596	3 640
<b>Ventes</b>	<b>7 471</b>	<b>7 728</b>	<b>7 659</b>	<b>8 153</b>	<b>8 631</b>	<b>8 841</b>	<b>9 103</b>	<b>8 982</b>
Rabais sur ventes - MFR (clientèle résidentielle)	(1,5)	(1,6)	(3,0)	(4,9)	(9,2)	(8,5)	(10,5)	(15,3)
<b>Ventes après rabais</b>	<b>7 470</b>	<b>7 726</b>	<b>7 656</b>	<b>8 148</b>	<b>8 622</b>	<b>8 833</b>	<b>9 093</b>	<b>8 967</b>
Dépense de mauvaises créances résidentielle	110,2	70,1	70,5	79,2	86,3	87,2	91,2	88,5
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaires	7,8	11,9	8,2	6,6	6,5	7,2	6,8	6,8
<b>Dépense de mauvaises créances</b>	<b>118,0</b>	<b>82,0</b>	<b>78,7</b>	<b>85,8</b>	<b>92,8</b>	<b>94,4</b>	<b>98,0</b>	<b>95,3</b>
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	2,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	0,2%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
<b>Taux de la dépense de mauvaises créances (%)</b>	<b>1,58%</b>	<b>1,06%</b>	<b>1,03%</b>	<b>1,05%</b>	<b>1,08%</b>	<b>1,07%</b>	<b>1,08%</b>	<b>1,06%</b>

**Demandes :**

- 20.1 Veuillez expliquer en quoi la nouvelle présentation des radiations « *permet de refléter de façon plus juste l'impact annuel des radiations relatives à la clientèle à faible revenu* » (référence (i)).
- 20.2 Veuillez indiquer le traitement comptable et le mode de présentation des radiations, en vertu des IFRS et des US GAAP. Veuillez déposer le texte du paragraphe de la norme en vertu des IFRS et des US GAAP.
- 20.3 Veuillez indiquer le traitement comptable et le mode de présentation des rabais, en vertu des IFRS et des US GAAP. Veuillez déposer le texte du paragraphe de la norme en vertu des IFRS et des US GAAP.
- 20.4 Veuillez déposer les tableaux 7, 9 et 10 selon la présentation en vigueur, sans les modifications proposées.

## CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

- 21. Références :** (i) Pièce B-0029, p. 6, tableau 2;  
 (ii) Pièce B-0026, p. 5 tableau 1.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, le détail de l'ensemble des charges de services partagés du Distributeur imputées à l'exploitation pour les années 2014 à 2016. Voici un extrait du tableau 2 :

**TABLEAU 2 :  
 SOMMAIRE DES CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (M\$)**

Fournisseurs	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016	2016 vs Année de base 2015
		D-2015-018	Année de base		
[...]					
<b>CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT</b>	546,7	539,3	538,6	512,3	(26,3)
Activités de base	466,1	470,0	466,5	460,3	(6,2)
<i>Coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes</i>	5,9	-	7,7	-	(7,7)
<i>Rendement des fournisseurs</i>	7,0	11,1	7,9	10,2	2,3
<i>Activités de base (autres)</i>	453,2	458,9	450,9	450,1	(0,8)
Éléments spécifiques et activités de base à facteur d'indexation particuliers	80,6	69,3	72,1	52,0	(20,1)

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1, les composantes de la masse salariale pour les années 2014 à 2016. Voici un extrait du tableau 1 :

**TABLEAU 1 :  
 COMPOSANTES DE LA MASSE SALARIALE (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Salaire de base	404,7	428,6	425,5	437,3
Temps supplémentaire	43,3	35,0	42,5	39,2

**Demandes :**

- 21.1 Veuillez compléter le tableau 2 présenté à la référence (i), en fournissant les composantes des « Éléments spécifiques et activités de base à facteur d'indexation particuliers ».
- 21.2 Veuillez présenter un tableau, selon le même niveau de détail qu'à la réponse précédente, en fournissant les données réelles et celles reconnues par la Régie, pour les années historiques 2010 à 2014. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 21.3 Veuillez présenter un tableau, en fournissant les données réelles et celles reconnues par la Régie des salaires de base et du temps supplémentaire présentés distinctement à la référence (ii), pour les années historiques 2010 à 2014. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 21.4 Veuillez comparer l'évolution des activités de base des charges de services partagés par rapport à l'évolution des salaires de base, en incluant et en excluant le temps supplémentaire, pour la période 2010 à 2016. Veuillez commenter.
- 21.5 Veuillez élaborer sur l'évolution de l'amélioration de la performance organisationnelle des activités de base des charges de services partagés par rapport à celle reliée aux salaires de base.

**22. Référence :** Pièce B-0029, p. 7.

**Préambule :**

*« Ce faisant, les coûts imputés aux revenus requis du Distributeur sont équivalents à ceux qu'aurait encourus le Distributeur s'il avait lui-même réalisé ces activités. Le Distributeur rappelle que l'ajustement est ajouté au coût complet des produits et services reçus à des fins réglementaires, mais qu'il n'est pas facturé par les fournisseurs. »*

**Demandes :**

- 22.1 Veuillez indiquer les composantes du « coût complet ».
- 22.2 Veuillez indiquer si le coût complet fait l'objet de l'entente client-fournisseur.
- 22.3 L'entente client-fournisseur est-elle basée sur des données projetées de l'année témoin 2016? Si oui, est-ce qu'il y aura un ajustement dans les résultats de l'année historique 2016 lorsque les données réelles faisant partie du « coût complet » seront connues. Veuillez expliquer.

- 23. Références :** (i) Pièce B-0029, p. 9 et 10;  
(ii) Pièce B-0029, p. 10 et 11.

**Préambule :**

- (i) 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\$).
- (ii) Tableau 8 – Volumes facturés 2014;  
Tableau 9 – Volumes facturés 2015;  
Tableau 10 – Volumes facturés 2016.

**Demandes :**

- 23.1 Sur la période 2014-2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du domaine Immobilier sont relativement stables, alors que l'espace du parc immobilier en mètres carrés diminue.
- 23.2 Sur la période 2014-2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du domaine Gestion du matériel augmentent, alors que le nombre d'effectifs dédiés diminue.
- 23.3 Sur la période 2014-2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du domaine Service de transport augmentent, alors que le nombre de véhicules demeure relativement stable.

- 24. Références :** (i) Pièce B-0029, p. 13 et 14;  
(ii) Pièce B-0029, p. 15 et 16.

**Préambule :**

- (i) Tableau 11 – Revenus 2014 du groupe Technologie en provenance des clients réglementés (M\$);  
Tableau 12 – Revenus 2015 du groupe Technologie en provenance des clients réglementés (M\$);  
Tableau 13 – Revenus 2016 du groupe Technologie en provenance des clients réglementés (M\$).
- (ii) Tableau 8 – Volumes facturés aux clients réglementés 2014;  
Tableau 9 – Volumes facturés aux clients réglementés 2015;  
Tableau 9 – Volumes facturés aux clients réglementés 2016.

**Demandes :**

- 24.1 Sur la période 2014-2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer la hausse des revenus des Centres d'appels / consoles téléphoniques et autres.
- 24.2 De 2015 à 2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus des Postes de travail TIC + Produits TIC d'entreprise augmentent, alors que le nombre d'effectifs (ETC) afférent diminue.
- 24.3 De 2015 à 2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du Service de développement sont relativement stables, alors que le nombre d'heures afférent augmente.

**AUTRES CHARGES**

- 25. Références :** (i) Pièce B-0032, p. 5;  
 (ii) Pièce B-0032, p. 6;  
 (iii) Pièce B-0032, p. 8.

**Préambule :**

- (i)

**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)

**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>	

« Par ailleurs, le Distributeur estime le coût de combustible pour l'année témoin 2016 à 92,9 M\$. Cette prévision se base sur la prévision du prix du pétrole WTI de l'U.S. Energy Information Administration (EIA), publiée dans son rapport Annual Energy Outlook 2015. » [citation omise]

(iii)

**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

« Puisque le Distributeur se base désormais sur la prévision du WTI de l'EIA, celle-ci est intégrée au tableau 3 pour les années 2015 et 2016. Toutefois, lors des prochains dossiers

*tarifaires, le Distributeur propose de ne plus intégrer les prévisions basées sur les prix à terme puisqu'elles ne sont plus utilisées aux fins de la prévision des budgets de l'année de base et de l'année témoin.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 25.1 Veuillez justifier le changement de la base de prévision des coûts de combustible du Distributeur.
- 25.2 Veuillez refaire les tableaux 1 et 2 (références (i) et (ii)) avec les prévisions basées sur la méthode en vigueur, soit celle basée sur la moyenne des prix à terme du baril de pétrole WTI du mois d'avril, pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

**DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016**

- 26. Références :**
- (i) Pièce B-0038, p 25;
  - (ii) Pièce B-0038, p.10, Tableau 6;
  - (iii) Pièce B-0038, p 26.

**Préambule :**

- (i) « Seuls les projets spécifiques qui peuvent faire l'objet d'une priorisation figurent dans les matrices de sévérité. »
- (ii) Le tableau 6 indique, pour l'année de base 2015, des investissements prévus en Maintien des actifs et en Croissance de la demande de 211,8 M\$ et 231,0 M\$ respectivement.
- (iii) Les figures A-1 et A-2 de l'Annexe A présentent les Matrices de sévérité de l'année 2015 pour les catégories d'investissements Maintien des actifs et Croissance de la demande respectivement.

**Demandes :**

- 26.1 En référence (iii), le Distributeur montre que 28,7 M\$ de projets en Maintien des actifs et 45,1 M\$ de projets en Croissance de la demande sont priorisés dans les matrices de sévérité. Ces montants sont très inférieurs à ceux mentionnés à la référence (ii). Veuillez justifier la réserve indiquée à la référence (i) et élaborer.
- 26.2 La Figure A-1 de la référence (iii) concerne 28,7 M\$ en Maintien des Actifs pour 468 projets. La somme des montants indiqués dans la matrice est de 28,5 M\$ mais ne concerne que 339 projets. Veuillez expliquer.

26.3 La Figure A-2 de la référence (iii) concerne 45,1 M\$ en Maintien des Actifs pour 1 205 projets. La somme des montants indiqués dans la matrice est de 44,8 M\$ mais ne concerne que 965 projets. Veuillez expliquer.

26.4 Les Figures A-1 et A-2 de la référence (iii) portent sur deux ensembles de projets, soit ceux en Maintien des actifs et ceux en Croissance de la demande. La surface de chaque couleur ainsi que le découpage des cases dans chaque matrice sont identiques alors que le nombre de projets, les montants correspondants et leur proportion sont très différents. Veuillez expliquer.

## INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

- 27. Références :**
- (i) Pièce B-0042, p.17;
  - (ii) D-2015-018, p.191;
  - (iii) Pièce B-0042, p.19;
  - (iv) Pièce B-0042, p.16 et 17;
  - (v) Pièce B-0042, p.32, tableau A-2.

### **Préambule :**

(i) « Au cours de l'hiver 2015-2016, la réduction de la puissance est estimée à 28 MW avec une participation de 40 000 clients. Le déploiement de ce nouveau programme se poursuivra pour l'hiver 2016-2017. L'objectif est fixé à 100 000 participants et représente une réduction de 70 MW de la demande en puissance. » [nous soulignons]

(ii) « [760] Cet objectif de 60 MW, qui serait associé à 100 000 participants, est confirmé par le Distributeur dans le tableau Hypothèses de calcul 2015, mais la part du budget de 12 M\$ qui est associée à un programme d'une telle envergure n'est pas précisée. Par ailleurs, le Distributeur n'a pas encore présenté les modalités de ce programme ni proposé de nouvelle formule tarifaire permettant de recruter 100 000 participants. »

(iii) « ... pendant les heures de pointe hivernale, les clients participants auront la possibilité de modifier temporairement les stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques pour réduire l'appel de puissance de leurs bâtiments. Un appel de propositions a été lancé en mars 2015 pour retenir les services d'entreprises afin de réaliser ce projet pilote. Ce projet pilote vise la réalisation d'environ 20 projets de gestion de la demande en puissance dans des bâtiments représentatifs du secteur CI en ce qui a trait à la taille et la vocation. L'objectif du projet pilote est d'environ 10 MW à l'hiver 2015-2016. À la suite de l'analyse des résultats du projet pilote,, le Distributeur déploiera la nouvelle offre commerciale en gestion de la demande en puissance visant tous les bâtiments du secteur CI. Une compensation financière sera versée aux clients sur la base de la puissance réduite. L'objectif prévu à l'hiver 2016-2017 est d'environ 40 MW. » [nous soulignons]

(iv) « *Le budget anticipé de 2015 s'élève à 17 M\$. Au total, 54 MW seront ajoutés à l'hiver 2015-2016. Pour 2016, le budget prévu s'élève à 31 M\$, soit une augmentation de plus de 14 M\$ par rapport aux résultats anticipés de 2015. Le déploiement de deux nouvelles interventions en gestion de charges interruptibles, l'une au marché Résidentiel et l'autre dans les bâtiments commerciaux et institutionnels (CI), explique cette majoration importante. Au total, les interventions en gestion de la demande en puissance réduiront de près de 115 MW la demande en puissance de l'hiver 2016-2017, dont environ 75 MW au marché Résidentiel et 40 MW au marché Affaires.* » [nous soulignons]

(v) Un budget de 0 \$ est associé à la ligne *Charges interruptibles CI*.

### **Demandes :**

- 27.1 Veuillez indiquer l'état d'avancement et les coûts consacrés au déploiement de 40 000 systèmes de télécontrôle des chauffe-eau résidentiels permettant d'effacer 28 MW au cours de l'hiver 2015-2016, c'est-à-dire à partir du 1<sup>er</sup> décembre 2015.
- 27.2 Veuillez préciser l'offre commerciale ou tarifaire du Distributeur qui aura permis de recruter 40 000 participants avant le 1<sup>er</sup> décembre 2015.
- 27.3 Veuillez indiquer à quelle rubrique du budget 2015 apparaissent les montants nécessaires à ce déploiement.
- 27.4 Veuillez indiquer l'état d'avancement et les coûts consacrés au déploiement de 20 projets de gestion de la demande au secteur CI permettant d'effacer environ 10 MW au cours de l'hiver 2015-2016.
- 27.5 Veuillez indiquer à quelle rubrique du budget 2015 apparaissent les montants associés à ces 20 projets.
- 27.6 Veuillez justifier qu'aucun budget ne soit prévu pour 2016 pour le programme *Charges interruptibles CI* malgré les travaux prévus et les objectifs annoncés de 40 MW pour l'hiver 2016-2017.

**28. Référence :** Pièce B-0042, p.17.

### **Préambule :**

« *À la lumière des résultats du projet pilote, le Distributeur poursuit la mise en oeuvre 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. »*

**Demandes :**

- 28.1 Considérant qu'il y aura déjà 40 000 clients participant au programme de chauffe-eau interruptibles au 1<sup>er</sup> décembre 2015 et que 60 000 autres s'ajouteront en 2016, veuillez préciser la forme et le montant de l'aide financière aux participants qui est déjà octroyée par le Distributeur dans le budget 2015 et envisagée pour le budget 2016.
- 28.2 Veuillez indiquer, comment cette aide financière s'inscrit dans la réforme en cours de la stratégie tarifaire envisagée, être appliquée dès le prochain tarifaire.

**PROCÉDURE D'EXAMEN DES PLAINTES**

- 29. Références :**
- (i) Loi sur la Régie de l'énergie, art. 87;
  - (ii) Pièce B-0048, HQD-13, doc.2, p.5;
  - (iii) Dossier R-3392-97, décision D-98-25, Annexe J.

**Préambule :**

(i) *« 87. Une procédure d'examen des plaintes est établie par le transporteur d'électricité ou tout distributeur.*

*Cette procédure doit être soumise à la Régie pour approbation. »*

(ii) *« Comme convenu avec la Régie en février 2015[note de bas de page omise], le Distributeur déposera une demande en février 2016 afin de présenter l'ensemble des modifications proposées aux Conditions de service d'électricité (CDSÉ). »*

(iii) Sous sa forme actuelle, la procédure d'examen des plaintes approuvée par la Régie dans sa décision D-98-25 annexe J remonte à plus d'une dizaine d'années.

**Demande :**

- 29.1 Veuillez indiquer si le Distributeur entend proposer à la Régie des modifications à sa procédure d'examen des plaintes. Veuillez élaborer.