

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2  
DE LA RÉGIE**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) SUR LA  
DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016**

---

**DÉCRET 841-2014**

- 1. Références :**
- (i) Pièce A-0014, p. 2;
  - (ii) <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2014-2015a/fr/documents/Planbudgetaire.pdf>, p. A58 et A59;

**Préambule :**

(i) Le 24 septembre 2014, le Gouvernement du Québec prend le décret 841-2014 « *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016* » (le Décret).

Voici un extrait du Décret :

« *IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles :*

*QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité :*

- *la capacité de payer des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie;*
- *l'orientation gouvernementale énoncée dans le Discours sur le budget 2014-2015 relativement aux gains d'efficacité demandés aux organismes gouvernementaux, dont Hydro-Québec;*
- *la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine. »*

(ii) Voici un extrait du budget 2014-2015 du gouvernement du Québec.

TABLEAU A.22

Efforts demandés aux sociétés d'État en 2014-2015 et en 2015-2016  
(en millions de dollars)

	2014-2015			2015-2016		
	Effort comparable	Effort additionnel	Total des efforts demandés	Effort comparable	Effort additionnel	Total des efforts demandés
Hydro-Québec	50	100	150	50	15	65
Loto-Québec	10	—	10	10	10	20
Société des alcools du Québec	10	—	10	10	—	10
Investissement Québec	7	—	7	7	—	7
<b>TOTAL</b>	<b>77</b>	<b>100</b>	<b>177</b>	<b>77</b>	<b>25</b>	<b>102</b>

« Pour atteindre ces objectifs, les sociétés d'État devront poursuivre leurs efforts pour contrôler l'évolution de leurs dépenses afin, notamment, de ne pas augmenter leur masse salariale en 2014-2015 et 2015-2016, à moins de facteurs exceptionnels.

Les sociétés d'État seront responsables de mettre en oeuvre les mesures nécessaires à l'atteinte des cibles fixées. Les gestes posés ne devront toutefois pas affecter les services à la population ou se traduire par une augmentation de la tarification.

La réalisation des efforts demandés aux sociétés d'État nécessitera l'adoption de modifications législatives notamment afin de rendre conditionnel à la réalisation des efforts demandés tout boni au rendement versé aux membres du personnel de direction et d'encadrement des sociétés d'État. » [nous soulignons]

#### Demandes :

- 1.1 Afin de tenir compte de la 1<sup>ère</sup> préoccupation du gouvernement énoncée au Décret, veuillez indiquer si le Distributeur compte revoir la structure tarifaire du tarif D (niveau de la redevance, répartition des coûts entre les deux tranches actuelles, introduction d'une 3<sup>ème</sup> tranche, réduction du niveau de la puissance à facturer, ...). Si non, veuillez expliquer.

#### Réponse :

- 1 **Le Distributeur a démontré par le passé que la stratégie tarifaire consistant**  
 2 **notamment à geler la redevance et à hausser deux fois plus le prix de la**  
 3 **2<sup>e</sup> tranche d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> permet d'améliorer le signal de prix et**  
 4 **de favoriser ainsi les efforts en efficacité énergétique. Cette stratégie a pour**  
 5 **effet également d'atténuer l'impact de la hausse tarifaire pour les ménages à**  
 6 **faible revenu (MFR), comme illustré à la figure 2 de la pièce HQD-14,**  
 7 **document 2 (B-0049).**

1 **De plus, différentes modifications à la structure des tarifs domestiques ont été**  
2 **évaluées notamment le niveau de la redevance, l'introduction d'une 3<sup>e</sup> tranche**  
3 **en énergie et la prime de puissance. Les analyses effectuées par le**  
4 **Distributeur dont les conclusions ont été présentées au fil des différents**  
5 **dossiers tarifaires démontrent que ces modifications ne sont pas justifiées.**

6 **Au-delà de la structure des tarifs domestiques, le Distributeur a déployé, au**  
7 **cours des dernières années, des efforts afin de soutenir un plus grand**  
8 **nombre de MFR, particulièrement ceux en difficulté de paiement, en leur**  
9 **offrant des ententes visant à faciliter le paiement de leurs factures**  
10 **d'électricité.**

11 **Afin de répondre aux préoccupations du gouvernement énoncées dans son**  
12 **Décret, le Distributeur entend bonifier les mesures d'aide envers la clientèle à**  
13 **faible revenu en difficulté de paiement. À cet égard, le Distributeur déposera,**  
14 **avant la tenue des audiences dans le présent dossier, un complément de**  
15 **preuve qui proposera des mesures ciblées à l'égard des MFR et des**  
16 **bonifications aux mesures actuelles.**

- 1.2 Afin de tenir compte de la 2<sup>ème</sup> préoccupation du gouvernement énoncée au Décret, veuillez indiquer si les efforts demandés à Hydro-Québec de 150 M\$ en 2014-2015 et de 65 M\$ en 2015-2016 sont pris en compte respectivement dans les revenus requis autorisés en 2014 (D-2014-037), de l'année de base 2014 et de l'année témoin 2015 du Distributeur. Si oui, veuillez préciser et quantifier les composantes pour chacune des années. Si non, veuillez justifier.

**Réponse :**

17 **Le Distributeur rappelle que l'atteinte des cibles d'amélioration des résultats**  
18 **fixées par le gouvernement du Québec dans le budget 2014-2015 nécessitera**  
19 **un effort collectif de l'ensemble d'Hydro-Québec, incluant celui de la division**  
20 **Distribution. Par ailleurs, le Distributeur tient à préciser que les efforts**  
21 **demandés par le gouvernement pour 2014-2015 ne sont pas constitués en**  
22 **totalité de gains d'efficience. Ces efforts devront plutôt se traduire en hausse**  
23 **du bénéfice net d'Hydro-Québec réparti comme indiqué dans le tableau A.23**  
24 **(page A.60) au plan budgétaire du budget 2014-2015, soit 85 M\$ qui**  
25 **proviendront de revenus additionnels à l'exportation, 50 M\$ en gains**  
26 **d'efficience et 15 M\$ par un gel de la masse salariale.**

27 **Pour sa part, le Distributeur établit ses revenus requis selon ses meilleures**  
28 **prévisions et remet à sa clientèle l'efficience récurrente identifiée dans ses**  
29 **activités. Par conséquent, le Distributeur précise que les gains d'efficience**  
30 **identifiés pour 2014 ou 2015 ont été ou seront totalement remis à sa clientèle,**

1           ceux-ci ayant déjà été pris en compte dans l'établissement de ses revenus  
2           requis.

3           Pour l'année 2014, le Distributeur avait été en mesure d'identifier des gains  
4           d'efficacité récurrents pour un montant de 103 M\$, dont 80 M\$ de gains  
5           additionnels. En prenant en compte la coupure de 10 M\$ des charges  
6           d'exploitation demandée par la Régie, dans sa décision D-2014-037 au  
7           paragraphe 332, les gains totaux d'efficacité remis à la clientèle s'élèvent à  
8           113 M\$ pour 2014.

9           Pour l'année témoin 2015, le Distributeur prévoit des gains d'efficacité  
10          additionnels de 1,5 % liés à sa gestion courante, soit 18,3 M\$. Il prévoit de  
11          plus réaliser des gains supplémentaires de 15,0 M\$ découlant d'actions  
12          structurantes relatives au projet LAD. Ces gains récurrents sont entièrement  
13          remis à la clientèle puisque déduits des revenus additionnels requis pour  
14          2015.

15          Toutefois, dans son budget 2014-2015, le gouvernement a mentionné son  
16          intention de mettre en place une mesure transitoire lui permettant de reporter,  
17          jusqu'au retour à l'équilibre budgétaire, l'application du mécanisme de  
18          partage des bénéfices additionnels du Distributeur avec les clients québécois.  
19          Lors de l'établissement des prévisions pour son année de base en juillet  
20          dernier, le Distributeur prévoyait un excédent de rendement de l'ordre de  
21          47 M\$. Aucun gain d'efficacité additionnel récurrent n'avait été identifié à ce  
22          moment. Cependant, afin d'être en mesure de livrer les gains d'efficacité  
23          annoncés aux revenus requis de 2015, le Distributeur prévoit maintenant  
24          devoir amorcer avant la fin de l'année 2014 des efforts d'efficacité  
25          supplémentaires, ce qui devrait contribuer à des bénéfices additionnels dès  
26          2014.

27          Dans ce contexte spécifique, l'écart de rendement qui sera réalisé en 2014 par  
28          le Distributeur, en raison notamment de gains d'efficacité constatés ex post,  
29          contribuera aux efforts demandés par le gouvernement.

- 1.3    Veuillez concilier la demande du gouvernement de ne pas augmenter la masse salariale en 2014-2015 et 2015-2016 et la hausse de la masse salariale demandée dans le présent dossier pour l'année témoin 2015 par rapport à l'année historique 2013 (pièce B-0024, p. 5 et 6). Veuillez expliquer.

**Réponse :**

30          Dans un contexte où le projet de loi sur l'équilibre budgétaire serait adopté, le  
31          Distributeur rappelle que l'effort demandé par le gouvernement de ne pas  
32          augmenter la masse salariale en 2014-2015 et 2015-2016 concerne Hydro-  
33          Québec dans son ensemble, et non pas uniquement le Distributeur, et porte

1 sur l'année financière du gouvernement et non sur les années civiles du  
2 présent dossier.

3 Le cas échéant, le Distributeur contribuera à l'atteinte de l'objectif du  
4 gouvernement sur le gel de la masse salariale.

1.4 Afin de tenir compte de la 3<sup>ième</sup> préoccupation du gouvernement énoncée au Décret,  
veuillez indiquer si le Distributeur entend modifier son PGEÉ. Si oui, veuillez préciser.

**Réponse :**

5 Le Distributeur rappelle que l'efficacité énergétique est au cœur de ses  
6 orientations. Son portefeuille d'interventions est conçu de façon à tenir  
7 compte de plusieurs paramètres, notamment la rentabilité des programmes,  
8 mais également l'impact tarifaire de ces activités. Dans le contexte d'affaires  
9 actuel, notamment la préoccupation gouvernementale concernant l'évolution  
10 des tarifs, le Distributeur juge raisonnable de ne pas exercer de pression  
11 supplémentaire sur les tarifs en augmentant ses efforts en efficacité  
12 énergétique.

13 Cependant, des changements aux interventions en efficacité énergétique  
14 destinées aux MFR seront également présentés dans le complément de  
15 preuve qui sera déposé avant la tenue des audiences dans le présent dossier.

## EFFICIENCE ET PERFORMANCE

2. **Référence:** Pièce B-0009, p. 10, 23 et 27.

**Préambule :**

Tableau 3 – Indicateurs d'efficience privilégiés par le Distributeur

Tableau B-1 – Composantes des indicateurs d'efficience

Tableau C-1 – Indicateurs d'efficience spécifique

**Demande :**

2.1 Veuillez compléter les trois tableaux de la référence en y ajoutant les données pour les  
années historiques 2012 et 2013.

**Réponse :**

16 Les trois tableaux mentionnés en référence intégrant les données pour les  
17 années historiques 2012 et 2013 sont présentés ci-après.

**Tableau R-2.1-A :**  
**Évolution des indicateurs d'efficacité privilégiés par le Distributeur**

Description	Année historique	Année historique	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2014-2015
<b>Indicateurs globaux du Distributeur</b>							
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	553	537	513	531	560	0,3%	5,3%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,31	1,29	1,24	1,29	1,37	1,1%	6,0%
3 - CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	287	282	266	270	287	0,0%	6,2%
4 - IEN (\$) par abonnement	2 151	2 130	2 155	2 226	2 241	1,0%	0,7%
<b>Indicateurs processus SALC</b>							
5 - Coût total SALC (\$) par abonnement	101	96	101	96	97	-0,9%	1,2%
6 - CEN SALC (\$) par abonnement	97	94	90	86	90	-2,0%	4,0%
<b>Indicateurs processus Distribution</b>							
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	449	442	412	435	462	0,7%	6,2%
8 - CEN Distribution (\$) par abonnement	188	188	175	183	197	1,2%	7,3%

**Tableau R-2.1-B :**  
**Composantes des indicateurs d'efficacité**

Composantes	Année historique	Année historique	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2014-2015
<b>Intrants (en M\$)</b>							
Coût total des processus Distribution et SALC	2 238	2 202	2 123	2 219	2 361	1,4%	6,4%
Coût total du processus SALC	409	395	417	402	413	0,3%	2,7%
Coût total du processus Distribution	1 817	1 807	1 706	1 816	1 949	1,8%	7,3%
CEN des processus Distribution et SALC	1 162	1 154	1 101	1 126	1 208	1,0%	7,3%
CEN du processus SALC	394	384	375	360	378	-1,0%	5,0%
CEN du processus Distribution	761	770	726	766	830	2,2%	8,3%
IEN Distribution et SALC	8 710	8 727	8 928	9 294	9 455	2,1%	1,7%
<b>Inducteurs de coûts</b>							
Nombre d'abonnements au Québec	4 048 708	4 096 267	4 141 990	4 176 097	4 218 580	1,0%	1,0%
Kilomètres de réseau (moyenne tension)	113 525	114 649	114 843	115 681	115 762	0,5%	0,1%
Ventes normalisées (GWh)	170 793	170 806	171 463	171 697	172 341	0,2%	0,4%
Ventes normalisées qui transitent par le réseau de distribution (GWh)	114 756	116 274	116 641	117 869	118 826	0,9%	0,8%
Inflation (%) - mars 2014	2,9	1,5	0,9	2,0	2,0	1,6	2,0

**Tableau R-2.1-C :**  
**Indicateurs d'efficacité spécifiques**

Description	Année historique	Année historique	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2014-2015
<b>Indicateurs globaux du Distributeur</b>							
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	0,68	0,68	0,64	0,66	0,71	0,9%	7,7%
IEN (k\$) par km de réseau	76,7	76,1	77,7	80,3	81,7	1,6%	1,7%
<b>Indicateurs processus Distribution</b>							
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	16,0	15,8	14,9	15,7	16,9	1,3%	7,3%
CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	0,66	0,66	0,62	0,65	0,71	1,6%	6,5%



- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0009, p. 7 et 8;
  - (ii) Pièce B-0009, p. 10;
  - (iii) Pièce B-0009, p. 11;
  - (iv) Pièce B-0009, p. 12.

**Préambule :**

(i) « Conformément à la décision D-2014-037, le Distributeur a fixé à 1,5 % pour 2015, sa cible d'efficacité pour ses charges d'exploitation relatives à ses activités de base découlant des actions de gestion courante, soit une augmentation de 0,5 % par rapport aux années passées. Ces gains additionnels récurrents équivalent, pour l'année témoin 2015, à une réduction des charges d'exploitation de 18,5 M\$.

*Le Distributeur compte également sur la réalisation du projet LAD qui constitue une action structurante majeure pour la poursuite de ses activités. En effet, une fois les trois phases du projet complétées, 3,8 millions de compteurs de nouvelle génération auront été installés sur le réseau en remplacement des compteurs en majorité électromécaniques. En 2015, des gains d'efficacité récurrents de 20,1 M\$ ont été intégrés, portant le total cumulatif pour le projet LAD à 31,5 M\$ ».*

(ii) Tableau 3 – Indicateurs d'efficacité privilégiés par le Distributeur

(iii) « En réponse à la demande de la Régie dans sa décision D-2014-037, le Distributeur a procédé à une révision de ses indicateurs de qualité du service pour évaluer leur pertinence, dans le contexte des actions structurantes mises en œuvre. Il a également examiné la possibilité d'en proposer de nouveaux permettant un suivi plus précis de sa performance en matière de qualité du service.

*Cette analyse visant à actualiser le suivi de sa performance, amène le Distributeur à proposer deux nouveaux indicateurs et à en retirer deux ».*

(iv) Tableau 4 – Indicateurs de qualité du service du Distributeur

**Demandes :**

3.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (ii) en y ajoutant les données des années 2011, 2012, 2013, 2014 et 2015 pour les deux indicateurs additionnels suivants :

- Revenus requis (\$) par abonnement;
- Revenus requis (\$) par kWh normalisé.

**Réponse :**

1                    **Le tableau R-3.1 présente les revenus requis (\$) par abonnement ainsi que les**  
2                    **revenus requis (\$) par kWh normalisé.**

**Tableau R-3.1 :  
Indicateurs additionnels basés sur les revenus requis**

Description	Année historique	Année historique	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2014-2015
<b>Revenus requis du Distributeur</b>							
Revenus requis (\$) par abonnement	2 638	2 573	2 667	2 707	2 811	1,6%	3,8%
Revenus requis (\$) par kWh normalisé	6,3	6,2	6,4	6,6	6,9	2,4%	4,5%

3.2 Veuillez commenter la croissance des indicateurs mentionnés à la question précédente, et ce, pour les périodes 2011-2015 et 2014-2015.

**Réponse :**

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

3.3 Considérant, d'une part, la réalisation du Projet LAD (référence (i)) et, d'autre part, la révision des indicateurs de qualité de service, veuillez commenter sur l'opportunité d'ajouter les indicateurs suivants au tableau de la référence (iv) :

- Nombre de courriels par client;
- Taux d'accès réussis au site web;
- Taux d'appels interrompus.

**Réponse :**

9 **Le Distributeur privilégie le suivi d'un nombre restreint d'indicateurs**  
 10 **permettant d'évaluer, de façon globale, une large part de ses activités. Ses**  
 11 **indicateurs doivent lui permettre de mesurer ses efforts d'amélioration.**

12 **Au chapitre des services à clientèle, les efforts d'amélioration du Distributeur**  
 13 **visent à moderniser et à simplifier l'accès à ses services au moyen de**  
 14 **communications électroniques. En favorisant un règlement au premier**  
 15 **contact et en offrant des solutions qui permettent au client d'être plus**  
 16 **autonome dans le suivi de son dossier, le Distributeur s'attend à une**  
 17 **réduction du nombre d'appels au service à la clientèle.**

1 Les indicateurs suggérés par la Régie, qui contribuent davantage à un suivi  
2 opérationnel des activités, ne témoigneraient pas nécessairement de la qualité  
3 du service rendu à la clientèle.

4 Ainsi, le suivi du nombre de courriels par client ne permettrait pas au  
5 Distributeur de mesurer la qualité du service à la clientèle puisque les clients  
6 insatisfaits à la suite d'une communication électronique se manifestent au  
7 moyen d'un appel téléphonique au centre d'appels. Ainsi, leur satisfaction à  
8 l'égard des services à la clientèle se traduit dans l'indicateur du nombre  
9 d'appels par client.

10 Par ailleurs, le taux de disponibilité du site web d'Hydro-Québec s'élève à  
11 99,9 %. Par conséquent, le taux d'accès réussis au site web est  
12 essentiellement tributaire de la connexion du visiteur. De plus, comme le site  
13 web d'Hydro-Québec inclut les volets corporatif et éducatif en plus des  
14 services à la clientèle, le taux d'accès ne peut pas être imputable aux services  
15 à la clientèle.

16 Enfin, le Distributeur ne possède pas d'indicateur de taux d'appels  
17 interrompus.

3.4 De manière complémentaire à la question précédente, veuillez indiquer si le Distributeur dispose des données annuelles pour ces trois indicateurs. Si oui, veuillez présenter les données annuelles disponibles pour les années de la période 2009-2014.

**Réponse :**

18 Voir la réponse à la question 3.3.

19 Le Distributeur présente au tableau R-3.4 le nombre de courriels reçus par  
20 client pour la clientèle résidentielle et commerciale (clientèle de masse).

**Tableau R-3.4 :**  
**Nombre de courriels par client (résidentiel et commercial)**

2009	2010	2011	2012	2013
0,025	0,019	0,020	0,017	0,027

3.5 Pour chacun des indicateurs inclus aux tableaux des références (ii) et (iv), veuillez présenter les résultats-cibles que s'est fixé le Distributeur pour l'année témoin 2015.

**Réponse :**

21 Comme mentionné dans la pièce HQD-2, document 1 (B-0009), le Distributeur  
22 vise à contenir la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs

1 d'efficience privilégiés sous l'inflation sur la période mobile de cinq ans, tout  
2 en conservant, globalement, le même niveau de qualité de service.

3 Pour ce qui est des indicateurs de qualité du service, certains d'entre eux font  
4 l'objet d'objectifs corporatifs alors que pour les autres, des résultats-cibles  
5 sont établis par le Distributeur. Le Distributeur ne peut présenter les  
6 informations demandées pour l'année témoin 2015 puisque les objectifs  
7 corporatifs sont en cours d'établissement et seront approuvés par le conseil  
8 d'administration d'Hydro-Québec à la fin du mois de décembre 2014. Les  
9 résultats-cibles du Distributeur pour 2015 seront fixés en début de l'année  
10 2015.

## **PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES**

### **Résultats de l'exercice de révision des durées d'utilité**

- 4. Références :** (i) Pièce B-0011, p. 8;  
(ii) Pièce B-0035, p. 22, tableau A-4.

#### **Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2 l'impact de la révision des durées d'utilité des équipements de mesurage (projet LAD) au montant de 12,8 M\$ en 2015, passant de 4 ans à 2 ans.

Le Distributeur tient à souligner que :

« [...] suite à la mise à jour du calendrier de déploiement du projet Lecture à distance (LAD), une révision de la durée d'utilité des compteurs retirés devra être effectuée. En effet, le Distributeur devra réduire à un maximum de deux ans la durée d'utilité de toutes les catégories de compteurs retirés dans le cadre du projet, dans le but de faire concorder la fin de la période d'amortissement de ces compteurs avec la fin du déploiement prévu en 2016. Le Distributeur estime que cette révision à la baisse de la durée d'utilité, qui sera effectuée au 1<sup>er</sup> janvier 2015, entraîne une augmentation de la charge d'amortissement de 12,8 M\$ pour l'année témoin 2015. »

- (ii) Le Distributeur présente au tableau A-4, l'impact sur les revenus requis du projet LAD (M\$), dont un amortissement accéléré des anciens compteurs au montant de 3,7 M\$ en 2015.

	R-3905-2014						
	Années historiques 2010-2011	Année historique 2012	Année historique 2013	2014		Année témoin 2015	Cumulatif
				D-2014-007	Année de base		
<b>Charges d'exploitation</b>	-	-	17,7	4,2	8,0	18,8	44,4
Charges d'exploitation (excluant Compte d'écarts-Projets majeurs)	3,8	5,1	13,5	10,0	24,0	31,7	70,1
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-	-	(5,1)	(0,4)	(10,1)	(15,0)	(30,2)
Gains 2014 du projet LAD - Phases 2 et 3	-	-	-	-	-	(5,1)	(5,1)
Revenus autres que ventes d'électricité	(0,3)	-	-	-	-	-	(0,3)
Compte d'écarts-Projets majeurs <sup>6</sup>	(3,5)	(5,1)	9,2	-	(0,8)	7,2	1,0
<b>Autres charges</b>	(0,1)	(0,9)	41,7	48,7	39,9	104,4	185,3
Amortissement	0,1	3,0	10,0	20,2	28,4	54,8	103,8
Amortissement des nouveaux actifs	0,1	1,0	6,8	27,0	24,9	61,1	83,0
Amortissement accéléré des anciens compteurs	-	2,0	11,1	2,2	3,6	3,7	20,8
Sorties d'actifs	-	0,2	20,1	19,5	38,5	22,7	81,4
Compte d'écarts-Projets majeurs	(0,2)	(4,0)	4,8	-	(27,0)	27,0	0,1
Amortissement et sorties d'actifs	(0,1)	(3,8)	4,0	-	(22,1)	22,1	0,1
Rendement de la base de tarification	(0,1)	(0,8)	0,8	-	(4,9)	4,9	(0,0)
<b>Rendement de la base de tarification</b>	0,1	0,8	7,3	17,2	23,2	40,2	71,5
<b>Revenus</b>			(0,8)	(0,5)	(1,5)	(1,8)	(4,0)
Revenus de mise en conformité <sup>7</sup>			(0,8)	(0,5)	(1,2)	(0,0)	(2,5)
Option de retrait						(1,2)	(1,5)
<b>Total</b>	-	(0,1)	65,9	69,6	69,7	161,6	297,1

**Demande :**

4.1 Veuillez concilier l'augmentation de la charge d'amortissement de 12,8 M\$ en 2015 reliée à la réduction de deux ans de la durée d'utilité des compteurs retirés dans le cadre du projet LAD (référence (i)) et l'amortissement accéléré des anciens compteurs au montant de 3,7 M\$ en 2015 (référence (ii)). Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **La dépense d'amortissement accéléré des anciens compteurs de 3,7 M\$ de**  
 2 **l'année témoin 2015 résulte de l'effet combiné d'un changement de la période**  
 3 **d'amortissement des compteurs et d'une baisse de l'amortissement suite à un**  
 4 **plus grand nombre de compteurs qui seront radiés en 2015.**

5 **Lorsque comparée à un scénario de fin de projet en 2018, l'accélération du**  
 6 **déploiement avec une fin de projet en 2016 entraîne donc une augmentation**  
 7 **de 12,8 M\$ de la dépense d'amortissement accéléré pour l'année 2015.**

8 **Le tableau R-4.1 présente l'impact de l'accélération du déploiement sur la**  
 9 **charge d'amortissement accéléré.**

**Tableau R-4.1 :**  
**Impact en 2015 sur l'amortissement accéléré (M\$)**

	2015
Année témoin - Fin de projet en 2016	3,7
Moins: Scénario - Fin de projet en 2018	-9,1
<b>Impact - Révision durée d'utilité</b>	<b>12,8</b>

**Modification des modalités de disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on***

**5. Référence :** Pièce B-0013, p. 4.

**Préambule :**

Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur indique que :

« Dans la décision D-2008-024, la Régie :

- [...];
- *juge qu'une mesure exceptionnelle est de nouveau justifiée et accueille la demande du Distributeur d'utiliser les données établies sur une base de neuf mois réels et trois mois projetés.*

[...]

*Compte tenu du caractère exceptionnel des coûts d'approvisionnement encourus au cours de l'hiver 2013-2014 en raison des conditions climatiques très rigoureuses, le compte de pass-on 2013 et 2014 enregistre des écarts substantiels à récupérer de la clientèle au 31 décembre 2014. Tel que présenté à la pièce HQD-9, document 7 [B-0037], le solde du compte pour chacune des années s'élève à :*

- *Pass-on 2013 : 54,9 M\$ correspondant à la différence entre le montant constaté dans les revenus requis de 2014 et l'écart réel de l'année 2013, additionné des intérêts débiteurs de 3,7 M\$ en 2014;*
- *Pass-on 2014 : 325,1 M\$ évalué sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés. »*

[nous soulignons]

**Demande :**

5.1 Veuillez déposer le compte de *pass-on* 2014 sur une base de neuf mois réels et de trois mois projetés. Veuillez mettre à jour la pièce B-0037, p. 31, tableau 14.

**Réponse :**

- 1 **Le Distributeur présente au tableau R-5.1 la prévision du compte de *pass-on***  
2 **2014 sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés.**

**Tableau R-5.1 :  
Prévision de septembre 2014 (9/3) du compte de *pass-on* pour l'année 2014**

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	59 937	58 312	3,23	52,6	5 108	4 106	10,81	108,3	12,23	10,81	5 108	72,7	65 157	62 418	3,71	101,7	131,8
Tarif DT	2 789	2 832	2,74	(1,2)	238	199	10,87	4,2	12,30	10,87	238	3,4	3 032	3 031	3,25	0,0	6,4
<b>Total</b>	<b>62 727</b>	<b>61 144</b>		<b>51,4</b>	<b>5 346</b>	<b>4 305</b>		<b>112,5</b>			<b>5 346</b>	<b>76,1</b>	<b>68 189</b>	<b>65 449</b>		<b>101,7</b>	<b>138,2</b>
<b>Généraux</b>																	
Tarifs G et à forfait	9 787	9 604	2,98	5,4	834	676	10,83	17,1	12,26	10,83	834	11,9	10 639	10 281	3,47	12,4	22,0
Tarifs d'éclairage public et Sent.	553	566	2,62	(0,3)	47	40	10,90	0,8	12,34	10,90	47	0,7	601	605	3,14	(0,1)	1,3
Tarif M	27 536	28 003	2,71	(12,7)	2 347	1 972	10,82	40,6	12,24	10,82	2 347	33,4	29 934	29 975	3,22	(1,3)	62,6
Tarif G9	922	996	2,80	(2,1)	79	70	10,83	0,9	12,26	10,83	79	1,1	1 003	1 066	3,31	(2,1)	2,1
Tarif LG	8 248	8 100	2,72	4,0	703	570	10,58	14,0	11,97	10,58	703	9,8	8 966	8 670	3,15	9,3	18,5
Tarif H	7	8	2,71	(0,0)	1	1	10,64	0,0	12,04	10,64	1	0,0	8	9	3,73	(0,0)	0,0
<b>Total</b>	<b>47 053</b>	<b>47 278</b>		<b>(5,6)</b>	<b>4 010</b>	<b>3 329</b>		<b>73,4</b>			<b>4 010</b>	<b>56,9</b>	<b>51 151</b>	<b>50 607</b>		<b>18,2</b>	<b>106,5</b>
<b>Grands clients industriels</b>																	
Tarif L	27 649	27 673	2,40	(0,6)	2 356	1 949	10,55	43,0	11,94	10,55	2 356	32,7	30 015	29 622	2,93	11,5	63,6
Contrats spéciaux - sans ajust.	23 144	22 890	2,40	6,1	1 973	1 612	10,52	38,0	11,90	10,52	1 973	27,3	25 121	24 502	2,93	18,1	53,2
<b>Total - sans ajust.</b>	<b>50 793</b>	<b>50 563</b>		<b>5,5</b>	<b>4 329</b>	<b>3 560</b>		<b>81,0</b>			<b>4 329</b>	<b>60,0</b>	<b>55 135</b>	<b>54 123</b>		<b>29,7</b>	<b>116,8</b>
<b>Total incluant les contrats spéciaux</b>	<b>160 573</b>	<b>158 984</b>	<b>2,77</b>	<b>51,3</b>	<b>13 685</b>	<b>11 194</b>	<b>10,71</b>	<b>266,9</b>	<b>12,12</b>	<b>10,71</b>	<b>13 685</b>	<b>193,0</b>	<b>174 476</b>	<b>170 179</b>	<b>3,16</b>	<b>149,6</b>	<b>361,6</b>
<b>TOTAL EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX</b>	<b>137 429</b>	<b>136 094</b>		<b>45,2</b>	<b>11 713</b>	<b>9 583</b>		<b>228,9</b>				<b>165,7</b>	<b>149 355</b>	<b>145 677</b>		<b>131,5</b>	<b>308,3</b>
<b>Ajustement de l'Entente-cadre 2013</b>				<b>0,4</b>				<b>0,3</b>				<b>0,3</b>					<b>1,0</b>
Contrats spéciaux				0,0				0,0				0,0					0,1
<b>AJUSTEMENT DE L'ENTENTE-CADRE 2013, EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX (E)</b>				<b>0,4</b>				<b>0,3</b>				<b>0,2</b>				<b>0,0</b>	<b>0,9</b>
<b>PASS-ON 2014 (EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX)</b>				<b>45,6</b>				<b>229,2</b>				<b>165,9</b>				<b>131,5</b>	<b>309,2</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-cadre 2013 est déterminée par le différentiel entre le compte de pass-on réel 2013 (tel que déposé dans le rapport annuel à la Régie) et le compte de pass-on réel 2013 recalculé pour intégrer les données finales de l'Entente-cadre 2013.  
(F) Référence R-3854-2013, HQD-19, Document 6, Tableau 9A et 9B.

## PRÉVISION DE LA DEMANDE

6. **Références :**
- (i) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0088, p. 14;
  - (ii) Pièce B-0065, p. 7;
  - (iii) [http://climat.meteo.gc.ca/climate\\_normals/normals\\_documentation\\_f.html?docID=1981](http://climat.meteo.gc.ca/climate_normals/normals_documentation_f.html?docID=1981)

### Préambule :

- (i) « L'approche utilisée par le Distributeur consiste à intégrer à chaque dossier tarifaire, une année complète des données climatiques les plus récentes, soit celles de la dernière année révolue, et à les ajouter aux données climatiques débutant en 1971. De plus, lors de cet exercice, les tendances de réchauffement climatique sont recalculées statistiquement sur l'échantillon actualisé de données climatiques. »
- (ii) « Mise à jour de la normale pour la prévision des ventes 2015 (ajout des données de température de l'année 2013) : Impact de -170 GWh. »
- (iii) Environnement Canada : calcul des normales climatiques au Canada de 1981 à 2010.

### Demande :

- 6.1 Veuillez préciser si la méthodologie de calcul de la normale climatique privilégiée par le Distributeur, c'est-à-dire tenir compte de l'ensemble des données climatiques débutant en 1971, est plus efficace pour prédire la demande d'énergie que la méthode suggérée par Environnement Canada qui consiste à effectuer une moyenne sur 30 ans avec une mise à jour tous les 10 ans.

### Réponse :

- 1 **D'une part, la normale climatique retenue aux fins de la prévision de la**  
2 **demande du Distributeur se base sur une analyse statistique des données**  
3 **climatiques historiques afin d'éliminer les discontinuités dans les séries**  
4 **temporelles de température qui ne sont pas attribuables à des phénomènes**  
5 **climatiques<sup>1</sup>. D'autre part, cette normale s'appuie sur la tendance de**  
6 **réchauffement observée de la période 1971 à la dernière année complète**  
7 **disponible, soit 2013 pour le présent dossier tarifaire. Cette approche permet,**  
8 **aux fins de la prévision de la demande, d'utiliser les conditions climatiques**

---

<sup>1</sup> Ces discontinuités sont décrites dans la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie, à la pièce HQD-13, document 1.2 (B-0129) du dossier R-3814-2012.

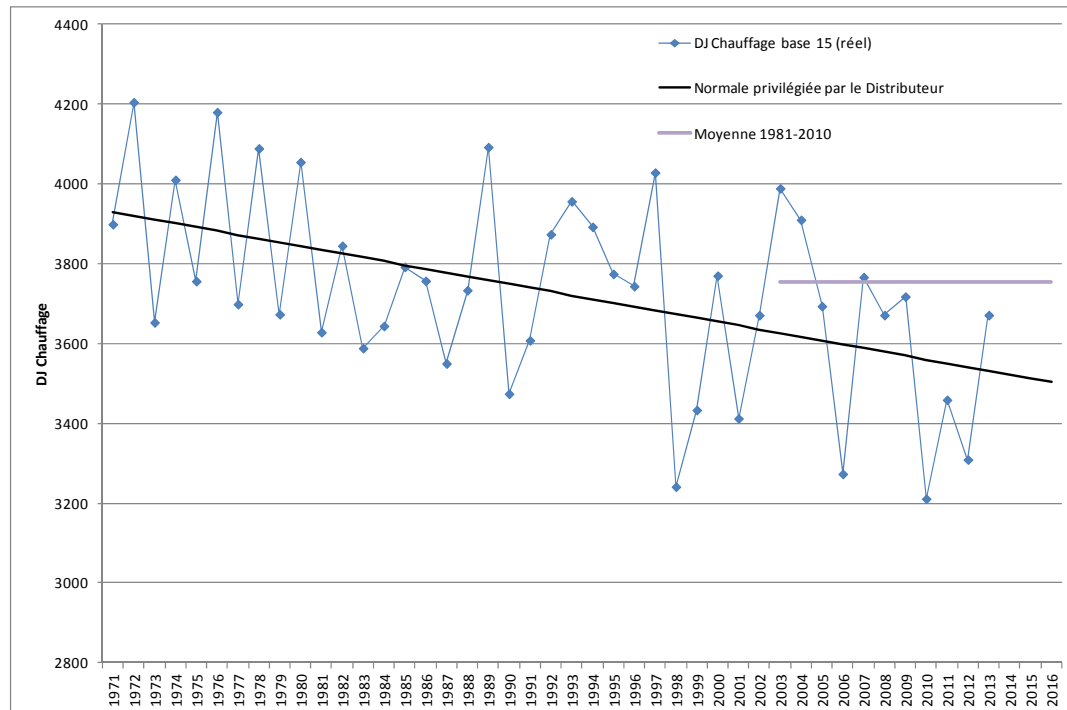


1 normales les plus centrées et de refléter leur évolution sur tout l'horizon de la  
2 prévision. La prévision de la demande qui en résulte est la plus efficace pour  
3 les fins de planification puisque les probabilités d'observer des écarts  
4 climatiques positifs ou négatifs sont les mêmes.

5 Une normale climatique comme celle retenue par Environnement Canada n'est  
6 pas adéquate aux fins de la prévision de la demande. Les conditions  
7 climatiques découlant de cette normale ne seraient pas centrées car elles  
8 feraient fi de la tendance de réchauffement climatique observée sur  
9 l'historique des données de température. Ainsi, une prévision de la demande  
10 basée sur cette normale aurait plus de chance de présenter des écarts  
11 climatiques négatifs, soit une demande réelle plus faible que prévu, ce qui  
12 affecterait la gestion des approvisionnements.

13 À titre illustratif, le graphique R-6.1 permet de comparer, sur la base des  
14 degrés-jours de chauffage avec une température de référence de 15 °C, la  
15 normale climatique privilégiée par le Distributeur (droite de tendance noire) et  
16 la moyenne des données observées sur la période 1981-2010 (droite mauve),  
17 soit la période de 30 ans actuellement retenue par Environnement Canada.  
18 Sur les dix dernières années (période 2004 à 2013), les degrés-jours réels  
19 présentent un écart moyen de -6 degrés-jours par rapport à la droite de  
20 tendance alors que cet écart moyen est de -187 degrés-jour par rapport à la  
21 moyenne 1981-2010 (les degrés-jours réels ne sont supérieurs à la moyenne  
22 1981-2010 que dans deux cas sur dix). Ceci démontre que la normale  
23 privilégiée par le Distributeur est plus centrée qu'une moyenne sur la période  
24 1981-2010.

**Graphique R-6.1**  
**Degrés-jours de chauffage avec température de référence de 15°C**  
**Comparaison de la normale du Distributeur par rapport à la moyenne**  
**1981-2010**



- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0015, p. 7;
  - (ii) Pièce B-0015, p. 9;
  - (iii) Pièce B-0015, p. 12.

**Préambule :**

- (i) Tableau 2 : Prévission au secteur résidentiel et agricole;
- (ii) Tableau 3 : Prévission aux secteurs commercial, institutionnel, industriel PME et autres;
- (iii) Tableau 5 : Évolution de la prévission des ventes pour l'année 2014.

**Demande :**

- 7.1 Des références (i), (ii) et (iii), veuillez concilier les données des ventes normalisées de 2014 des différents tarifs entre ces tableaux et justifier leurs différences le cas échéant.

Réponse :

1 L'explication se trouve dans les notes au bas des tableaux 2 et 3 (références  
 2 (i) et (ii)).  
 3 Les tableaux 2 et 3 présentent l'ensemble des ventes aux tarifs propres à  
 4 chacun des secteurs. Par exemple, pour 2014, les ventes aux tarifs D et DM au  
 5 tableau 2 comportent, en plus des ventes normalisées à cette catégorie de  
 6 consommateurs de 62 301 GWh (tableau 5), les ventes au DA marginal de  
 7 1 GWh et celles aux tarifs D et DM dans les réseaux autonomes de 219 GWh  
 8 (également détaillées au tableau 5), pour un total de 62 521 GWh. De même,  
 9 les ventes normalisées par tarifs présentées au tableau 3 comportent, en plus  
 10 des ventes propres à chaque tarif, les ventes au tarif MA et celles à ces tarifs  
 11 dans les réseaux autonomes.

POLITIQUE FINANCIÈRE ET COÛT DU CAPITAL

8. Référence : Pièce B-0017, p. 9.

Préambule :

Tableau 2 :  
Évolution du coût de la dette<sup>7</sup>

Composantes (en millions de dollars)	2013 (réel)	2014	2015
Numérateur - Frais financiers	2 714	2 744	2 745
= Intérêts sur dettes à long terme	2 514	2 539	2 533
+ Frais de garantie	199	205	212
<b>Dénominateur – Valeur ajustée de la dette et des swaps<sup>8</sup></b>	<b>41 385</b>	<b>41 924</b>	<b>42 162</b>
= Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	41 953	42 588	42 984
- Éléments dans la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs :			
▪ Cumul des autres éléments du résultat étendu	318	413	474
▪ Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	868	849	792
▪ Solde des radiations liées aux normes comptables de 2007	(109)	(92)	(35)
▪ Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	(509)	(505)	(408)
<b>Coût moyen de la dette (%)</b>	<b>6,557</b>	<b>6,544</b>	<b>6,511</b>

Le Distributeur indique au tableau 2 que, d'une part, les frais de garantie prévus pour l'année 2015 seront en hausse de 7 M\$ à 212 M\$. Il indique, d'autre part, que l'encours des dettes et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité augmentera de 396 M\$ à 42 984 M\$.

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer comment a été déterminé le montant de frais de garantie de 212 M\$ prévu pour 2015. Veuillez décrire la méthodologie et préciser sur quels éléments de la dette sont calculés les frais de garantie.

**Réponse :**

1 Les frais de garantie correspondent à 0,5 % du solde des emprunts  
2 d'Hydro-Québec qui sont garantis par le gouvernement du Québec. Le  
3 montant du solde des emprunts utilisé correspond au solde au 31 décembre  
4 de l'exercice précédent, converti en dollars canadiens aux cours de clôture à  
5 cette même date.

6 Au 31 décembre 2014, un montant prévu de 42 493 M\$ de dette à long terme et  
7 de dette à perpétuité, diminué du fonds d'amortissement, est garanti par le  
8 gouvernement du Québec et sert à établir les frais de garantie de 2015. Le  
9 Distributeur tient à souligner que les instruments dérivés ne sont pas  
10 assujettis au calcul des frais de garantie.

11 Le calcul détaillé des frais de garantie pour l'année 2015 est présenté au  
12 tableau R-8.1.

**Tableau R-8.1 :  
Calcul des frais de garantie de 2015**

Devise	Volume prévu au 31 décembre 2014 en devise	Taux de change prévu au 31 décembre 2014	Dettes garanties	Taux des frais de garantie	Frais de garantie 2015
	A	B	A X B	C	A X B X C
	M		M\$ CA		M\$ CA
Dollars canadiens	32 647	1,0000	32 647		
Dollars américains	8 368	1,1196	9 368		
Euros	61	1,5422	94		
Lives sterling	200	1,8626	373		
Yens	1 000	0,0109	11		
		<b>TOTAL</b>	<b>42 493</b>	<b>0,5%</b>	<b>212</b>

8.2 Veuillez concilier la hausse des frais de garantie prévus pour les années 2014 et 2015 avec la hausse de l'encours des dettes et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité prévue pour la même période.

**Réponse :**

1 Il n'y a pas de corrélation directe entre la hausse des frais de garantie prévus  
2 pour les années 2014 et 2015 (7 M\$) et la hausse de l'encours des dettes et  
3 instruments dérivés à long terme et de la dette à perpétuité pour la même  
4 période (396 M\$) en raison, notamment, des éléments suivants :

- 5 • Le dénominateur du coût de la dette vise à capter les fonds  
6 susceptibles d'avoir financé les actifs alors que les frais de garantie  
7 s'appliquent à la valeur courante de la dette. Ainsi, à titre d'exemple,  
8 une dette en devise est calculée au taux de change courant pour le  
9 calcul des frais de garantie alors que la méthode de calcul du  
10 dénominateur du coût de la dette (valeur courante ajustée des  
11 montants qui n'ont pas servi à financer les actifs) revient à la présenter  
12 à sa valeur d'origine.
- 13 • Comme mentionné également en réponse à la question 8.1, le calcul  
14 des frais de garantie est basé sur le solde des emprunts garantis par le  
15 gouvernement du Québec au 31 décembre de l'exercice précédent  
16 alors que le calcul du dénominateur du coût de la dette est établi en  
17 utilisant une moyenne des treize soldes mensuels liés à l'exercice  
18 visé.

9. **Référence :** Pièce B-0017, p. 29.

**Préambule :**

« Les prévisions utilisées pour l'évaluation prospective du coût de la dette sont obtenues à partir du *Consensus Forecasts* publié en mai 2014 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.

Le tableau E-1 présente les historiques pour l'année 2013 et les prévisions des variables économiques pour 2014 et 2015 découlant de l'approche décrite ci-dessus.

Tableau E-1 :  
Prévision des variables économiques 2014 et 2015

	Historique <sup>1</sup>	Prévisions <sup>2</sup>			
	2013	Août 2014 Horizon 3 mois	Mai 2015 Horizon 12 mois	2014	2015
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,220%	1,217%	1,339%	1,229%	1,328%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,278%	1,267%	1,388%	1,280%	1,377%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,968%	0,940%	1,062%	0,935%	1,051%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,053%	0,083%	0,304%	0,089%	0,283%
Taux LIBOR américain - 3 mois	0,203%	0,230%	0,451%	0,225%	0,430%
Taux LIBOR américain - 6 mois	0,340%	0,345%	0,566%	0,335%	0,545%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,249%	2,583%	3,099%	2,490%	3,051%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	2,271%	2,708%	3,224%	2,655%	3,177%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,948%	4,350%	4,866%	4,304%	4,819%

<sup>1</sup> Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

<sup>2</sup> Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc., Mai 2014. »

**Demandes :**

9.1 Veuillez fournir les données historiques mensuelles depuis le 31 décembre 2009, tirées de Bloomberg, quant au taux d'intérêt des acceptations bancaires canadiennes 3 mois, ainsi que des bons du Trésor canadiens 3 mois. Veuillez calculer l'écart de rendement historique entre les acceptations bancaires 3 mois et les bons du Trésor canadiens 3 mois. Veuillez fournir le fichier excel.

**Réponse :**

1 Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-9.1 du fichier Excel  
2 HQD-15-1.2\_R-9\_Extraction\_Bloomberg.xls.

9.2 Veuillez expliquer comment les prévisions du taux des acceptations bancaires canadiennes 3 mois ont été établies pour les années 2014 et 2015.

**Réponse :**

3 Les prévisions des variables économiques sont principalement utilisées pour  
4 calculer le taux du coût de la dette et le coût du capital prospectif. De plus,  
5 elles fournissent des indications pour l'élaboration du programme d'emprunts  
6 d'Hydro-Québec.

7 Ces prévisions sont obtenues à l'aide du *Consensus Forecasts*, publié au  
8 mois de mai de l'année de base, par la firme Consensus Economics Inc.

1           **Puisque les prévisions de taux d'intérêt de cette firme ne portent que sur les**  
2           **bons du Trésor à 3 mois et les obligations gouvernementales à 10 ans tant**  
3           **canadiens qu'américains, pour obtenir la prévision des autres taux d'intérêt**  
4           **applicables à la dette émise par Hydro-Québec, tels le taux des acceptations**  
5           **bancaires à 3 mois et le taux des obligations d'Hydro-Québec à 5 ans, il faut**  
6           **ajouter une prévision d'écart aux taux du *Consensus Forecasts*. Ainsi, pour**  
7           **chacun des autres taux d'intérêt applicables à la dette émise par**  
8           **Hydro-Québec, la prévision d'écart correspond à la moyenne des écarts**  
9           **calculée à partir des taux d'intérêt publiés par Bloomberg au cours de la**  
10          **période des 12 mois précédant le mois de mai de l'année de base.**

11          **De plus, puisque les prévisions du *Consensus Forecasts* ne couvrent qu'un**  
12          **nombre limité d'horizons de prévision, soit août de l'année de base et mai de**  
13          **l'année témoin, selon le cas, une extrapolation ou interpolation linéaire est**  
14          **utilisée afin d'obtenir les prévisions mensuelles allant jusqu'en décembre de**  
15          **l'année témoin.**

16          **Le calcul de la prévision du taux des acceptations bancaires à 3 mois et du**  
17          **taux des obligations d'Hydro-Québec à 5 ans est illustré au tableau R-9.2.**

**Tableau R-9.2 :  
Calcul des prévisions des taux d'intérêt**

Taux de fin de mois	Acceptations bancaires canadiennes à 3 mois	Bons du Trésor canadiens à 3 mois	Taux des obligations HQ à 5 ans	Taux des obligations Canada à 10 ans
Bloomberg ->	CDOR03	TBBC3M	C2905Y	GCAN10Y
janv-13	1,290	0,930	2,104	1,990
févr-13	1,285	0,950	1,889	1,837
mars-13	1,283	0,980	1,933	1,872
avr-13	1,280	0,990	1,813	1,697
mai-13	1,273	1,020	2,118	2,064
juin-13	1,275	1,020	2,462	2,439
juil-13	1,275	1,000	2,399	2,452
août-13	1,275	0,990	2,587	2,616
sept-13	1,275	0,980	2,500	2,543
oct-13	1,277	0,910	2,342	2,424
nov-13	1,278	0,940	2,359	2,556
déc-13	1,275	0,910	2,483	2,758
janv-14	1,265	0,890	2,152	2,339
févr-14	1,264	0,840	2,140	2,425
mars-14	1,266	0,900	2,243	2,458
avr-14	1,268	0,950	2,191	2,404
mai-14	1,278	0,938	2,457	2,632
juin-14	1,278	0,935	2,555	2,708
juil-14	1,277	0,933	2,653	2,784
août-14	1,267	0,940	2,583	2,708
sept-14	1,280	0,954	2,641	2,766
oct-14	1,294	0,967	2,698	2,823
nov-14	1,307	0,981	2,755	2,880
déc-14	1,321	0,994	2,813	2,938
janv-15	1,334	1,008	2,870	2,995
févr-15	1,348	1,021	2,927	3,052
mars-15	1,361	1,035	2,985	3,110
avr-15	1,375	1,048	3,042	3,167
mai-15	1,388	1,062	3,099	3,224
juin-15	1,388	1,062	3,099	3,224
juil-15	1,388	1,062	3,099	3,224
août-15	1,388	1,062	3,099	3,224
sept-15	1,388	1,062	3,099	3,224
oct-15	1,388	1,062	3,099	3,224
nov-15	1,388	1,062	3,099	3,224
déc-15	1,388	1,062	3,099	3,224
Moyenne 2013	1,278	0,968	2,249	2,271
Moyenne 2014	1,280	0,935	2,490	2,655
Moyenne 2015	1,377	1,051	3,051	3,177
Moy mobile 1-an mai 2013 à avril 2014	1,272	0,946	2,331	2,457



1            **Le Distributeur souligne toutefois que ces taux ne sont qu'une estimation des**  
2            **taux auxquels ces titres seront transigés dans le marché. De plus, ils ne**  
3            **tiennent pas compte des frais de garantie et des coûts d'émission qui doivent**  
4            **être défrayés par Hydro-Québec.**

9.3 Veuillez fournir les données historiques mensuelles depuis le 31 décembre 2009, tirées de Bloomberg, quant au taux d'intérêt des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens, ainsi que des obligations 5 ans du gouvernement canadien. Veuillez calculer l'écart de rendement historique entre les obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens et les obligations 5 ans du gouvernement canadien. Veuillez fournir le fichier excel.

**Réponse :**

5            **Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-9.2 du fichier Excel**  
6            **HQD-15-1.2\_R-9\_Extraction\_Bloomberg.xls.**

9.4 Veuillez expliquer comment les prévisions du taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens ont été établies pour les années 2014 et 2015.

**Réponse :**

7            **Voir la réponse à la question 9.2.**

## COÛTS ÉVITÉS

### **SPEDE et coûts évités de l'énergie dans les réseaux autonomes (RA)**

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0035, p. 11;
  - (ii) Pièce B-0029, p. 6, tableau 2;
  - (iii) Pièce B-0018, p. 7 et 8;
  - (iv) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0017, p. 8.

**Préambule :**

(i) « *Le Distributeur prévoit acheter des droits d'émission de 3,5 M\$ en 2015 pour couvrir les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules, la seule qui dépasse le plafond autorisé.* »

(ii)

**Tableau 2 :  
Détail des coûts et des volumes de combustible**

Description	Année historique 2013		Année 2014				Année témoin 2015	
	Réal		D-2014-037		Année de base			
	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres
Mazout - Réseaux Autonomes	77,3	72,9	77,5	76,7	86,0	77,6	84,0	77,1
Programmes Efficacité énergétique ( Compensation mazout - PUEÉRA )	14,3		12,9		16,7		13,7	
Groupes électrogènes de secours	7,1	3,1	7,0	2,3	7,2	3,0	6,9	3,0
Location et Entretien	3,8		5,0		3,9		4,0	
Combustibles	3,3	3,1	2,0	2,3	3,3	3,0	2,9	3,0
Rapides-des-Joachims	0,2		0,7		0,6		0,7	
<b>Total</b>	<b>98,9</b>		<b>98,1</b>		<b>110,5</b>		<b>105,2</b>	

La Régie déduit de ce tableau un prix unitaire du mazout pour les RA en faisant le ratio M\$ / M Litres et arrive aux résultats suivants : 1,06 \$/L en 2013 réel;  
1,01 et 1,11 \$/L pour 2014 (autorisé et de base);  
1,09 \$/L pour l'année témoin 2015.

(iii) « La méthode utilisée pour le calcul du coût évité de l'énergie est la même que celle utilisée lors du dossier R-3854-2013. La révision actuelle découle principalement de la mise à jour des principaux paramètres, notamment le prix des combustibles et le taux de change. »

Les coûts évités en énergie de 2014 montrés au tableau 2 varient typiquement entre 47 et 60 ¢/kWh au Nunavik et sont de 22 ¢/kWh à Cap-aux-Meules.

(iv) Dans le dossier R-3854-2013, phase 1, les coûts évités en énergie de 2013 varient typiquement entre 44 et 52 ¢/kWh au Nunavik et sont de 16,4 ¢/kWh à Cap-aux-Meules.

**Demandes :**

10.1 Veuillez indiquer si les coûts du SPEDE sont inclus dans les coûts des combustibles présentés au tableau de la référence ii), en tenant compte de toutes les centrales des RA pour lesquelles le Distributeur payera les droits d'émission refacturés par les distributeurs de combustible. Si oui, veuillez élaborer sur la variation de coûts du combustible pour 2015 par rapport aux années précédentes. Si non, veuillez indiquer où ces coûts sont pris en compte.

**Réponse :**

1            **Seuls les coûts du SPEDE résultant des droits d'émission assujettis au**  
2            **Distributeur pour la centrale de Cap-aux-Meules sont pris en compte dans le**  
3            **tableau 2 de la référence ii) ainsi que dans les coûts évités en énergie.**

4            **Le Distributeur n'a pas considéré les coûts du SPEDE découlant des droits**  
5            **d'émission qui lui seront directement facturés par les distributeurs de**  
6            **combustibles. Lors de la détermination de la prévision des prix des**  
7            **combustibles et des coûts évités pour le présent dossier, la précision des**  
8            **informations disponibles était insuffisante. Toutefois, le Distributeur évaluera**  
9            **l'impact de ces coûts dans le prochain dossier tarifaire.**

10.2 Veuillez préciser si les coûts du SPEDE de toutes les centrales des RA sont pris en compte dans les coûts évités en énergie. Si oui, veuillez indiquer l'évolution des coûts du SPEDE qui a été prévue par le Distributeur pour les prochaines années et élaborer sur l'importance relative des coûts futurs du SPEDE par rapport à l'évolution prévue des prix du combustible dans les RA. Si non, veuillez justifier de ne pas les avoir inclus.

**Réponse :**

10            **Voir la réponse à la demande 10.1.**

**Coûts évités de puissance dans les réseaux autonomes (RA)**

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0018, p. 8;
  - (ii) Dossier R- -2013, Pièce B-0017, p. 8;
  - (iii) Dossier R-3864-2013, Pièce B-0010, annexe 4;
  - (iv) Dossier R-3864-2013, Pièce B-0041, p. 14.

**Préambule :**

(i)

Tableau 2 :  
Coûts évités par réseaux autonomes - Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2014

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité Total ¢/kWh
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	22,04	200	54%	4,27	26,31
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	53,48	900	56%	18,23	71,71
Aupaluk	56,47	900	59%	17,56	74,03
Inukjuak	46,60	900	62%	16,61	63,21
Ivujivik	59,98	900	56%	18,50	78,49
Kangiqsuajuq	57,14	900	58%	17,60	74,74
Kangiqsujuq	52,52	900	61%	16,81	69,33
Kangirsuk	53,06	900	58%	17,70	70,76
Kuujuuaq	49,87	900	62%	16,70	66,57
Kuujuarapik	47,62	900	65%	15,92	63,53
Puvimutuk	47,03	900	64%	16,00	63,02
Quaqtaq	60,40	900	60%	17,03	77,42
Salluit	46,96	900	63%	16,27	63,24
Tasiujaq	55,86	900	59%	17,54	73,40
Umiujaq	54,57	900	57%	17,92	72,50
<b>Basse-Côte-Nord</b>					
La Romaine	34,09	765	45%	19,55	53,64
Port Menier	36,70	765	46%	19,17	55,87
<b>Haute-Mauricie</b>					
Clova	40,12	765	42%	20,74	60,85
Opitciwan	32,42	765	46%	19,02	51,43
Schefferville	2,35	145	50%	3,29	5,64

(ii)

TABLEAU 2  
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES  
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/kWh DE 2013

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	16,40	135	55%	2,82	19,22
<b>Basse Côte-Nord</b>					
Anticosti (Fort Meunier)	28,30	880	48%	16,08	44,38
La Romaine	25,51	880	46%	16,86	42,37
<b>Haute-Mauricie</b>					
Clova	29,12	880	42%	18,37	47,49
Opitciwan	23,75	880	45%	17,17	40,92
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	43,77	800	57%	16,15	59,92
Aupaluk	46,85	800	51%	17,81	64,66
Inukjuak	38,58	800	61%	14,99	53,56
Ivujivik	50,62	800	56%	16,25	66,87
Kangiqsuajuq	47,53	800	58%	15,77	63,30
Kangiqsujuq	42,42	800	60%	15,15	57,57
Kangirsuk	42,84	800	54%	17,01	59,85
Kuujuuaq	38,10	800	62%	14,70	52,80
Kuujuarapik	38,70	800	65%	14,04	52,74
Puvimutuk	38,64	800	64%	14,34	52,98
Quaqtaq	51,62	800	59%	15,51	67,13
Salluit	38,42	800	60%	15,10	53,52
Tasiujaq	45,29	800	56%	16,27	61,56
Umiujaq	44,40	800	57%	16,07	60,47
Schefferville	2,35	135	54%	2,75	5,10

(iii) L'Annexe 4 présente les bilans en puissance par réseau. On y retrouve pour chaque réseau autonome, la puissance totale installée de production, incluant, selon le cas les génératrices mobiles et les ententes de puissance interruptible.

(iv) « Le projet d'aréna, alimenté par la centrale de Kuujuarapik, a vu le jour à Whapmagoostui. Toutefois, le système de fabrication et de conservation de la glace est alimenté par la génératrice du client. »

**Demandes :**

11.1 La Régie prend acte des modifications aux coûts évités de puissance exprimés en \$/kW-an et note des variations significatives des facteurs d'utilisation au Nunavik,

parfois à la baisse, parfois à la hausse. Veuillez élaborer sur les causes des variations de ces facteurs d'utilisation.

**Réponse :**

1 Les facteurs d'utilisation présentés au tableau de la référence (ii)  
2 correspondent à la moyenne des facteurs d'utilisation observés sur les hivers  
3 2007-2008 à 2011-2012 pour chacun des réseaux.

4 Pour ce qui est des facteurs d'utilisation présentés au tableau de la  
5 référence (i), ils découlent de la prévision de la demande de chacun des  
6 réseaux établie en avril 2014. Ces facteurs d'utilisation prévus s'appuient sur  
7 un modèle de régression établissant la relation entre les besoins en  
8 puissance à la pointe et les besoins en énergie observés sur la période  
9 historique se terminant en mars 2014.

10 Bien que la méthode d'évaluation ait été modifiée depuis le dossier  
11 R-3854-2013, les variations des facteurs d'utilisation s'expliquent  
12 essentiellement par le fait qu'ils ne s'appuient pas sur les mêmes valeurs  
13 historiques, notamment avec l'ajout des hivers 2012-13 et 2013-14.

11.2 Veuillez présenter une nouvelle version des tableaux 2 des références (i) et (ii) en utilisant comme facteurs d'utilisation le ratio du nombre de kWh produits par chacune des centrales des réseaux autonomes divisé par 8 760 fois la puissance totale installée en 2014 et en 2013 dans chacune de ces centrales.

**Réponse :**

14 Le coût évité en puissance correspond au coût de l'ajout d'un kW  
15 supplémentaire à la pointe. Afin de convertir ce coût en ¢/kWh, le Distributeur  
16 utilise un facteur d'utilisation basé sur la pointe annuelle du réseau. Ce coût  
17 exprimé en ¢/kWh permet ainsi de comparer des options entre elles à service  
18 équivalent.

19 De plus, compte tenu du critère de fiabilité, la puissance installée est toujours  
20 plus élevée que la puissance maximale appelée. L'utilisation de la puissance  
21 installée comme dénominateur dans le calcul des facteurs d'utilisation  
22 engendrerait une réduction de ces derniers et, par conséquent, une  
23 surestimation des coûts évités en puissance (exprimés en ¢/kWh) et, de ce  
24 fait, des coûts évités totaux.

25 Considérant ces éléments, le Distributeur juge peu approprié de produire des  
26 tableaux avec des FU basés sur la puissance installée, car un tel exercice  
27 présenterait une évaluation inexacte des coûts évités.

11.3 Veuillez indiquer quels réseaux au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle ont des installations de production et de conservation de la glace et, parmi celles-ci, quelles installations possèdent leurs propres compresseurs ou génératrices à moteur diesel, comme à Kuujjuarapik, que le système diesel soit utilisé ou non.

**Réponse :**

1           **Tous les réseaux au Nunavik ont des installations de production ou de**  
2           **conservation de la glace dans les arénas ou les deux. Aupaluk, Salluit et**  
3           **Kuujjuarapik possèdent leur propre génératrice afin d'alimenter ces systèmes.**

11.4 Veuillez indiquer si le Distributeur utilise déjà ou considère ces installations comme des sources potentielles de puissance interruptible. Le cas échéant, veuillez indiquer comment ces installations sont prises en compte dans les coûts évités de ces réseaux.

**Réponse :**

4           **Jusqu'à présent, ces installations n'ont pas été utilisées comme source de**  
5           **puissance interruptible. Le Distributeur évalue néanmoins, avant de procéder**  
6           **à un ajout de capacité, notamment dans les villages présentant un déficit de**  
7           **puissance à court terme, les différents moyens visant à réduire l'appel en**  
8           **puissance.**

## **APPROVISIONNEMENTS**

**12. Références :** (i) Pièce B-0020, p. 10;  
(ii) R-3864-2013, pièce B-0005, p. 28;  
(iii) <http://www.lapresse.ca/actualites/national/201406/30/01-4780016-hydro-quebec-thierry-vandal-sur-le-gril.php>,

**Préambule :**

- (i) Tableau 5 - Approvisionnement postpatrimoniaux en puissance;
- (ii) Tableau 4-3-Bilan de puissance;
- (iii) En commission parlementaire sur l'étude des crédits du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, le 29 juin dernier, le président d'Hydro-Québec, M. Thierry Vandal, affirmait que la société d'État songeait à des scénarios d'utilisation de la centrale au gaz de Bécancour, sur un nombre limité d'heures en période de pointe d'hiver.

**Demandes :**

12.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne considère pas le contrat d'énergie interruptible avec Alouette (150 MW) dans la référence (i), alors que ce contrat figure dans le bilan de puissance du dossier cité en référence (ii).

**Réponse :**

1            **Le Distributeur confirme que la capacité interruptible du contrat avec Alouette**  
2            **est prise en compte dans le bilan de puissance qu'il a présenté au tableau 5**  
3            **de la pièce HQD-6, document 1 (B-0020), sous la rubrique « Autres**  
4            **approvisionnements de long terme ».**

12.2 Aux références (ii) et (iii), veuillez préciser l'état des discussions avec TCE sur les différents scénarios d'utilisation de la centrale de Bécancour pour les besoins de pointe d'hiver.

**Réponse :**

5            **Le Distributeur évalue différents scénarios d'utilisation de la centrale de**  
6            **Bécancour en périodes de pointes hivernales et fera état des discussions**  
7            **avec TCE au moment opportun.**

12.3 À la lumière des deux questions précédentes, veuillez indiquer si le Distributeur prévoit mettre à jour le bilan de puissance présenté dans la présente tarifaire.

**Réponse :**

8            **Le Distributeur ne prévoit pas mettre à jour le bilan de puissance qu'il a**  
9            **présenté au tableau 5 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0020).**

**13. Références :** (i) Pièce B-0020, p. 11;  
(ii) R-3854-2013, phase 1, pièce B-0020, p. 15.

**Préambule :**

- (i) Tableau 6 - Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux;
- (ii) Tableau 6 - Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

**Demandes :**

13.1 Veuillez détailler le calcul du coût d'acquisition en puissance de 29,1 M\$ pour 2015 et préciser la quantité d'énergie de court terme qui y est associée.

Réponse :

1 Le montant de 29,1 M\$ comprend les coûts de l'option d'électricité  
2 interruptible et ceux des achats de puissance sur les marchés de court terme  
3 (UCAP).

4 - Électricité interruptible :

5 850 MW x 15 \$/kW-hiver = 12,8 M\$ (prix de la prime fixe, dossier  
6 R-3891-2014)

7 - Achats de court terme (sur la base du coût évité en puissance de  
8 20,4 \$/kW-hiver pour l'année 2015) :

9 980 MW x 5,1 \$/kW-mois x 2 = 10,0 M\$ (pour janvier - février)

10 750 MW x 5,1 \$/kW-mois = 3,8 M\$ (pour mars, AO 2014-01)

11 500 MW x 5,1 \$/kW-mois = 2,6 M\$ (pour décembre, AO 2014-01)

12 Le coût de la puissance pour la capacité interruptible d'Alouette est inclus  
13 dans les coûts d'approvisionnements de long terme.

14 Aux fins d'établissement des coûts d'approvisionnement de l'année témoin, le  
15 Distributeur ne planifie pas recourir à l'énergie de ces moyens de puissance.

13.2 Veuillez présenter, pour tous les mois de l'année 2014, les prix moyens mensuels ainsi que les volumes des achats court terme en puissance et en énergie. Veuillez également expliquer l'écart entre les coûts réels et ceux qui avaient été prévus dans la précédente tarifaire (référence ii).

Réponse :

16 Comme mentionné à la pièce HQD-6 document 1 (B-0020), les conditions  
17 climatiques particulièrement froides au cours de l'hiver 2013-2014 (6 TWh  
18 d'effet climatique de novembre 2013 à avril 2014) expliquent les écarts  
19 observés entre les coûts réels d'achats d'énergie et ceux prévus dans le  
20 précédent dossier tarifaire, tant au niveau des volumes que des prix de  
21 marché. Le tableau suivant présente les prix moyens mensuels ainsi que les  
22 volumes des achats court terme en énergie pour l'année 2014.



**R-13.2-1 :  
Achats de court terme en 2014**

	Volume d'énergie (TWh)	Prix de l'énergie (\$/MWh)
Janvier	0,9	256,1
Février	0,6	162,9
Mars	0,8	161,6
Avril	0,0	52,4
Mai	0,0	-
Juin	0,0	38,8
Juillet	0,0	-
Août	0,0	42,7
Septembre	0,0	-
Octobre	0,0	38,5
Novembre	0,1	46,6
Décembre	0,3	57,5
<b>Total</b>	<b>2,7</b>	<b>174,3</b>

1 En puissance, le Distributeur a acquis 800 MW sur les marchés de court  
2 terme, soit 430 MW de plus que présenté dans le précédent dossier tarifaire,  
3 notamment en raison de la hausse des besoins prévus et d'un retrait de  
4 capacité souscrite à l'option d'électricité interruptible (environ 600 MW par  
5 rapport à l'attestation de fiabilité du Distributeur déposée à la Régie en  
6 décembre 2013<sup>2</sup>). Le Distributeur a acquis cette puissance à un prix près du  
7 double du coût évité utilisé dans le précédent dossier tarifaire  
8 (2,55 \$/kW-mois). À cet effet, voir le tableau R-23.2-2 suivant :

---

<sup>2</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162\\_Criteres/HQD\\_AnnexeD\\_SuiviD-2011-162\\_13dec2013.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexeD_SuiviD-2011-162_13dec2013.pdf)

**R-13.2-2 :  
Achats de court terme de puissance en 2014**

		Janvier 2014	Février 2014	Janvier 2014	Février 2014
Quantité recherchée	MW	500	500	500	500
Quantité offerte	MW	800	800	500	500
Quantité retenue	MW	300	300	500	500
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	6,35	6,31	5,30	5,30
<b>MIN</b>	\$US / kW-mois	4,75	4,65	5,00	5,00
<b>MAX</b>	\$US / kW-mois	10,05	10,05	6,25	6,25
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	4,75	4,65	5,30	5,30
Encan mensuel UCAP ROS	\$US / kW-mois	3,59	3,36	3,59	3,36
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,3	1,4	1,5	1,6

13.3 Veuillez élaborer sur la méthodologie utilisée par le Distributeur pour estimer le coût des approvisionnements de court terme sur les marchés pour l'année 2015.

Réponse :

1        **Le coût des approvisionnements de court terme en énergie pour l'année 2015**  
 2        **est évalué sur la base des besoins mensuels en énergie prévus pour l'année**  
 3        **2015 et des prix mensuels de marché évalués sur la base de la moyenne des**  
 4        **prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2014. Ces prix de**  
 5        **l'énergie incluent le coût d'acquisition des droits d'émission de gaz à effet de**  
 6        **serre.**

14. **Références :** (i) Pièce B-0020, p. 11;  
 (ii) Pièce B-0015, p. 12;  
 (iii) Pièce B-0008, p. 5.

**Préambule :**

(i) Tableau 6- Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux;  
 (ii) Tableau 5- Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2014;  
 (iii) Tableau 1 - Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2015 (M\$).

**Demande :**

- 14.1 Veuillez détailler l'impact de l'écart de prévision de 866 M\$ (en excluant les contrats spéciaux) à la référence (ii) sur :
- Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux;
  - Le revenu des ventes;
  - Le compte de pass-on;
  - Les revenus additionnels requis (les ventes nettes des achats),

et préciser les volumes réels et prévus (GWh) ainsi que les prix / coûts (\$/MWh) associés.

**Réponse :**

1 D'emblée, le Distributeur tient à rappeler qu'il ne distingue pas le coût des  
2 approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux associé aux aléas  
3 climatiques de celui de la demande, et ce, tel qu'expliqué dans le dossier  
4 R-3644-2007 et accepté par la Régie dans sa décision D-2008-024<sup>3</sup>. Par  
5 conséquent, le Distributeur n'est pas en mesure d'évaluer, de façon  
6 spécifique, l'impact de l'écart de prévision des ventes de 866 GWh sur le  
7 compte de *pass-on*, cet écart ne tenant pas compte de l'ensemble des besoins  
8 d'approvisionnement puisqu'il exclut les écarts relatifs aux contrats spéciaux  
9 et aux aléas climatiques.

10 Par ailleurs, l'ensemble des écarts (volume, prix et revenus) sur les achats  
11 d'électricité sont comptabilisés dans le compte de *pass-on* de l'année 2014 et  
12 sont présentés au tableau 14 à la pièce HQD-9, document-7 (B-0037).

13 Tels que déjà présentés dans le cadre des dossiers R-3854-2013<sup>4</sup> et  
14 R-3814-2012<sup>5</sup>, le Distributeur dépose, pour l'année 2014, le tableau R-14.1 des  
15 revenus nets des achats d'électricité ainsi que le tableau R-14.2 de prévision  
16 des écarts de revenus nets des achats d'électricité par catégories de  
17 consommateurs.

18 L'écart des revenus nets des achats par catégories de consommateurs, sur la  
19 base de 4 mois réels et 8 mois prévisionnels, s'élève à 59 M\$ pour 2014.

20 Aux tarifs D et DM, cet écart s'explique majoritairement par la démarcation  
21 des ventes publiées de 2014 qui augmente, pour cette année, les revenus  
22 publiés de 17 M\$. La variation du profil mensuel des revenus prévus par  
23 rapport au profil mensuel des revenus réels explique l'écart résiduel observé.

24 Au-delà de l'impact des conditions climatiques extrêmes survenues durant  
25 l'hiver 2014, la persistance des températures froides, notamment pour le mois

---

<sup>3</sup> D-2008-024, section 1.1.1, page 14

<sup>4</sup> R-3854-2013, tableaux R-2.1A et R-2.1-B, HQD-15, document 1.2

<sup>5</sup> R-3814-2012, tableau R-24.1, HQD-13, document 1

- 1 de mars, a modifié le comportement de la clientèle au tarif DT générant un  
2 écart de revenus nets des achats de l'ordre de 23 M\$.
- 3 Enfin, aux tarifs G et M, ainsi qu'aux tarifs L et LG, la variation des ventes  
4 expliquent la totalité de l'écart de revenus nets des achats.

**Tableau R-14.1 :  
Prévision des revenus nets des achats d'électricité pour l'année 2014 (M\$)**

	Référence	D-2014-037	Année de base 2014	Écart
Ventes publiées	HQD-5, document 1, page 7	11 064,5	11 394,5	330,0
Compte de nivellement	HQD-9, document 7, page 27		(127,2)	(127,2)
Renversement de la provision réglementaire 2013	R-3854-2013, HQD-19, document 1, page 5	(75,3)	(75,3)	
Provision réglementaire 2014 récupérée en 2015	R-3854-2013, HQD-19, document 1, page 5	135,4	135,4	
Achats d'électricité		5 454,0	5 597,5	143,5
<b>Ventes nettes des achats d'électricité</b>		<b>5 670,6</b>	<b>5 729,9</b>	<b>59,3</b>

**Tableau R-14.2 :**  
**Prévision des écarts de revenus nets des achats d'électricité**  
**par catégories de consommateurs pour l'année 2014 (M\$)**

Catégorie de consommateurs	Années civiles (1 <sup>er</sup> janv au 31 déc)		(1)	(2)	(3)	(4) = (3) - (1)	Revenus nets des achats
	Revenu (M\$)						
	Année 2014 (D-2014-037)	Année de base		Écart			
	2014 publiée	2014 normalisée					
D et DM	4 752	4 986	4 771	20	24		
G et à forfait (T1, T2, T3)	979	1 005	981	2	2		
G-9	134	132	132	(2)	(1)		
M	2 279	2 281	2 272	(6)	(5)		
LG	457	482	478	21	13		
L	1 403	1 425	1 425	22	6		
H	1	1	1	(0)	(0)		
DT	177	202	200	23	23		
Éclairage public et sentinelle	61	60	60	(0)	(0)		
Contrats spéciaux	790	776	776	(14)			
	<b>11 032</b>	<b>11 350</b>	<b>11 097</b>	<b>65</b>	<b>61</b>		
DA marginal	-	0	0	0	-		
MA marginal	-	1	1	1	-		
LP	-	0	0	0	-		
LA marginal	-	10	10	10	-		
	-	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	-		
Réseaux autonomes - D et DM	17	17	17	1	1		
Réseaux autonomes - G et à forfait	10	9	9	(0)	(0)		
Réseaux autonomes - G-9	1	1	1	0	0		
Réseaux autonomes - M	5	6	6	0	0		
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	0	0	0	0	0		
	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>1</b>	<b>1</b>		
<b>Total Distributeur</b>	<b>11 065</b>	<b>11 395</b>	<b>11 142</b>	<b>78</b>	<b>62</b>		
<b>Conciliation</b>							
Renversement de la provision réglementaire de 2013	(75)	(75)	(75)				
Provision réglementaire de 2014	135	135	135				
Compte de nivellement de température		(127)					
Facturation de l'électricité aux entités affiliées					(3)		
<b>Ventes d'électricité réglementaires</b>	<b>11 125</b>	<b>11 327</b>	<b>11 202</b>	<b>78</b>	<b>59</b>		

(1) Ventes prévues de janvier à décembre.

(2) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

(3) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

(4) La différence entre les ventes publiées et les ventes normalisées, correspond à l'effet température de 252 M\$ favorable.

## CHARGES D'EXPLOITATION

15. Références : (i) Pièce B-0023, p. 6;  
(ii) Pièce B-0023, p. 7.

### Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2 les composantes des charges d'exploitation par types d'activités.

**Tableau 2 :  
Charge d'exploitation (M\$)**

Description	D-2014-037	Reclassements	D-2014-037 (incluant reclassements)	Année de base 2014	Année témoin 2015	Variation 2015 vs D-2014-037 (incluant reclassements)
		LAD et Prestations de travail				
Activités de base du Distributeur	985,3	260,2	1 245,5	1 222,7	1 240,7	-0,4%
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	304,7	-260,8	43,9	78,3	39,0	-11,2%
Éléments spécifiques	20,6		20,6	20,6	46,0	123,3%
Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures	8,6		8,6	8,6	27,4	218,6%
<b>Charges d'exploitation totales</b>	<b>1 319,2</b>	<b>-0,6</b>	<b>1 318,6</b>	<b>1 330,2</b>	<b>1 353,1</b>	<b>2,6%</b>

« Le Distributeur propose, à la section 1.2.2, d'ajouter les prestations de travail à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Ainsi, les données de la décision D-2014-037 ont été redressées en conséquence. »

(ii) « Respectant la préoccupation de la Régie de limiter la croissance des coûts sous son contrôle en deçà de l'inflation, l'enveloppe de charges d'exploitation pour les activités de base totalise 1 240,7 M\$ pour l'année 2015, soit un niveau inférieur au montant des charges reconnues par la décision D-2014-037. »

**Demandes :**

15.1 Veuillez compléter le tableau 2 en indiquant les montants de l'année historique 2013, avec le redressement relié aux prestations de travail.

**Réponse :**

1 Le tableau R-15.1 présente les composantes des charges d'exploitation par  
2 types d'activités pour les années 2013 à 2015 et considérant le reclassement  
3 des prestations de travail.

**Tableau R-15.1 :  
Charges d'exploitation avec reclassement des prestations de travail (M\$)**

Description	Année historique 2013	D-2014-037	Reclassements	D-2014-037 (incluant reclassements)	Année de base 2014	Année témoin 2015	Variation 2015 vs D-2014-037 (incluant reclassements)
			LAD et Prestations de travail				
Activités de base du Distributeur	1 178,4	985,3	260,2	1 245,5	1 222,7	1 240,7	-0,4%
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	27,6	304,7	-260,8	43,9	78,3	39,0	-11,2%
Éléments spécifiques	33,1	20,6		20,6	20,6	46,0	123,3%
Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures	5,9	8,6		8,6	8,6	27,4	218,6%
<b>Charges d'exploitation totales</b>	<b>1 245,0</b>	<b>1 319,2</b>	<b>-0,6</b>	<b>1 318,6</b>	<b>1 330,2</b>	<b>1 353,1</b>	<b>2,6%</b>

15.2 Veuillez refaire le tableau 2 de la réponse 15.1 sans le redressement relié aux prestations de travail pour les années 2013 à 2015.

Réponse :

1 Le tableau R-15.2 présente les composantes des charges d'exploitation par  
2 types d'activités pour les années 2013 à 2015 sans le reclassement des  
3 prestations de travail.

**Tableau R-15.2 :**  
**Charges d'exploitation sans reclassement des prestations de travail (M\$)**

Description	Année historique 2013	D-2014-037	Reclassement		Année de base 2014	Année témoin 2015	Variation 2015 vs D-2014-037 (incluant reclassement LAD)
			LAD	D-2014-037 (incluant reclassement LAD)			
Activités de base du Distributeur	954,2	985,3	-0,6	984,7	993,4	976,6	-0,8%
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	251,8	304,7		304,7	307,6	269,2	-11,7%
Éléments spécifiques	33,1	20,6		20,6	20,6	46,0	123,3%
Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures	5,9	8,6		8,6	8,6	27,4	218,6%
Charges d'exploitation totales	1 245,0	1 319,2	-0,6	1 318,6	1 330,2	1 319,2	0,0%

15.3 Veuillez confirmer que l'enveloppe des activités de base avec le redressement relié aux prestations de travail est en baisse de 0,4 % par rapport au montant autorisé en 2014 (tableau 2), comparativement à l'enveloppe des activités de base sans le redressement relié aux prestations de travail qui est en hausse de 2,6 %, soit un niveau supérieur à l'inflation.

Réponse :

4 Le Distributeur confirme que tenant compte du reclassement des prestations  
5 de travail, l'enveloppe des charges d'exploitation pour les activités de base de  
6 l'année 2015 est en baisse de 0,4 % par rapport au montant reconnu en 2014,  
7 comme présenté au tableau R-15.1.

8 Toutefois, le Distributeur infirme la conclusion que, sans le reclassement des  
9 prestations de travail, l'enveloppe des charges d'exploitation pour les activités  
10 de base de l'année 2015 serait en hausse de 2,6 %. En effet, dans son calcul  
11 pour 2015, la Régie prend en compte, un montant de 1 010,5 M\$,  
12 correspondant à l'enveloppe de base avec le reclassement de 1 240,7 M\$ à  
13 laquelle sont ajoutées les prestations de travail de -230,2 M\$, comme présenté  
14 au préambule de la question 16.

15 Cependant, comme calculé dans le tableau R-14.3 déposé en réponse à la  
16 question 14.3 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce  
17 HQD-15, document 1 (B-0070), l'enveloppe des charges d'exploitation pour les  
18 activités de base de l'année 2015 aurait été de 976,6 M\$ sans le reclassement  
19 des prestations de travail. Ainsi, comme présenté au tableau R-15.2, elle aurait  
20 été en baisse de 0,8 % par rapport au montant reconnu en 2014, soit une  
21 variation nettement en dessous de l'inflation.

**16. Référence :** Pièce B-0070, p. 43 à 49.

**Préambule :**

En réponse à des demandes de renseignements de la Régie, le Distributeur présente l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation 2015 liées aux activités de base considérant les points de départ suivants :

- Tableau A-1 : D-2014-037 avec le reclassement des prestations de travail;
- Tableau R-14.3 : D-2014-037 sans reclassement des prestations de travail;
- Tableau R-14.4-A : Année de base (AB) 2014 avec reclassement des prestations de travail;
- Tableau R-14.4-B : Année de base 2014 sans reclassement des prestations de travail;
- Tableau R-14.5-A : Année historique (AH) 2013 avec reclassement des prestations de travail;
- Tableau R-14.5-B : Année historique 2013 sans reclassement des prestations de travail.

À partir de ces résultats, la Régie présente le tableau récapitulatif suivant :

Enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base pour l'année témoin 2015 (M\$)	Preuve HQD	Établissement de l'enveloppe avec comme point de départ		
		D-2014-037	AB 2014	AH 2013
Avec reclassement des prestations de travail	1 240,7	1 240,7	1 230,1	1 183,3
Prestations de travail (1)	-230,2			
Sans reclassement des prestation de travail	1 010,5	976,6	998,0	953,9

Note 1: Pièce B-0023, p. 9, tableau 3.

**Demandes :**

16.1 Veuillez confirmer les résultats présentés au tableau récapitulatif.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur confirme les résultats présentés au tableau récapitulatif du**  
 2            **préambule de la question, à l'exception, comme expliqué en réponse à la**  
 3            **question 15.3, de l'enveloppe des charges d'exploitation de 1 010,5 M\$**  
 4            **calculée par la Régie. En effet, sans le reclassement des prestations de travail,**  
 5            **l'enveloppe des charges d'exploitation pour les activités de base de l'année**  
 6            **2015 aurait été de 976,6 M\$ en considérant la décision D-2014-037 comme**  
 7            **point de départ.**



16.2 Veuillez confirmer que l'impact entre l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base avec le reclassement des prestations de travail et celui sans le reclassement des prestations de travail, représente une hausse de 33,9 M\$ (1 010,5 M\$ - 976,6 M\$) sur les revenus requis de l'année témoin 2015. Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur confirme que l'impact entre l'établissement des charges**  
2 **d'exploitation avec le reclassement des prestations de travail et celui sans le**  
3 **reclassement des prestations de travail, représente une hausse de 33,9 M\$ sur**  
4 **les revenus requis de l'année 2015.**

5 **Cependant, le Distributeur tient à préciser que, pour déterminer l'impact global**  
6 **du reclassement des prestations de travail, le calcul de ce montant doit être**  
7 **établi en comparant le total des charges d'exploitation de 1 353,1 M\$ présenté**  
8 **au tableau R-15.1 et le total des charges d'exploitation de 1 319,2 M\$ présenté**  
9 **au tableau R-15.2. En effet, la hausse de 33,9 M\$ s'explique d'une part, par**  
10 **l'écart de 30,6 M\$ entre les prestations de travail de -260,8 M\$ reconnues en**  
11 **2014 et le montant de -230,2 M\$ établi pour l'année 2015 et, d'autre part, par**  
12 **l'impact du reclassement des prestations de travail sur les éléments de la**  
13 **formule paramétrique soit, la croissance des charges, l'efficacité en actions de**  
14 **gestion courante et la croissance des abonnements, cet impact totalisant**  
15 **3,3 M\$.**

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p, 9, tableau 3;
  - (ii) Pièce B-0023, p. 13;
  - (iii) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0088, p 28 et 29.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 3 les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, dont les montants reliés à la stratégie pour la clientèle à faible revenu.

Année historique 2012 :	10,9 M\$
Année historique 2013 :	17,7 M\$
D-2014-037 :	17,8 M\$
Année de base 2014 :	22,4 M\$
Année témoin 2015 :	25,8 M\$

(ii) « Un montant de 17,8 M\$ a été reconnu par la Régie pour 2014. La hausse du nombre de radiations liées aux ententes personnalisées amène le Distributeur à présenter un montant de 22,4 M\$ pour l'année de base 2014 et un montant de 25,8 M\$ pour l'année témoin 2015, hausse découlant en partie de la mise en oeuvre de ces pistes. »

(iii) En réponse à des demandes de renseignements dans le cadre du dossier R-3854-2013, phase 1, le Distributeur présente aux tableaux suivants :

- Tableau R-14.1, les composantes et l'évolution des coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu sur la période 2012-2014.
- Tableau R-14.2, l'évolution des ententes personnalisées et des radiations entre les années 2018 et 2014.

**Demandes :**

17.1 Veuillez mettre à jour le tableau R-14.1 avec les données 2013-2015.

**Réponse :**

1 **Le tableau R-17.1 présente l'évolution des rubriques de coûts de la stratégie**  
2 **pour la clientèle à faible revenu.**

**Tableau R-17.1 :**  
**Évolution des coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu (M\$)**

Rubrique de coûts	Année historique 2013	Autorisé 2014 D-2014-037	Année de base 2014	Année témoin 2015
Soutien financier	14,6	14,6	19,4	22,7
Coûts opérationnels	3,0	3,0	2,8	2,9
<i>Masse salariale</i>	1,6	1,6	1,5	1,5
<i>Charge de services partagés</i>	1,4	1,4	1,3	1,4
Services externes	0,1	0,2	0,2	0,2
<b>Total</b>	<b>17,7</b>	<b>17,8</b>	<b>22,4</b>	<b>25,8</b>

3 **La hausse de 8,1 M\$, soit de 55 % entre 2013 et 2015, est principalement**  
4 **attribuable à l'augmentation du soutien financier. (Voir à cet effet la réponse à**  
5 **la question 17.2 pour l'évolution du soutien financier).**

17.2 Veuillez compléter le tableau R-14.2 avec les données historiques sur la période 2008-2013, celles autorisées en 2014, de l'année de base 2014 et de l'année témoin 2015. Veuillez expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

6 **Le tableau R-17.2 présente l'évolution du soutien financier sur la période**  
7 **2008-2015.**

**Tableau R-17.2 :  
Évolution du soutien financier de 2008 à 2015**

Ententes de paiement - Ententes personnalisées et radiations	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année historique 2013	Autorisé 2014 D-2014-037	Année de base 2014	Année témoin 2015
Nombre d'ententes personnalisées an -2	1 460	1 109	1 944	3 491	4 420	9 956	14 785	14 785	19 232
Nombre d'ententes personnalisées an -1	1 109	1 944	3 491	4 420	9 956	14 785	18 300	19 232	39 000
Nombre de radiations (A)		1 142	2 670	1 432	5 213	7 824	8 234	10 182	12 181
Radiation moyenne (\$) (B)		978	1 372	1 870	1 682	1 865	1 771	1 904	1 864
Radiations totales (M\$) (A*B)	0,8	1,1	3,7	2,7	8,8	14,6	14,6	19,4	22,7

Note : Les données 2008 relatives au nombre de radiations ne sont pas disponibles.

1 **Les explications des variations jusqu'en 2012 ont été fournies en réponse à la**  
 2 **question 14.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1 (B-0088) du**  
 3 **dossier R-3854-2013.**

4 **Pour les années 2013 à 2015, la radiation moyenne est relativement stable. La**  
 5 **croissance du soutien financier résulte de l'augmentation du volume de**  
 6 **radiations pour les ententes respectées.**

7 **En 2014, l'augmentation du nombre d'ententes conclues provient d'une part,**  
 8 **de la hausse du nombre d'ententes résidentielles attribuable à l'augmentation**  
 9 **du solde moyen des comptes en recouvrement suite aux froids intenses de**  
 10 **l'hiver 2013-2014, et, d'autre part, de l'optimisation du processus des ententes**  
 11 **personnalisées pour en faciliter l'accès ainsi que de l'introduction d'une**  
 12 **entente passerelle. Cette dernière constitue une prolongation de l'entente**  
 13 **personnalisée volet B qui est offerte au client ayant réussi l'entente afin de lui**  
 14 **permettre de retourner graduellement au paiement par mode de versements**  
 15 **égaux.**

17.3 Veuillez expliquer le processus qui mène à des ententes personnalisées et les radiations qui en découlent.

Réponse :

16 **Les représentants en recouvrement sont formés pour identifier les clients à**  
 17 **faible revenu et le cas échéant, valider les revenus du ménage. Lorsque le**  
 18 **client se qualifie, une entente adaptée à sa capacité de paiement lui est**  
 19 **offerte. Si l'entente CFR, qui couvre la consommation et la dette, ne convient**  
 20 **pas au client, ce dernier est transféré à l'équipe qui traite les ententes**  
 21 **personnalisées. Les représentants de cette équipe demandent et valident les**  
 22 **preuves de revenus du ménage. Ils utilisent un outil informatisé qui analyse**  
 23 **l'historique de paiement du client pour déterminer les versements et le type**  
 24 **d'entente qui s'applique le mieux à lui, soit une entente avec soutien au**  
 25 **paiement de la dette ou une entente avec soutien au paiement de la**

1            **consommation. Une fois l'entente octroyée, le client doit fournir les preuves**  
2            **de revenus du ménage et effectuer les paiements requis sur deux périodes de**  
3            **douze mois. Ce n'est qu'en respectant ces conditions pendant deux ans que**  
4            **le client obtient la radiation de la dette accumulée.**

- 18. Références :**    (i)    Pièce B-0023, p, 9, tableau 3;  
                          (ii)    Pièce B-0023, p. 16;  
                          (iii)   Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0088, p. 31.

**Préambule :**

(i)    Le Distributeur présente au tableau 3 les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, dont les montants reliés à la dépense de mauvaises créances (DMC).

Année historique 2013 :	78,3 M\$
D-2014-037 :	75,2 M\$
Année de base 2014 :	79,6 M\$
Année témoin 2015 :	82,5 M\$

(ii)    « *En ce qui concerne les stratégies de recouvrement, le Distributeur poursuit ses réflexions dans le but d'être plus efficace et de maximiser le remboursement de la dette.* »

(iii)    En réponse à une demande de renseignements dans le cadre du dossier R-3854-2013, phase 1, le Distributeur présente aux tableaux R-15.1 A, B et C l'évolution par groupe d'âges des comptes à recevoir totaux, de la clientèle résidentielle et de la clientèle commerciale et affaires, sur la période 2007-2012.

**Demandes :**

18.1    Veuillez expliquer la hausse de la DMC de 7,3 M\$ (9,7 %) en 2015 par rapport au montant autorisé en 2014.

**Réponse :**

5            **Comme expliqué à la pièce HQD-8, document 1 (B-0023) aux pages 14 et 15, la**  
6            **méthode d'établissement de la DMC (incluant les radiations pour la clientèle à**  
7            **faible revenu) est basée sur un taux de mauvaises créances appliqué aux**  
8            **ventes.**

9            **Pour l'année témoin 2015, le Distributeur a prévu une augmentation de 0,2 %**  
10           **du taux de DMC sur les ventes pour la clientèle résidentielle. Cette hausse de**  
11           **taux est basée sur les résultats de l'année historique 2013, sur l'effet des**  
12           **températures froides et de la hausse tarifaire 2014 ainsi que sur l'impact des**  
13           **radiations pour la clientèle à faible revenu. Par la suite, ce taux est appliqué**  
14           **sur des ventes prévues plus élevées pour l'année témoin 2015, ce qui explique**

1 que la DMC soit en hausse par rapport au montant reconnu par la décision  
2 D-2014-037.

18.2 Veuillez compléter la ventilation des comptes à recevoir (0-30 jours, 31-120 jours, 121 jours et plus) sur la période 2007-2013 pour chacune des catégories suivantes et expliquer les écarts importants :

- Clientèle résidentielle;
- Clientèle commerciale et affaires;
- Total de la clientèle résidentielle, commerciale et affaires.

Réponse :

3 Les tableaux R-18.2-A, R-18.2-B et R-18.2-C présentent respectivement pour  
4 les années 2007 à 2013 l'évolution par groupes d'âge des comptes à recevoir  
5 pour l'ensemble de la clientèle, la clientèle résidentielle ainsi que la clientèle  
6 commerciale et affaires.

**Tableau R-18.2-A :**  
**Évolution par groupes d'âge des comptes à recevoir totaux (M\$)**

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année historique 2013
0-30 jours	364	425	510	424	405	400	513
31-120 jours	103	135	139	116	112	107	120
121 jours et +	146	270	372	386	415	426	439
<b>Total</b>	<b>613</b>	<b>830</b>	<b>1 021</b>	<b>926</b>	<b>932</b>	<b>933</b>	<b>1 072</b>

**Tableau R-18.2-B :**  
**Évolution par groupes d'âge des comptes à recevoir de la clientèle  
résidentielle (M\$)**

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année historique 2013
0-30 jours	251	274	358	283	291	260	366
31-120 jours	77	110	117	98	94	90	103
121 jours et +	128	249	343	355	387	406	419
<b>Total</b>	<b>456</b>	<b>633</b>	<b>818</b>	<b>736</b>	<b>772</b>	<b>755</b>	<b>888</b>

**Tableau R-18.2-C :  
Évolution par groupes d'âge des comptes à recevoir de la clientèle  
commerciale et affaires (M\$)**

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année historique 2013
0-30 jours	113	151	152	141	114	140	147
31-120 jours	26	25	22	18	18	17	17
121 jours et +	18	21	29	31	28	21	20
<b>Total</b>	<b>157</b>	<b>197</b>	<b>203</b>	<b>190</b>	<b>160</b>	<b>178</b>	<b>184</b>

1 Pour les explications des écarts importants concernant l'évolution des  
2 comptes à recevoir entre 2007 et 2011, voir la réponse à la question 34.5 de la  
3 demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-13,  
4 document 1 (B-0082) du dossier R-3814-2012. Il n'y a pas d'écarts importants  
5 pour les comptes à recevoir totaux entre 2011 et 2012.

6 L'écart du groupe d'âge 0-30 jours des comptes à recevoir résidentiels entre  
7 2013 et 2012 s'explique par :

- 8 • La hausse des montants à payer suite à la révision annuelle des clients  
9 inscrits au mode de versements égaux (MVE) en 2013 ;
- 10 • Le prolongement de 6 à 12 mois de la période d'étalement du solde  
11 débiteur calculé lors de la révision annuelle de la facturation MVE ;
- 12 • La hausse de la consommation d'octobre à décembre 2013 due, entre  
13 autres, aux températures froides.

14 L'écart entre 2013 et 2012 pour les autres groupes d'âge des comptes à  
15 recevoir résidentiels s'explique par la hausse des ventes, en raison des  
16 températures froides du début de l'hiver 2013 et de l'ajustement tarifaire de  
17 2013.

18 Les comptes à recevoir de la clientèle commerciale et affaires sont  
19 comparables en 2012 et 2013

18.3 Veuillez élaborer sur l'état d'avancement de vos réflexions sur les stratégies de  
recouvrement du Distributeur ayant pour but d'être plus efficace et de maximiser le  
remboursement de la dette.

Réponse :

20 Outre les stratégies de nature préventive annoncées, telles  
21 que l'intensification de la promotion du MVE, l'utilisation des nouvelles  
22 technologies afin de suivre la consommation et l'ajuster au besoin, l'accès à  
23 des ententes de paiement en libre-service, l'inscription à des alertes courriels

1 pour différents avis, le Distributeur poursuit ses réflexions sur les mesures  
2 visant à réduire la dépense de mauvaises créances.

3 Ainsi, il songe à ajuster ses processus pré-recouvrement en offrant le MVE à  
4 des clients qui n'ont pas encore de retard de paiement, mais qui anticipent  
5 avoir de la difficulté à payer leur facture courante. Il envisage également de  
6 mettre en place un processus post-recouvrement en offrant  
7 systématiquement le MVE aux clients ayant terminé leur entente de paiement  
8 avec succès. Ces deux mesures pourraient faciliter le paiement de la facture  
9 d'électricité en aplanissant les variations saisonnières.

10 De plus, des analyses statistiques sont en cours en vue de mieux comprendre  
11 les habitudes de paiement des clients en recouvrement et d'adapter en  
12 conséquence les services les plus efficaces.

- 19. Références :** (i) Pièce B-0023, p. 9, tableau 3;  
(ii) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0088, p. 34.

**Préambule :**

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie présente au tableau suivant l'évolution de charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2015 et note une surestimation des prévisions de ces charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2014.

(en M\$)	Montant autorisé	Année de base	Année historique	Écart	%
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	-44,0%
2012	44,1 (note1)		30,6	-13,5	-30,6%
2013	35,0	34,5	29,4	-5,6	-16,0%
2014	34,5	29,3		-5,2	-15,1%
2015	35,0				

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 2012 du Distributeur passe de 51,9 M\$ à 44,1 M\$.

**Demandes :**

19.1 Veuillez expliquer la hausse de l'ordre de 6 M\$ (20 %) en 2015 par rapport au montant de l'année historique 2013 et celui de l'année de base 2014.

Réponse :

1 Les dépenses aux charges d'exploitation de 2015 sont toutes justifiées par les  
2 activités que le Distributeur prévoit déployer. La mise en place de nouvelles  
3 interventions en gestion de la demande en puissance et le développement de  
4 nouveaux outils permettant au Distributeur de déployer sa stratégie de  
5 sensibilisation et d'accompagnement de ses clients expliquent des besoins  
6 de 6 M\$ de plus que les montants anticipés de 2014, comme présenté au  
7 tableau A-1, de la pièce HQD-10, document 1 (B-0038).

8 Les écarts constatés en 2013 et en 2014 s'expliquent essentiellement par :

- 9 • des changements de stratégies de commercialisation, (par exemple, la  
10 réduction des campagnes de sollicitation postales pour le programme  
11 *Comparez-vous*, puisque le Distributeur a privilégié les envois  
12 courriels et ciblé les envois postaux aux seuls clients n'ayant pas  
13 d'accès Internet ou encore l'optimisation des coûts de  
14 commercialisation pour le marché Commercial, Institutionnel et  
15 Industriel suite au rapatriement des activités à l'interne),
- 16 • le report ou l'abandon de certaines initiatives (comme le programme  
17 *Pompes à chaleur* pour des raisons de définition technique, ou encore  
18 le projet *Pôle électronique* pour lequel le lancement d'appel d'offres  
19 n'a pas eu lieu à cause de l'absence d'intérêt du marché).

19.2 Veuillez expliquer les écarts négatifs et répétitifs entre les montants autorisés et les montants réalisés ou prévus sur la période 2006-2014.

Réponse :

20 Voir la réponse à la question 19.1.

**PROJET DE LECTURE À DISTANCE (LAD)**

20. Pièce B-0023, p. 17.

**Préambule :**

« Le montant de 38,9 M\$ présenté à titre d'élément spécifique pour les phases 2 et 3 du projet [LAD] est composé des éléments suivants :

- 31,7 M\$ relatifs aux charges de l'année 2015, dont 2,7 M\$ pour les coûts de relève dans le cadre de l'option de retrait;
- 7,2 M\$ relatifs à la disposition des coûts du compte d'écarts des phases 2 et 3 du projet, comme présenté à la pièce HQD-9, document 7. » [nous soulignons]



**Demande :**

20.1 Veuillez expliquer comment est établi le montant de 2,7 M\$ pour les coûts de relève dans le cadre de l'option de retrait.

**Réponse :**

1 Les frais mensuels de relève incluent le coût de relève d'un compteur non  
2 communicant et le coût relié aux technologies de l'information. Le coût de  
3 relève est évalué sur la base du temps de transport requis et du taux horaire à  
4 coût complet.

5 Dans le présent dossier, les coûts de relève de 2,7 M\$ ont été établis sur la  
6 base de trois relèves par année nécessitant un nombre minimum de  
7 30 ressources (relevés et personnel de gestion et de soutien) pour couvrir  
8 l'ensemble des bureaux d'affaires, et ce, en tenant compte des distances à  
9 parcourir et du temps improductif. Ce nombre minimum de ressources est  
10 basé sur l'hypothèse d'un taux d'adhésion maintenu à 1 %, taux retenu par le  
11 Distributeur dans son analyse du projet.

21. **Références :** (i) Pièce B-0070, p. 9;  
(ii) Dossier R-3863-2013, pièce B-0023, p. 9.

**Préambule :**

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-3.3-B les gains associés au projet LAD sur la période 2010-2016.

**Tableau R-3.3-B :  
Gains associés au projet LAD - 2010-2016 (M\$)**

	Année historique 2012	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015	Année 2016
Charges d'exploitation	-	(5,1)	(10,1)	(15,0)	(26,5)
<i>Masse salariale</i>	-	(4,7)	(6,9)	(12,4)	(19,9)
<i>Autres charges</i>	-	(0,4)	(3,2)	(2,6)	(6,6)
Revenus de mise en conformité	-	(0,8)	(1,2)	(0,6)	(1,8)
<b>Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	-	(5,8)	(11,3)	(15,6)	(28,3)
<i>Compte d'écarts - Projets majeurs</i>			5,7	(5,7)	-
<b>Total après Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	-	(5,8)	(5,6)	(21,3)	(28,3)

Les gains cumulatifs s'élèvent à 32,7 M\$ en 2015 et à 61,0 M\$ en 2016.

(ii) Dans le dossier R-3863-2013, le Distributeur présente au tableau R-2.1 la version révisée des gains associés au projet LAD.

**TABLEAU R-2.1**  
**GAINS ASSOCIÉS AU PROJET LAD (VERSION RÉVISÉE)**

k\$ (courants)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Masse salariale	-	(4 669)	(15 252)	(35 274)	(43 319)	(47 876)	(62 493)
Autres gains	-	(1 177)	(4 679)	(8 648)	(12 911)	(14 593)	(18 807)
<b>Total</b>	-	<b>(5 846)</b>	<b>(19 931)</b>	<b>(43 922)</b>	<b>(56 230)</b>	<b>(62 470)</b>	<b>(81 300)</b>

Note : Les totaux du tableau sont calculés à partir de données non arrondies.

Il indique également que :

« Le Distributeur prévoit toujours l'abolition de 726 postes pour l'ensemble du déploiement. De ce nombre, 155 postes ont été abolis en 2013 dans le processus Relever et dans l'activité d'interruption et de remise en service. (HQD-1, document 3 (B-0013)). » [nous soulignons]

**Demandes :**

21.1 Veuillez compléter le tableau R-3.3-B en fournissant les montants autorisés en 2014 (D-2014-037).

**Réponse :**

1 **Le tableau R-21.1 intègre les montants reconnus en 2014 en vertu de la**  
2 **D-2014-037.**

**Tableau R-21.1 :**  
**Gains associés au projet LAD 2012-2016 (M\$)**

	Année historique 2012	Année historique 2013	D-2014-037	Année de base 2014	Année témoin 2015	Année 2016
<b>Charges d'exploitation</b>	-	(5,1)	(6,5)	(10,1)	(15,0)	(26,5)
Masse salariale	-	(4,7)	(4,4)	(6,9)	(12,4)	(19,9)
Autres charges	-	(0,4)	(2,1)	(3,2)	(2,6)	(6,6)
<b>Revenus de mise en conformité</b>	-	(0,8)	(0,5)	(1,2)	(0,6)	(1,8)
<b>Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	-	(5,8)	(6,9)	(11,3)	(15,6)	(28,3)
Compte d'écarts - Projets majeurs				5,7	(5,7)	-
<b>Total après Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	-	(5,8)	(6,9)	(5,6)	(21,3)	(28,3)
<b>ETC avant compte d'écarts - Projets majeurs</b>		(61)	(66)	(118)	(201)	(232)

21.2 Veuillez indiquer le nombre d'ETC attribuable aux gains associés au projet LAD, selon le même niveau de détail que le tableau R-3.3-B, incluant les nombres autorisés en 2014 (D-2014-037).

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 21.1.**

21.3 Considérant que le projet LAD se terminera environ deux ans plus tôt que prévu, veuillez indiquer si le Distributeur prévoit encore des gains annuels et cumulatifs récurrents de 81,3 M\$. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

2 **Le Distributeur prévoit toujours des gains annuels et cumulatifs récurrents de**  
3 **81,3 M\$ à compter de 2018. L'accélération du déploiement ne modifie pas le**  
4 **nombre de postes abolis initialement prévu de 726 et qui génèreront à terme**  
5 **les gains prévus à la demande d'autorisation du projet.**

21.4 Veuillez expliquer l'écart entre le 61,0 M\$ et le 81,3 M\$ et préciser le moment où les gains se réaliseront.

**Réponse :**

6 **Malgré la fin du projet en décembre 2016, il est prévu que certains gains se**  
7 **réalisent en 2017 et 2018. En effet, les derniers postes abolis en 2016 auront**  
8 **un impact en termes de gains d'ETC en 2017. De plus, l'impact de la baisse de**  
9 **certaines dépenses en lien avec les postes abolis en 2016 et 2017 devrait**  
10 **survenir en 2018.**

21.5 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit toujours l'abolition de 726 postes pour l'ensemble du déploiement. Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

11 **Le Distributeur le confirme.**

**MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS**

- 22. Références :** (i) Pièce B-0024, p. 5, tableau 1;  
(ii) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0088, p. 41, tableau R-19.1.

**Préambule :**

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie présente au tableau suivant l'évolution des salaires de base sur la période 2007-2015 et note une surestimation des prévisions de ces charges sur la période 2007-2014.

(en M\$)	Montant autorisé et ajusté	Année de base	Année historique	Écart Année historique Montant autorisé	%
2007	501,9	499,7	489,4	-12,5	-2,5 %
2008	510,1	512,1	505,2	-4,9	-1,0 %
2009	498,0	495,4	485,9	-12,1	-2,4 %
2010	499,7	480,8	479,3	-20,4	-4,1 %
2011	489,6	490,7	466,7	-22,9	-4,7 %
2012	490,6	478,9	447,8	-42,8	-8,7 %
2013	478,1	439,4	422,2	-55,9	-11,7 %
2014	432,8	422,6		-10,2	- 2,3 %
2015	448,6				

**Demandes :**

- 22.1 Veuillez expliquer l'écart favorable de 55,9 M\$ (-11,7 %) entre le montant de l'année historique 2013 et celui autorisé et ajusté en 2013. Veuillez quantifier les composantes et faire le lien avec les ETC.

**Réponse :**

1 **L'écart favorable de 55,9 M\$ est attribuable à la baisse de 730 ETC. Cette**  
 2 **baisse découle des efforts importants d'efficacité déployés par le Distributeur**  
 3 **et des opportunités que lui ont offert les départs à la retraite et qui se sont**  
 4 **traduites par l'intégration, au dossier R-3854-2013, de gains d'efficacité**  
 5 **additionnels récurrents de l'ordre de 80 M\$ en 2013.**

- 22.2 Veuillez expliquer la hausse de 26,4 M\$ (6,3 %) en 2015 par rapport à l'année historique 2013. Veuillez quantifier les composantes et faire le lien avec les ETC.

**Réponse :**

6 **L'écart de 26,4 M\$ entre le salaire de base de 2015 et celui de l'année**  
 7 **historique de 2013 est principalement attribuable aux éléments suivants :**

- 1                   • 14,4 M\$ découlant de l'intégration partielle du régime  
2                   d'intéressement corporatif ;  
3                   • 2,1 M\$ d'ajustement économique ;  
4                   • 9,6 M\$ de progression dans les échelles salariales ;  
5                   • 2,7 M\$ de baisse découlant de la réduction prévue de 42 ETC ;  
6                   • 3,0 M\$ d'écart résiduel.

7                   Le Distributeur rappelle qu'il ne peut quantifier chacune des composantes des  
8                   écarts résiduels, puisque les variations de la masse salariale peuvent être  
9                   dues à plusieurs facteurs, tels le renouvellement de la main-d'œuvre, les  
10                  promotions, les mouvements de personnel, les changements aux conditions  
11                  de travail et les réévaluations d'emploi, et ce, dans le respect des conventions  
12                  collectives.

- 23. Références :** (i) Pièce B-0024, p. 5 et 6;  
(ii) Pièce B-0024, p. 6;  
(iii) Pièce B-0024, p. 8.

#### **Préambule :**

(i) Le Distributeur explique la baisse des salaires de base de 10,2 M\$ (-2,4 %) entre le montant de l'année de base 2014 et le montant autorisé en 2014 (D-2014-037) :

*« Salaire de base : La baisse des salaires de base de 10,2 M\$ est attribuable à la baisse de 148 ETC, laquelle est composée des éléments suivants :*

- *une baisse de près de 240 ETC découlant de l'amélioration de la performance opérationnelle, laquelle est, entre autres, attribuable aux départs à la retraite plus importants que prévus, notamment pour la main-d'oeuvre opérationnelle dont le renouvellement s'intensifie en 2015 afin de maintenir la capacité de réalisation du Distributeur;*
- *une hausse de l'ordre de 90 ETC due à l'accélération du projet Lecture à distance (LAD) nette des gains qui en découlent, ainsi qu'à l'impact de ce projet sur l'ensemble des activités de mesurage. [nous soulignons]*

(ii) Le Distributeur explique la hausse des salaires de base de 26,0 M\$ (6,1 %) entre le montant de l'année témoin 2015 et le montant de l'année de base 2014:

- *« Augmentations salariales totalisant 15,5 M\$ (3,3 %), principalement attribuable à l'intégration du régime d'intéressement corporatif dans les échelles salariales des employés syndiqués (voir section 4 et annexe B);*
- *Progression salariale de l'ensemble des employés pour un montant de 4,7 M\$ (1,1 %);*
- *Augmentation de 86 ETC correspondant à une hausse de 5,8 M\$ des salaires de base, laquelle est composée des éléments suivants :*

- hausse de 110 ETC liée à la main-d'oeuvre opérationnelle dont le renouvellement s'intensifie en 2015 afin d'assurer la capacité de réalisation du Distributeur;
- baisse de 25 ETC découlant du projet LAD et attribuable aux gains d'efficience nets de l'impact de l'accélération du projet en 2015. » [nous soulignons]

(iii) Le Distributeur présente au tableau 3 les principales variations des ETC :

**Tableau 3 :  
Variation des ETC**

VARIATION	Année de base 2014 vs D-2014-037		Année témoin 2015 vs Année de base 2014	
	ETC	M\$	ETC	M\$
<b>Éléments spécifiques</b>	+ 203	+ 13,7	+ 145	+ 11,8
Automatisation du réseau	- 13	- 1,3	-	-
Lecture à distance - Phase 1	+ 68	+ 3,8	- 134	- 9,3
Lecture à distance - Phases 2 et 3	+ 148	+ 11,2	+ 279	+ 21,1
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	- 1	- 0,1	- 2	- 0,2
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	-	-	-	-
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	-	-	- 2	- 0,2
Inspection et retraitement des poteaux de bois	- 1	- 0,1	-	-
<b>Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »</b>	+ 202	+ 13,6	+ 143	+ 11,6
<b>Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance</b>	- 350	- 28,0	- 57	- 0,9
Gestion de la main-d'oeuvre opérationnelle	- 23	- 1,7	+ 110	+ 8,3
Amélioration de la performance opérationnelle	- 327	- 26,3	- 167	- 9,2
<b>TOTAL</b>	- 148	- 14,4	+ 86	+ 10,7

De plus, il indique que :

*« Le nombre d'ETC a diminué de 1 070 ETC sur la période 2011-2014, représentant une baisse considérable. Cette diminution résulte à la fois des efforts d'efficience du Distributeur et des opportunités que lui ont offert les départs 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 doit procéder au renouvellement de sa main-d'oeuvre opérationnelle. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

23.1 Veuillez expliquer et quantifier l'écart relié à l'amélioration de la performance opérationnelle, entre 240 ETC de la référence (i) et 327 ETC de la référence (iii).

Réponse :

1 Les écarts constatés par la Régie sont des écarts de présentation. Le  
 2 Distributeur a voulu, à la référence (i), isoler, d'une part, l'impact total du  
 3 projet Lecture à distance, autant la portion en élément spécifique que celle  
 4 découlant des activités de base et qui totalise 90 ETC, et, d'autre part, la  
 5 baisse résiduelle de 240 ETC principalement attribuable à l'amélioration de la  
 6 performance opérationnelle. Le tableau R-23.1 présente la conciliation de ces  
 7 écarts de présentation.

8 **Tableau R-23.1 :**  
 9 **Conciliation de la variation des ETC**

VARIATION	Référence (i)		Référence (iii)
	Projet Lecture à distance	Amélioration de la performance opérationnelle	
<b>Éléments spécifiques</b>	<b>+</b> 216	<b>-</b> 13	<b>+</b> 203
Automatisation du réseau		- 13	- 13
Lecture à distance - Phase 1	+ 68		+ 68
Lecture à distance - Phase 2 et 3	+ 148		+ 148
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>-</b>	<b>-</b> 1	<b>-</b> 1
Inspection et retraitement des poteaux de bois		- 1	- 1
<b>Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »</b>	<b>+</b> 216	<b>-</b> 14	<b>+</b> 202
<b>Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance</b>	<b>-</b> 123	<b>-</b> 227	<b>-</b> 350
<i>Gestion de la main d'oeuvre opérationnelle</i>	-	- 23	- 23
<i>Amélioration de la performance opérationnelle</i>	- 123	- 204	- 327
<i>Impact du projet Lecture à distance sur les activités de base</i>	- 123		- 123
<i>Autre</i>		- 204	- 204
<b>TOTAL avant arrondis</b>	<b>+</b> 93	<b>-</b> 241	<b>-</b> 148
<b>Arrondis</b>	<b>-</b> 3	<b>+</b> 1	
<b>TOTAL</b>	<b>+</b> 90	<b>-</b> 240	

10 23.2 Veuillez expliquer et quantifier l'écart relié au projet LAD, entre 90 ETC de la référence (i) et 216 ETC (68 ETC et 148 ETC) de la référence (iii).

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 23.1.**

23.3 Veuillez justifier la hausse de 110 ETC en 2015 (référence (ii)) dans un contexte d'amélioration de la performance opérationnelle.

**Réponse :**

1            **Au cours des dernières années, le Distributeur a su saisir les opportunités**  
2            **offertes par les nombreux départs à la retraite en diminuant, de façon**  
3            **récurrente, le nombre d'employés liés aux fonctions de support.**

4            **Cependant, les départs à la retraite ont également touché les emplois liés aux**  
5            **activités opérationnelles. La hausse de 110 ETC en 2015 pour le**  
6            **renouvellement de la main-d'œuvre opérationnelle est rendue nécessaire afin**  
7            **de faire face à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements,**  
8            **d'assurer la pérennité du réseau de distribution et de maintenir la qualité de**  
9            **service. L'expertise, notamment celle propre aux métiers-lignes, devant être**  
10           **maintenue afin d'assurer cette qualité de service, le Distributeur a mis en**  
11           **place des actions structurantes permettant d'accélérer le comblement des**  
12           **postes vacants et le développement des nouveaux employés, dont l'approche**  
13           **de formation est axée sur l'action dans le cadre d'« équipes-relèves ».**

14           **Le renouvellement de la main-d'œuvre opérationnelle n'empêche toutefois pas**  
15           **le Distributeur de poursuivre la simplification et l'optimisation de ses**  
16           **processus, en vue de réduire les temps de cycle et d'utiliser les ressources**  
17           **humaines et matérielles de façon optimale, et ce, en mettant à profit certaines**  
18           **technologies disponibles sur le marché, tel que mentionné à la pièce HQD-2,**  
19           **document 1 (B-0009) du présent dossier.**

23.4    Veuillez justifier le renouvellement de la main-d'oeuvre opérationnelle de 110 ETC en 2015 (référence (i)) à la suite d'une baisse de 240 ETC (référence (ii)) découlant de l'amélioration de la performance opérationnelle de l'année de base 2014 (soit un trop perçu en 2014).

**Réponse :**

20            **Voir la réponse à la question 23.3.**

**24. Référence :**    Pièce B-0024, p. 6.

**Préambule :**

Année de base 2014 vs D-2014-037 :

*« Primes et revenus divers : Le régime d'intéressement corporatif a été aboli à compter de 2014 et a été intégré partiellement au salaire de base en 2015 conformément aux conventions collectives conclues à la fin de l'année 2013. »*

Année témoin 2015 vs Année de base 2014 :



Salaires de base : « *Augmentations salariales totalisant 15,5 M\$ (3,3 %), principalement attribuable à l'intégration du régime d'intéressement corporatif dans les échelles salariales des employés syndiqués (voir section 4 et annexe B);* »

**Demandes :**

24.1 Veuillez indiquer le montant du régime d'intéressement corporatif qui a été intégré dans les salaires de base de l'année témoin 2015. Veuillez faire le lien avec le montant autorisé en 2014 de 14,0 M\$.

**Réponse :**

1            **Le montant relatif au régime d'intéressement corporatif et intégré aux salaires**  
2            **de base de l'année témoin 2015 s'élève à 14,4 M\$, ce qui représente 3,3 % des**  
3            **salaires de base 2015. Ceci est comparable au montant de 14,0 M\$ autorisé en**  
4            **2014, lequel représente, 3,2 % des salaires de base de 2014.**

24.2 Veuillez expliquer pourquoi le régime d'intéressement qui a été aboli à compter de 2014 n'a été intégré que partiellement au salaire de base en 2015.

**Réponse :**

5            **Comme décrit à l'annexe B de la pièce HQD-8, document 2 (B-0024), le**  
6            **pourcentage maximal qu'un employé visé par le régime d'intéressement**  
7            **corporatif pouvait obtenir en vertu des précédentes conventions collectives**  
8            **était de 4,5 %, soit :**

- 9            • **le versement automatique d'un montant de 1,5 % ;**
- 10           • **le versement d'un montant pouvant atteindre jusqu'à 3 % du salaire de**  
11           **base, lequel dépendait du degré d'atteinte des résultats du président-**  
12           **directeur général.**

13           **En vertu des nouvelles conventions collectives, ce sont 4,2 %, et non 4,5 %,**  
14           **qui ont été intégrés au salaire de base de 2015.**

**AUTRES CHARGES DIRECTES**

25. **Référence :** Pièce B-0025, p. 3, tableau 1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 1 les autres charges directes, dont les montants reliés aux « Services professionnels et autres » :

Année historique 2013 :	82,4 M\$
D-2014-037 ajustée :	87,5 M\$
Année de base 2014 :	90,7 M\$
Année témoin 2015 :	98,8 M\$

Il explique que :

*« D'autre part, le Distributeur anticipe des coûts supplémentaires en « Services professionnels et autres » relativement à la maintenance de son réseau de distribution et aux technologies de l'information. »*

**Demandes :**

25.1 Veuillez expliquer la hausse des « Services professionnels et autres » de 11,3 M\$ (12,9 %) en 2015 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2014 et de 16,4 M\$ (19,9 %) par rapport à l'année historique 2013.

**Réponse :**

1           **En excluant la baisse des coûts relatifs aux éléments spécifiques et aux**  
2           **activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, la hausse des coûts**  
3           **de la rubrique « Services professionnels et autres » en 2015 par rapport au**  
4           **montant reconnu et ajusté en 2014 est de 16,3 M\$. De ce montant, 5 M\$ sont**  
5           **relatifs à la réduction des charges d'exploitation découlant de la décision**  
6           **D-2014-037, réduction que le Distributeur ne prévoit pas être en mesure de**  
7           **réaliser. Le montant résiduel de 11,3 M\$ en croissance des coûts s'explique**  
8           **par les éléments suivants :**

- 9           • **5 M\$ en coûts de maintenance du réseau, principalement pour des**  
10           **travaux de plantage de poteaux, de gardiennage et de sécurisation**  
11           **ainsi que des travaux réalisés par des monteurs externes. Cette**  
12           **hausse est conséquente avec l'augmentation annoncée des heures de**  
13           **prestations des métiers-lignes aux charges (voir la pièce HQD-8,**  
14           **document 5 (B-0028), tableau 5) ;**
- 15           • **2 M\$ pour le coût des lignes téléphoniques des compteurs ;**
- 16           • **2 M\$ en coûts relatifs aux technologies de l'information pour le projet**  
17           **« Gestion de la consommation » ;**
- 18           • **1 M\$ en frais relatifs aux réseaux autonomes ;**
- 19           • **1 M\$ en inflation.**

20           **En excluant la hausse des coûts relatifs aux éléments spécifiques et aux**  
21           **activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, la croissance des**  
22           **coûts de la rubrique « Services professionnels et autres » en 2015 par rapport**

1 à l'année historique 2013 est de 6,5 M\$ et s'explique par les éléments  
2 suivants :

- 3 • 4 M\$ en coûts environnementaux prévus à la rubrique « Services  
4 professionnels et autres » pour 2015, alors qu'ils ont été réalisés par le  
5 Centre de services partagés en 2013 (voir la pièce HQD-5, document 1,  
6 page 5). Ces coûts sont relatifs à la gestion des cours d'entreposage  
7 de poteaux et au plan de gestion des terrains contaminés ;
- 8 • 2 M\$ pour le coût des lignes téléphoniques des compteurs ;
- 9 • 2 M\$ en coûts relatifs aux technologies de l'information ;
- 10 • 2 M\$ en frais relatifs aux réseaux autonomes ;
- 11 • 1 M\$ en inflation.

12 La hausse de ces éléments est diminuée du montant de 5 M\$ relatif aux  
13 pannes majeures en 2013, non considéré en 2015.

25.2 Veuillez justifier et quantifier les composantes des coûts supplémentaires relativement à la maintenance de son réseau de distribution et aux technologies de l'information.

Réponse :

14 Voir la réponse à la question 25.1.

### RÉCUPÉRATION DE COÛTS

26. Référence : Pièce B-0025, p. 4.

Préambule :

Tableau 2 :  
Récupération de coûts (M\$)

Description	Réel 2013	D-2014-037	Année de base 2014	Année témoin 2015	Variation 2015 vs D-2014-037
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-25,0	-25,1	-24,8	-25,8	-0,7
Réclamations aux tiers et autres	-30,2	-21,0	-24,9	-20,7	0,3
Missions effectuées à l'extérieur du Québec	-4,8		-4,5		0,0
Autres	-25,4	-21,0	-20,4	-20,7	0,3
<b>Total</b>	<b>-55,2</b>	<b>-46,1</b>	<b>-49,7</b>	<b>-46,5</b>	<b>-0,4</b>

**Demande :**

26.1 Veuillez fournir la récupération de coûts reliée aux missions effectuées à l'extérieur du Québec, pour les années 2009 à 2013.

**Réponse :**

1 Les revenus de récupération de coûts liés aux missions effectuées à  
2 l'extérieur du Québec ont été de 2,0 M\$ pour 2009, 1,9 M\$ pour 2010, 8,0 M\$  
3 pour 2011, 16,5 M\$ pour 2012 et 4,8 M\$ pour 2013.

4 Le Distributeur tient à préciser que le montant de 4,5 M\$ pour l'année de base  
5 2014 correspond aux données réelles constatées pour les quatre premiers  
6 mois de l'année. De plus, le Distributeur rappelle que les revenus non  
7 récurrents lorsque constatés en mode réel sont compensés par des coûts  
8 équivalents avec pour conséquence, un impact global nul sur les revenus  
9 requis.

**CHARGES DES SERVICES PARTAGÉS**

- 27. Références :** (i) Pièce B-0026, p. 6, tableau 2;  
(ii) Pièce B-0026, p. 6.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 2 les charges des services partagés, dont les montants reliés au « Groupe Technologie » :

Année historique 2013 :	227,1 M\$
D-2014-037 :	237,6 M\$
Année de base 2014 :	236,1 M\$
Année témoin 2015 :	250,9 M\$

(ii) « *La réduction nette de 12,8 M\$ des charges totales de services partagés résulte donc d'une réévaluation des besoins du Distributeur, plus particulièrement au niveau des technologies de l'information pour lesquels le Distributeur opte pour des solutions déjà offertes et éprouvées sur le marché.* »

**Demandes :**

27.1 Veuillez expliquer la hausse des coûts reliés au « Groupe Technologie » de 13,3 M\$ (5,6 %) en 2015 par rapport au montant autorisé en 2014 et de 23,8 M\$ (10,5 %) par rapport à l'année historique 2013. Veuillez quantifier les gains d'efficacité.

**Réponse :**

1 L'écart de 13,3 M\$ de 2015 par rapport au montant reconnu de 2014 s'explique  
2 d'une part, par la croissance de 9,4 M\$ des projets en technologies de  
3 l'information et des télécommunications, principalement attribuable au projet  
4 Lecture à distance, et, d'autre part, par une variation de 3,4 M\$ du rendement  
5 des fournisseurs.

6 L'amélioration de la performance opérationnelle, laquelle découle notamment  
7 de l'utilisation de solutions déjà offertes sur le marché, a permis de diminuer  
8 les coûts de plus de 10 M\$, permettant ainsi de compenser la pression à la  
9 hausse exercée par l'inflation et par les projets en croissance du groupe  
10 Technologie, soit le projet Évolution du poste de travail, le programme de  
11 sécurité TIC et le projet Accès sans fil.

12 Le Distributeur tient à rappeler qu'en 2013, 9,7 M\$ de coûts non encourus sont  
13 attribuables à des projets de développement en technologie de l'information  
14 et en innovation qui n'ont pas été effectués ou qui, initialement prévus aux  
15 charges, ont été capitalisés. En effet, pour éviter des coûts de développement  
16 non nécessaires, un repositionnement des projets en technologies de  
17 l'information visant l'utilisation de solutions disponibles sur le marché a été  
18 effectué.

19 N'eût été de ces 9,7 M\$ de coûts non encourus en 2013, l'écart de 2015 par  
20 rapport à l'année historique 2013 est de 14,1 M\$ et s'explique par  
21 l'augmentation de 6,3 M\$ des activités de base avec facteurs d'indexation  
22 particuliers et des éléments spécifiques, principalement attribuable au projet  
23 Lecture à distance et par une variation de 4,6 M\$ du rendement des  
24 fournisseurs.

25 L'amélioration de la performance opérationnelle a permis de diminuer les  
26 coûts de plus de 8 M\$ et de compenser presque entièrement la pression à la  
27 hausse exercée par l'inflation et par les projets en croissance du groupe  
28 Technologie.

27.2 Veuillez concilier l'affirmation du Distributeur à l'effet que « *La réduction nette de 12,8 M\$ des charges totales de services partagés résulte donc d'une réévaluation des besoins du Distributeur, plus particulièrement au niveau des technologies de l'information pour lesquels le Distributeur opte pour des solutions déjà offertes et éprouvées sur le marché.* » (référence (ii)) et la hausse des coûts liés au « Groupe Technologie ».

**Réponse :**

29 **Voir la réponse 27.1.**

## EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

28. **Références :** (i) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0030, p. 16;  
(ii) Pièce B-0027, p. 11.

### Préambule :

(i) « *Tel que mentionné au dossier tarifaire R-3776-2011, l'exercice de balisage du groupe Technologie a été en partie reporté. Les changements organisationnels des dernières années ainsi que l'implantation en janvier 2013 du modèle d'affaires intégré des directions principales Technologie de l'information et des Télécommunications, mentionnés à la pièce HQD-7, document 4, amènent à finaliser la mise en place de l'organisation. L'atteinte d'une certaine stabilité dans l'exercice des activités est nécessaire avant de définir l'objet et la portée du prochain balisage* ».

(ii) « *La mise en place du modèle d'affaires intégré des directions principales Technologie de l'information et des Télécommunications, décrite à la pièce HQD-8, document 4, est complétée. Les efforts se poursuivent maintenant afin de refléter ces changements organisationnels au niveau des processus et des opérations.*

[...]

*En lieu et place d'un exercice de balisage, le groupe Technologie poursuit donc sa vigie des meilleures pratiques du marché* ».

### Demande :

28.1 Veuillez préciser si la Régie doit comprendre que la vigie des meilleures pratiques du marché se substitue désormais à l'exercice de balisage du groupe Technologie. Le cas échéant, veuillez justifier. Dans la négative, veuillez indiquer à quel moment le Distributeur entend déposer à la Régie un balisage des activités du groupe Technologie.

### Réponse :

1            **Le Distributeur confirme que la compréhension de la Régie est bonne, à**  
2            **savoir que le groupe Technologie propose que la vigie des meilleures**  
3            **pratiques du marché se substitue désormais à l'exercice de balisage. La vigie**  
4            **permet en effet d'identifier les changements à venir sur le marché et d'orienter**  
5            **les décisions d'investissement, notamment en optant pour des solutions déjà**  
6            **offertes et éprouvées sur le marché.**

**COÛTS CAPITALISÉS**

29. Référence : Pièce B-0028, p. 5.

**Préambule :**

« Pour les effectifs liés à la réalisation des travaux sur le réseau de distribution, soit les métiers-lignes, le Distributeur évalue la force de travail disponible en termes d'effectifs et en termes d'heures de présence au travail. Cette force de travail est ensuite allouée aux différents travaux à réaliser en fonction des besoins et des travaux prioritaires du réseau.

[...]

Le tableau 5 présente l'évolution de la capacité de réalisation des métiers-lignes pour les années 2012 à 2015, lesquels représentent plus de la moitié des heures de prestations totales du Distributeur. »

**Tableau 5 :  
Capacité de réalisation - Métiers-lignes**

Capacité de réalisation des métiers-lignes	2012		2013		2014		Année témoin 2015
	D-2012-024	Réel	D-2013-037	Réel	D-2014-037	Année de base	
<b>Capacité totale</b>	<b>2 339 486</b>	<b>2 254 263</b>	<b>2 247 235</b>	<b>2 178 798</b>	<b>2 025 726</b>	<b>1 930 110</b>	<b>2 012 191</b>
Heures aux investissements	1 454 712	1 288 051	1 438 629	1 119 352	1 264 453	1 091 722	1 133 308
Heures aux charges	884 774	966 212	808 606	1 059 446	761 273	838 388	878 883
<b>ETC</b>	<b>1 549</b>	<b>1 397</b>	<b>1 439</b>	<b>1 316</b>	<b>1 333</b>	<b>1 302</b>	<b>1 412</b>

**Demandes :**

29.1 Veuillez fournir la définition de la « force de travail disponible en termes d'effectifs et en termes d'heures de présence au travail ». Veuillez expliquer le traitement du temps payé non travaillé (par exemples : les vacances, les congés fériés, les congés de maladie, le temps non productif) aux charges et aux investissements. Veuillez prendre un employé « métier-ligne » à 35 heures/semaine à titre d'exemple.

**Réponse :**

- 1 **La force de travail disponible en termes d'effectifs et en termes d'heures de**
- 2 **présence au travail correspond à la capacité totale et est établie de la façon**
- 3 **suivante :**
- 4 **(nombre d'effectifs x nombre d'heures productives par effectif) + heures**
- 5 **prévues en temps supplémentaire)**
- 6 **Le taux de prestation de travail d'une catégorie d'employés est le quotient des**
- 7 **coûts directement contributifs au travail effectué par cette catégorie**

1 d'employés sur la somme des heures productives afférentes et des heures en  
2 temps supplémentaires prévues.

3 Le temps payé mais non travaillé, c'est-à-dire le temps non productif  
4 comprenant, entre autres, les vacances et les congés fériés, fait partie du taux  
5 de prestation de travail et chaque heure imputée aux investissements ou aux  
6 charges comprend une quote-part de ce temps non productif. Par conséquent,  
7 le Distributeur ne peut illustrer à l'aide d'un exemple chiffré le traitement du  
8 temps non productif tel que demandé par la Régie.

29.2 Veuillez fournir la définition de la « Capacité totale » présenté au tableau 5 et expliquer la différence avec la définition de la « Force de travail disponible ».

Réponse :

9 Ces deux termes font référence à la même notion. Voir la réponse à la  
10 question 29.1.

29.3 Veuillez expliquer l'écart entre la « Capacité totale » de 2 012 191 heures en 2015 et le nombre d'heures théorique de 2 569 840 heures (1 412 ETC/35 heures/52 semaines).

Réponse :

11 Le Distributeur dépose au tableau R-29.3 une version révisée du tableau 5  
12 présenté en préambule afin de rectifier le nombre de métiers-lignes en ETC  
13 pour l'année témoin 2015. En effet, une erreur était présente au tableau 5, la  
14 donnée de l'accroissement total des métiers ayant été utilisée plutôt que celle  
15 liée aux métiers-lignes seulement. Le Distributeur confirme toutefois que la  
16 capacité totale a été calculée avec le nombre adéquat de métiers-lignes, soit  
17 1 367 ETC.

**Tableau R-29.3 :  
Capacité de réalisation - Métiers lignes**

Capacité de réalisation des métiers-lignes	2012		2013		2014		Année témoin 2015
	D-2012-024	Réel	D-2013-037	Réel	D-2014-037	Année de base	
Capacité totale	2 339 486	2 254 263	2 247 235	2 178 798	2 025 726	1 930 110	2 012 191
Heures aux investissements	1 454 712	1 288 051	1 438 629	1 119 352	1 264 453	1 091 722	1 133 308
Heures aux charges	884 774	966 212	808 606	1 059 446	761 273	838 388	878 883
ETC	1 549	1 397	1 439	1 316	1 333	1 302	1 367

18 Les métiers-lignes ayant une semaine régulière de travail de 37 heures, le  
19 Distributeur rétablit le nombre d'heures théoriques à 2 630 108 heures (soit,  
20 1 367 x 37 heures x 52 semaines).



1 L'écart entre la capacité totale et les heures théoriques s'explique  
2 majoritairement par les vacances et les congés fériés, lesquels représentent  
3 près de 400 000 heures. L'écart résiduel s'explique par les congés de maladie,  
4 les travaux légers, les prises d'inventaire, le temps passé en réunion et en  
5 formation, ainsi que par les heures perdues en raison de bris d'équipement et  
6 de conditions climatiques ne permettant pas la réalisation de travaux sur le  
7 réseau.

29.4 Veuillez expliquer la hausse des « métiers-ligne » de 110 ETC en 2015, entre  
1 302 ETC de l'année de base 2014 et 1 412 ETC en 2015 (tableau 5).

**Réponse :**

8 **Compte tenu de la modification apportée en réponse à la question précédente,**  
9 **la hausse des métiers-lignes entre l'année de base 2014 et l'année témoin**  
10 **2015 est de 65 ETC.**

11 **Voir la réponse à la question 23.3 pour l'explication de cette hausse.**

### AUTRES CHARGES

- 30. Références :** (i) Décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, phase 1, p. 92;  
(ii) Pièce B-0029, p. 7 et 8.

**Préambule :**

- (i) Dans sa décision D-2014-037, la Régie a fait la demande suivante au Distributeur :

« [345] *Considérant une surestimation moyenne d'environ 18 M\$ de la charge totale d'amortissement sur la période 2010-2013, la Régie est d'avis que cette surestimation du budget de cette rubrique est due principalement à des mises en service moindres qu'anticipées. Considérant également sa demande d'ajuster globalement la projection de la base de tarification en 2014, notamment pour les projets reportés ou non réalisés, la Régie juge que cela aura un impact à la baisse sur l'amortissement de l'année témoin 2014 (voir la section 11.1). En conséquence, la Régie réduit le budget de 20 M\$ pour la charge totale d'amortissement pour l'année témoin 2014. » [nous soulignons]*

- (ii) Dans le présent dossier, au sujet de la demande de la Régie citée en (i), le Distributeur écrit que :

« *Le Distributeur souligne que le montant reconnu de 804,9 M\$ pour 2014 comprend la réallocation de la réduction globale de 20 M\$ de la charge d'amortissement découlant de la*

décision de la Régie dont 12,7 M\$ ont été alloué aux immobilisations en exploitation et 7,3 M\$ aux actifs incorporels. » [nous soulignons]

Plus loin dans la même référence, il écrit cependant :

« Le Distributeur rappelle que l'amortissement de l'année de base découle des mises en service liées aux investissements déjà autorisés par la Régie dans des années antérieures. Ce faisant, le Distributeur évalue ne pas être en mesure de réaliser la portion de la diminution demandée par la Régie allouée aux immobilisations en exploitation. » [nous soulignons]

**Demandes :**

30.1 Veuillez élaborer sur le fait que les surestimations de la charge d'amortissement des immobilisations en exploitation découlent, entre autres, de projets autorisés mais reportés ou non réalisés.

**Réponse :**

1 Le tableau R-30.1 présente l'historique des écarts entre l'amortissement  
2 reconnu et l'amortissement réel des immobilisations en exploitation pour les  
3 années 2010 à 2013.

**Tableau R-30.1 :  
Amortissement des immobilisations en exploitation (M\$)**

	Amortissement reconnu	Amortissement réel	Écart réel / reconnu	Provenance des écarts	
				Révision des durées d'utilité	Mises en service
2013	460	470	11		11
2012	558	559	1		1
2011	553	552	(0)		(0)
2010	571	566	(6)	(4)	(2)

4 À la lumière de ce tableau, force est de constater qu'il n'y a pas eu de  
5 surestimation de la charge d'amortissement des immobilisations en  
6 exploitation dans les dernières années, à l'exception de 2010, année pour  
7 laquelle l'écart est essentiellement attribuable à la modification, en novembre  
8 2010, de la durée d'utilité des poteaux qui est passée de 30 à 40 ans.

9 Les révisions des durées d'utilité étant maintenant appliquées au 1<sup>er</sup> janvier de  
10 chaque année, celles-ci ne sont plus une source d'écart de la charge  
11 d'amortissement des immobilisations en exploitation.

30.2 Veuillez justifier, chiffres à l'appui, pourquoi le Distributeur n'a pas été en mesure, pour l'année de base 2014, de réaliser la portion de la diminution demandée par la Régie allouée aux immobilisations en exploitation.

**Réponse :**

1 **Le tableau R-30.2 présente la composition de la charge d'amortissement des**  
2 **immobilisations en exploitation pour l'année de base 2014.**  
3

**Tableau R-30.2 :**  
**Composition de la charge d'amortissement des immobilisations en**  
**exploitation - Année de base 2014 (M\$)**

Description	Mises en service	Amortissement 2014
Immobilisations en exploitation au 31/12/2013		473,6
Mises en service 2014	852,3	15,2
Total		488,8

4 **La prévision de la charge d'amortissement pour l'année de base 2014**  
5 **correspond à la meilleure évaluation disponible au moment du dépôt du**  
6 **dossier tarifaire. Elle a été établie en tenant compte des éléments suivants :**

- 7 • **La charge d'amortissement de 473,6 M\$ pour les immobilisations en**  
8 **exploitation au 31 décembre 2013 ne peut être réduite puisqu'elle**  
9 **découle directement de calculs d'amortissement générés par les**  
10 **systèmes comptables pour les actifs déjà en service ;**
- 11 • **Les mises en services prévues en 2014 de 852,3 M\$ et découlant des**  
12 **investissements préalablement autorisés par la Régie créent une charge**  
13 **d'amortissement de 15,2 M\$.**

14 **Afin de respecter le montant de charge d'amortissement de 471,2 M\$ reconnu**  
15 **pour 2014, il aurait fallu qu'il n'y ait aucune mise en service en 2014. La**  
16 **demande de la Régie de réduire de 12,7 M\$ la charge d'amortissement n'a**  
17 **donc pu être réalisée.**

30.3 Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, comment a été traitée la portion de la diminution demandée en 2014 par la Régie allouée aux immobilisations en exploitation pour l'année témoin 2015.

Réponse :

1 Le tableau R-30.3 présente la composition de la charge d'amortissement des  
2 immobilisations en exploitation pour l'année témoin 2015.

**Tableau R-30.3 :**  
**Composition de la charge d'amortissement des immobilisations en**  
**exploitation - Année témoin 2015 (M\$)**

Description	Mises en service	Amortissement 2015
Immobilisations en exploitation au 31/12/2013		460,3
Mises en service 2014	852,3	38,2
Mises en service 2015	814,8	14,4
Révision des durées d'utilité <sup>1</sup>		5,9
Total		518,7

<sup>1</sup> pièce HQD-3, document 2, tableau 2

3 La prévision de la charge d'amortissement pour 2015 correspond à la  
4 meilleure évaluation disponible au moment du dépôt du dossier tarifaire. Elle  
5 a été établie en tenant compte des éléments suivants :

- 6 • La charge d'amortissement de 460,3 M\$ pour les immobilisations en  
7 exploitation au 31 décembre 2013 ne peut être réduite puisqu'elle  
8 découle directement de calculs d'amortissement générés par les  
9 systèmes comptables pour les actifs déjà en service.
- 10 • Les mises en services prévues de 2014 et de 2015 créent respectivement  
11 une charge d'amortissement de 38,2 M\$ et de 14,4 M\$.
- 12 • La révision des durées d'utilité amène une charge d'amortissement  
13 additionnelle de 5,9 M\$.

14 Pour la raison invoquée en réponse à la question 30.2, la réduction demandée  
15 en 2014 par la Régie n'a pu être intégrée à la prévision de la charge  
16 d'amortissement 2015.

31. **Références :** (i) Pièce B-0029, p. 9, tableau 4;  
(ii) Pièce B-0029, p. 9.

**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 2013 à 2015.

**Tableau 4 :  
Détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs (M\$)**

	Année historique 2013	2014		Année témoin 2015
		D-2014-037	Année de base	
<b>Corroborations</b>	<b>2,2</b>	<b>12,0</b>	<b>10,0</b>	<b>10,0</b>
Conducteurs	-	0,5	0,5	-
Câbles	2,2	8,0	6,0	7,0
Transformateurs	-	3,0	3,0	2,0
Autres	-	0,5	0,5	1,0
<b>Appareils de mesure et autres</b>	<b>4,1</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>
Appareils de mesure	4,6	4,5	4,5	4,5
Revenus provenant de la vente d'actifs	(8,4)	(7,0)	(7,0)	(7,0)
Projets abandonnés et autres	7,9	10,5	10,5	10,5
<b>Projets majeurs</b>	<b>20,1</b>	<b>19,5</b>	<b>38,5</b>	<b>22,7</b>
Projet LAD	20,1	19,5	38,5	22,7
<b>Total</b>	<b>26,4</b>	<b>39,5</b>	<b>56,5</b>	<b>40,7</b>

(ii) « Pour 2015, le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs à 40,7 M\$. L'augmentation de 3,2 M\$ des retraits liés au projet LAD par rapport au montant reconnu pour 2014 s'explique par l'augmentation du volume de compteurs à retirer en 2015 contrebalancée par une valeur nette unitaire des compteurs retirés en 2015 moindre que celle de 2014. Cette diminution de la valeur nette unitaire s'explique par la dépense d'amortissement annuelle, incluant l'impact de la révision de la durée d'utilité, tel que mentionné à la pièce HQD-3, document 2 et qui vient réduire la valeur moyenne unitaire d'une année à l'autre. »

**Demandes :**

31.1 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de la hausse des « Corroborations » de 7,8 M\$ (355 %), entre 10,0 M\$ en 2015 et de 2,2 M\$ de l'année historique 2013.

**Réponse :**

- 1 **Le Distributeur établit sa prévision de corroborations selon une tendance**
- 2 **historique des sorties d'actifs.**
- 3 **Le tableau R-31.1 présente la moyenne historique cinq ans des sorties d'actifs**
- 4 **liées aux corroborations.**

**Tableau R-31.1 :  
Moyenne historique cinq ans – Corroborations (M\$)**

Année du retrait	2009	2010	2011	2012	2013	moyenne 5 ans
Corroborations	1,3	24,5	14,6	8,4	2,2	10,2

1 En 2015, un montant global de 10 M\$ est nécessaire pour la réalisation des  
2 dossiers prévus au plan quinquennal, incluant les actifs de la catégorie autres  
3 actifs.

4 Le Distributeur tient à préciser que le niveau des sorties d'actifs peut varier  
5 d'une année à l'autre, selon les dossiers qui sont réalisés. Une comparaison  
6 des résultats annuels peut s'avérer non représentative comme le démontre le  
7 tableau R-31.1.

8 En 2013, les sorties d'actifs découlant des exercices de corroboration ont été  
9 moindres que la tendance historique et par conséquent, ne peuvent servir de  
10 base de comparaison avec la prévision de 2015. En effet, une priorité a été  
11 accordée au suivi de l'impact du remplacement des appareils dans le cadre du  
12 déploiement du projet LAD, reportant ainsi la réalisation de certains dossiers  
13 de corroboration.

31.2 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de la hausse des « Appareils de  
mesure et autres » de 3,9 M\$ (95 %), entre 8,0 M\$ en 2015 et de 4,1 M\$ de l'année  
historique 2013.

**Réponse :**

14 Comme expliqué à la réponse de la question 31.1, la comparaison des  
15 résultats d'une année à l'autre peut s'avérer non représentative, la prévision  
16 étant établie selon une tendance historique.

17 Le tableau R-31.2-A présente la moyenne historique cinq ans des sorties  
18 d'actifs liées aux appareils de mesure et autres.

**Tableau R-31.2-A :**  
**Moyenne historique cinq ans - Appareils de mesure et autres (M\$)**

Année du retrait	2009	2010	2011	2012	2013	moyenne 5 ans
Appareils de mesure et autres	11,5	5,4	(0,9)	22,3	4,1	8,5

19 En 2015, un montant de 8 M\$ est prévu pour les appareils de mesure et autres.  
20 Le tableau R-31.2-B présente les composantes de cette rubrique pour l'année  
21 historique 2013 et l'année témoin 2015.

**Tableau R-31.2-B :  
Composantes de la rubrique Appareils de mesure et autres (M\$)**

Appareils de mesure et autres	Année historique 2013	Année témoin 2015	Variations
Appareils de mesure	4,6	4,5	(0,1)
Revenus provenant de la vente d'actifs	(8,4)	(7,0)	1,4
Projets abandonnés et autres	7,9	10,5	2,6
Retraits CSP	1,3	2,5	1,2
Réseaux non reliés	0,2	0,5	0,3
Actifs incorporels	-	0,5	0,5
Projets abandonnés	6,4	7,0	0,6
<b>Appareils de mesure et autres</b>	<b>4,1</b>	<b>8,0</b>	<b>3,9</b>

1 La variation de 3,9 M\$ de 2013 à 2015 s'explique principalement par les  
2 éléments suivants :

- 3 • **Revenus provenant de la vente d'actifs (1,4 M\$) :**  
4 Les revenus de 2013 ont été plus élevés que prévus. Le Distributeur  
5 rappelle que les revenus provenant de la vente d'actifs sont influencés  
6 à la fois par le niveau de surplus d'actifs disponibles à la vente et par  
7 la volatilité du prix de vente de certains actifs, expliquant ainsi le fait  
8 que les revenus de 2013 ont été supérieurs à la tendance historique.
- 9 • **Retraits CSP (1,2 M\$) :**  
10 En 2013, les retraits relatifs au matériel roulant ont été plus faibles que  
11 prévus compte tenu du fait que le Distributeur révisait sa stratégie  
12 d'optimisation de cette catégorie d'investissement. Par ailleurs, la  
13 hausse en 2015 des investissements relatifs aux bâtiments et matériel  
14 roulant, présentée au tableau 4 de la pièce HQD-9, document 5  
15 (B-0035), a pour effet d'augmenter les retraits prévus pour 2015.

31.3 Veuillez clarifier et quantifier l'explication fournie à la référence (ii).

Réponse :

16 L'écart de 3,2 M\$ relatif aux compteurs retirés, entre l'année témoin 2015 et la  
17 décision D-2014-037, s'explique par un effet volume défavorable de 8,7 M\$ et  
18 par un effet favorable de 5,5 M\$ de la valeur nette unitaire, tel que présenté au  
19 tableau R-31.3.

**Tableau R-31.3 :  
Compteurs retirés dans le cadre du projet LAD**

	Année témoin 2015		D-2014-037		Écart (M\$)		
	Nombre (en milliers)	M\$	Nombre (en milliers)	M\$	Total	Volume	Valeur nette unitaire
Compteurs retirés	1 000	22,7	693	19,5	3,2	8,7	(5,5)
Valeur nette moyenne unitaire		22,70		28,16			

La réduction de la valeur nette unitaire entre l'année témoin 2015 et la décision D-2014-037 s'explique par une dépense d'amortissement annuelle importante qui vient réduire la valeur nette moyenne unitaire d'une année à l'autre. Comme expliqué en réponse à la question 4.1, la réduction de la durée d'utilité des compteurs visant à faire concorder la fin de leur période d'amortissement avec la fin du déploiement prévu explique la dépense d'amortissement annuelle plus importante.

- 32. Références :**
- (i) Pièce B-0029, p. 11, tableau 5;
  - (ii) Pièce B-0037, p. 19, tableau 10;
  - (iii) Décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, phase 1, p. 26 et 27.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 5 le détail des charges relatives au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) sur la période 2013 à 2015.

Année historique 2013 : 30,3 M\$  
 D-2014-037 : 44,6 M\$  
 Année de base 2014 : 24,5 M\$ et un ajustement de démarcation de 2013 de -3,3 M\$  
 Année témoin 2015 : 24,5 M\$

(ii) Le Distributeur présente au tableau 10 le détail du compte d'écarts-BEIÉ dont le solde au 31 décembre 2015 est de -20,1 M\$ (créditeurs) et des intérêts de -2,1 M\$ (créditeurs).

(iii) Dans sa décision D-2014-037, la Régie juge que les modalités de disposition du compte d'écarts relatif au BEIÉ proposées par le Distributeur sont acceptables.

« [76] Compte tenu de l'absence de date spécifique à laquelle les coûts encourus sont connus, le Distributeur propose, pour le compte d'écarts relatif aux coûts du BEIÉ, les modalités de disposition suivantes :

- constatation au compte hors base de tarification de l'écart entre les coûts estimés par le Distributeur à partir de l'information disponible la plus récente et les coûts autorisés;



- à la suite de l'adoption du décret gouvernemental établissant les coûts encourus par le Distributeur, constatation au compte d'écarts hors base de tarification, de l'écart entre les coûts réels encourus et ceux autorisés, net de l'écart déjà constaté à l'étape précédente;
- disposition de l'écart dans les revenus requis du dossier tarifaire déposé à la Régie après la date d'adoption du décret;
- application, jusqu'à sa disposition aux revenus requis, d'un rendement au taux autorisé de la base de tarification. » [nous soulignons]

**Demandes :**

32.1 Veuillez indiquer si la prévision de l'année témoin 2015 tient compte d'une bonification associée au programme Rénoclimat du BEIÉ. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur a établi sa prévision 2015 selon l'information disponible la plus**  
2           **récente, c'est-à-dire selon celle qui correspond à sa quote-part du**  
3           **décret 238-2014. Ce décret tient compte d'une bonification associée au**  
4           **programme Rénoclimat du Bureau de l'efficacité et de l'innovation**  
5           **énergétiques.**

32.2 Veuillez expliquer l'ajustement de démarcation de 2013 de -3,3 M\$.

**Réponse :**

6           **Comme présenté au tableau 10 de la pièce HQD-9, document 7 (B-0037),**  
7           **l'ajustement de démarcation de 2013 représente la différence entre :**  
8           

- **le montant de 30,3 M\$ comptabilisé aux états financiers statutaires dans**  
9           **l'attente de la publication du décret du gouvernement du Québec, comme**  
10           **présenté au Rapport annuel 2013<sup>6</sup> et,**
- **le montant de 27,0 M\$ correspondant à la quote-part du décret 2012-2013**  
11           **(décret 846-2012 publié en août 2012) de 8,6 M\$ pour la période comprise**  
12           **entre le 1<sup>er</sup> janvier 2013 et le 31 mars 2013, à laquelle s'ajoute la quote-part**  
13           **du décret 2013-2014 (décret 238-2014 publié en mars 2014) de 18,4 M\$**  
14           **pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> avril 2013 et le 31 décembre 2013.**

  
15           **Ce montant de 3,3 M\$ est inclus dans le solde 2013 de 8,0 M\$ du compte**  
16           **d'écarts relatif au BEIÉ et réduit les revenus requis de 2015.**  
17

---

<sup>6</sup> HQD-4, document 3.5, page 3.

32.3 Veuillez commenter sur la possibilité de verser, exceptionnellement, au revenus requis 2015 l'écart créditeur de 20,1 M\$ entre les données de base 2014 et la prévision de l'année témoin 2014.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur ne s'oppose pas au versement, à titre exceptionnel, aux**  
2            **revenus requis de 2015 de l'écart créditeur 2014 de 20,1 M\$ et des intérêts y**  
3            **afférents de 0,6 M\$.**

**IMPACT TARIFAIRE SUR CINQ ANS DES INVESTISSEMENTS PRÉVUS**

**33. Référence :** Pièce B-0036, p. 7.

**Préambule :**

*« Pour le regroupement R2 [R2 : Investissements de moins de 10 M\$ de la catégorie croissance de la demande, ainsi que les investissements de plus de 10 M\$ de cette même catégorie devant être autorisés par la Régie], les coûts prévus pour répondre à la croissance de la demande sont supérieurs aux revenus additionnels que le Distributeur en retire, à l'exception de 2016 en raison de l'année bissextile. »*

**Demandes :**

33.1 Veuillez expliquer en quoi la journée supplémentaire d'une année bissextile permettant de réaliser des ventes supplémentaires mais aussi des dépenses d'investissement supplémentaires, renverse la situation évoquée en préambule.

**Réponse :**

4            **Bien que cette journée additionnelle permette au Distributeur de réaliser des**  
5            **travaux supplémentaires, rien n'indique que ceux-ci seront associés à des**  
6            **investissements de la catégorie R2.**

7            **Si les revenus provenant de la 366<sup>e</sup> journée de l'année 2016 avaient été**  
8            **soustraits de l'analyse, les revenus additionnels pour 2016 auraient été de**  
9            **38,3 M\$ plutôt que de 50,3 M\$ (tableau 2 de la référence) et l'impact net sur les**  
10           **revenus requis pour l'année 2016 se chiffrerait à 7,5 M\$ au lieu de -4,5 M\$.**

33.2 La compréhension de la Régie est que la situation évoquée en préambule est due, soit à l'augmentation de la demande de puissance à la pointe des clients existants (conversion au chauffage TAE, rénovations d'anciens quartiers), soit aux frais de raccordements de nouveaux clients. Veuillez valider ou infirmer cette compréhension et élaborer.

**Réponse :**

1 Les investissements liés à la croissance de la demande comprennent, d'une  
2 part, tous les travaux de raccordement, de prolongement et de modification  
3 du réseau afin de raccorder de nouveaux clients et, d'autre part, les ajouts  
4 d'équipement et de capacité permettant de répondre à la croissance des  
5 besoins de la clientèle existante. Le regroupement R2 comprend également  
6 les investissements requis pour répondre aux besoins de puissance  
7 additionnelle de la clientèle des réseaux autonomes. Ces investissements  
8 sont directement liés à l'obligation du Distributeur d'assurer l'alimentation en  
9 électricité à toute personne qui le demande sur le territoire desservi.

10 Par ailleurs, le Distributeur tient à préciser que les investissements du  
11 regroupement R2 servent non seulement à répondre à la croissance de la  
12 demande, notamment en pointe, mais également à assurer la fiabilité du  
13 réseau dans le respect des normes.

33.3 Veuillez estimer la proportion des investissements du regroupement R2 qui est destinée à répondre à la croissance de la demande de puissance à la pointe de clients existants, d'une part, et celle qui est destinée à répondre aux nouveaux abonnements, d'autre part.

**Réponse :**

14 Le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer la proportion des  
15 investissements induite par la croissance de la demande des clients existants  
16 par rapport aux nouveaux abonnements. Le Distributeur souligne que  
17 l'objectif premier des investissements est de fournir à toute la clientèle une  
18 alimentation électrique fiable toute l'année, incluant à la pointe.

33.4 Veuillez indiquer si à votre connaissance d'autres distributeurs d'énergie vivent la même situation de devoir engager des coûts pour répondre à une croissance de la demande qui ne génère pas suffisamment de revenus et comment ils tentent de corriger cette situation.

**Réponse :**

19 Le Distributeur rappelle que la pièce HQD-9, document 6 (B-0036) donne une  
20 indication de l'impact tarifaire des investissements autorisés par la Régie. Les  
21 revenus additionnels générés ne sont pas fondés sur un tarif de distribution  
22 mais plutôt sur une estimation du revenu unitaire basée sur les revenus des  
23 ventes d'énergie transitant sur le réseau de distribution, nets des dépenses de  
24 fourniture et de transport. Ces revenus reflètent le niveau actuel des tarifs,  
25 lesquels reposent sur les coûts passés.

1 De plus, les revenus additionnels générés sont calculés sur la base de la  
2 variation annuelle des ventes d'électricité nettes au Québec (lesquelles  
3 comprennent autant les augmentations que les diminutions de la charge),  
4 diminuées des ventes aux clients alimentés en haute tension. On ne peut  
5 donc pas faire un lien direct entre ces revenus additionnels générés et les  
6 investissements du regroupement R2. Ils sont présentés en opposition  
7 uniquement à des fins de simplification et n'offrent qu'un ordre de grandeur. Il  
8 serait pratiquement impossible de tenter d'établir de façon plus précise le lien  
9 entre les investissements en croissance de la demande et les revenus  
10 additionnels directement liés à ces investissements.

11 Par ailleurs, le Distributeur n'est pas en mesure de se prononcer sur la  
12 situation des autres distributeurs d'énergie.

## ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET AUTRES ACTIFS

### Contributions à des projets de raccordement

34. **Références :**
- (i) Pièce B-0037, p. 7;
  - (ii) Dossier R-3903-2014, pièce B-0018, p. 10;
  - (iii) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0088, p. 75.

#### Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'évolution des contributions à des « Projets en croissance du Transporteur » du 1<sup>er</sup> janvier 2013 au 31 décembre 2015.

**Tableau 2 :**  
**Évolution des contributions à des projets de raccordement (M\$)**

	Solde au 01/01/2013	MES 2013	Amort. 2013	Solde au 31/12/2013	MES 2014	Amort. 2014	Solde au 31/12/2014	MES 2015	Amort. 2015	Solde au 31/12/2015
<b>VILLAGE CRI WASKAGANISH</b>	65,2		(2,2)	63,0		(2,2)	60,8		(2,2)	58,6
Coûts de raccordement	58,3		(1,7)	56,6		(1,7)	54,9		(1,7)	53,2
Charges d'entretien et d'exploitation	6,9		(0,5)	6,4		(0,5)	5,9		(0,5)	5,4
<b>PREMIER APPELS D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02</b>		31,4		31,4		(1,6)	29,8		(1,6)	28,2
Coûts de raccordement		27,3		27,3		(1,4)	25,9		(1,4)	24,5
Charges d'entretien et d'exploitation		4,1		4,1		(0,2)	3,9		(0,2)	3,7
<b>PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR</b>								217,9	(4,8)	213,1
Coûts de raccordement								189,5	(3,8)	185,7
Charges d'entretien et d'exploitation								28,4	(1,0)	27,4
<b>AUTRES CONTRIBUTIONS</b>	8,1	1,5	(0,0)	9,5	(4,7)	(0,0)	4,9	(5,9)	0,3	(0,7)
Contributions internes	6,2	1,4	0,1	7,6	(4,1)	0,1	3,7	(5,1)	0,4	(1,0)
Frais d'entretien	3,9	0,2	(0,3)	3,8		(0,3)	3,5	0,6	(0,3)	3,8
Revenus d'entretien	(2,0)	(0,1)	0,2	(1,9)	(0,6)	0,2	(2,3)	(1,4)	0,2	(3,5)
<b>TOTAL</b>	<b>73,3</b>	<b>32,9</b>	<b>(2,2)</b>	<b>103,9</b>	<b>(4,7)</b>	<b>(3,8)</b>	<b>95,5</b>	<b>212,0</b>	<b>(8,3)</b>	<b>299,2</b>

(ii) Le Transporteur présente au tableau 10, l'évolution des contributions internes.

**Tableau 10**  
**Contributions internes (M\$)**

Composantes	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015
Hydro-Québec Production	(65,4)	(130,8)	(181,6)
Hydro-Québec Distribution	(123,2)	(113,7)	(316,3)
<b>Total</b>	<b>(188,6)</b>	<b>(244,5)</b>	<b>(498,0)</b>

Le Transporteur indique que :

« La variation des contributions internes avec Hydro-Québec Distribution (le « Distributeur ») entre 2013 et 2015 s'explique principalement par la contribution liée à l'agrégation annuelle des projets du Distributeur de (217,9 M\$) en 2015 ainsi que diverses contributions pour des activités de mesurage. La variation des contributions internes avec Hydro-Québec Production entre 2013 et 2015 s'explique principalement par les contributions pour le projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine de (69,2 M\$) en 2014 et de (53,8 M\$) en 2015. »

(iii) En réponse à une demande de renseignements dans le dossier R-3854-2013, phase 1, le Distributeur explique que :

*« Tel que déjà mentionné en réponse à la question 20.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.3 (B-0104) [page 45] du dossier R-3776-2011, le tableau présentant l'évolution des contributions à des projets de raccordement concerne autant les contributions internes du Distributeur avec le Transporteur que celles avec le Producteur. L'écart concerne donc les contributions internes du Distributeur avec le Producteur.*

*Par ailleurs, le Transporteur présente, en réponse à la question 19.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQT-14, document 1 (C-HQT-0065) du dossier R-3823-2012, le tableau de la référence (ii) corrigé. Les soldes redressés relatifs aux contributions du Distributeur s'élèvent à 94,1 M\$ au 31 décembre 2012, 122,2 M\$ au 31 décembre 2013 et 123,7 M\$ au 31 décembre 2014. »*

**Demandes :**

34.1 Veuillez justifier et détailler les montants annuels des contributions du Distributeur à des projets de raccordement avec le Transporteur et le Producteur, pour l'année historique 2013, l'année de base 2014 et l'année témoin 2015, et concilier les montants présentés aux références (i) et (ii).

**Réponse :**

1            **Le tableau R-34.1 présente les contributions du Distributeur à des projets de**  
2            **raccordement avec le Transporteur et le Producteur.**

**Tableau R-34.1 :  
Contributions à des projets de raccordement (M\$)**

COMPOSANTES	Solde au 31/12/2013	Solde au 31/12/2014	Solde au 31/12/2015
<b>Contributions avec le Transporteur</b>			
Village cri Waskaganish	63,0	60,8	58,6
Premier appels d'offres éolien A/O 2003-02	31,4	29,8	28,2
Projets en croissance du Transporteur			213,1
Autres contributions	28,8	23,1	16,4
- Travaux sur le réseau et activités de mesurage	(4,5)	(8,9)	(19,0)
- Autres	33,3	32,0	35,4
<b>Total des contributions avec le Transporteur</b>	<b>123,2</b>	<b>113,7</b>	<b>316,3</b>
<b>Contributions avec le Producteur</b>			
Autres contributions	(19,3)	(18,2)	(17,1)
<b>TOTAL</b>	<b>103,9</b>	<b>95,5</b>	<b>299,2</b>

Comme mentionné à la pièce HQD-9, document 7, section 2 (B-0037), ce compte est principalement composé des éléments suivants :

- contribution relative au projet du village cri de Waskaganish (D-2003 214) ;
- contribution relative à l'intégration au réseau des parcs éoliens retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02 ;
- contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du Transporteur, laquelle est désignée par le Transporteur comme étant la contribution liée à l'agrégation annuelle des projets du Distributeur.

Les autres contributions sont constituées, entre autres, des remboursements par le Transporteur du coût de certains travaux effectués par le Distributeur sur le réseau et des activités de mesurage. Ces travaux sont en lien avec l'intégration au réseau des :

- parcs éoliens retenus dans le cadre des appels d'offres A/O 2005-03 et A/O 2009-02 ;
- petites centrales hydroélectriques ;
- centrales de cogénération.

À la référence (ii), le Transporteur explique que la variation de 193,1 M\$ entre la valeur nette au 31 décembre 2015 de 316,3 M\$ et celle au 31 décembre 2013

1 de 123,2 M\$ des contributions internes qu'il a avec le Distributeur découle  
2 principalement de la contribution liée à l'agrégation annuelle des projets en  
3 croissance, estimée à 217,9 M\$ en 2015. L'écart résiduel de -24,8 M\$ (soit,  
4 193,1 M\$ - 217,9 M\$), et non de 98,4 M\$ tel que calculé par la Régie à la  
5 question 34.2, se compose des éléments suivants :

- 6 • mises en service de contributions relatives aux travaux sur le réseau  
7 et activités de mesurage pour -15,4 M\$ et autres contributions de  
8 4,8 M\$ ;
- 9 • dépense d'amortissement de l'ensemble des contributions avec le  
10 Transporteur pour -14,2 M\$.

34.2 Veuillez expliquer ce que représentent les diverses contributions pour des activités de mesurage au montant de 98,4 M\$ (316,3 M\$ - 217,9 M\$) pour l'année témoin 2015 présenté par le Transporteur à la référence (ii) et relié au Distributeur. Veuillez fournir les montants de ces contributions pour l'année historique 2013, l'année de base 2014 et l'année témoin 2015 et indiquer leur traitement dans le dossier du Distributeur.

**Réponse :**

11 Voir la réponse à la question 34.1.

### Compte de nivellement pour aléas climatiques

35. **Référence :** Pièce B-0037, p. 27, tableau 13.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 13, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2014.

**Demande :**

35.1 Veuillez déposer le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période se terminant le 30 septembre 2014, selon le même niveau de détail que le tableau 13.

**Réponse :**

12 Le Distributeur présente au tableau R-35.1 le compte de nivellement pour  
13 aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2014.



1  
2

**Tableau R-35.1 :**  
**Détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2014**

	Tarif D	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k\$)	Écart mensuels (k\$)	Écart mensuels (GWh)	
<b>Janvier 2014</b>									
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,71	4,88	8,11	3,87	5,53				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	4,00	1,63	4,64	0,65	2,38				
<b>Écart de volume en GWh</b>	534,8	(20,5)	42,6	37,6	19,8			614,3	+ froid
<b>Écart de janvier 2014 (k\$)</b>	(21 385,9)	334,5	(1 977,9)	(246,3)	(472,0)		(23 747,6)		
<b>Solde à la fin janvier 2014 (k\$)</b>	(21 385,9)	334,5	(1 977,9)	(246,3)	(472,0)	0,0	(23 747,6)		
<b>Intérêt de février 2014 (k\$)</b>	(113,4)	1,8	(10,5)	(1,3)	(2,5)	(125,9)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,65	4,54	8,14	3,88	4,26				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,93	1,29	4,66	0,66	1,11				
<b>Écart de volume en GWh</b>	428,3	5,9	51,5	40,3	24,2			550,1	+ froid
<b>Écart de février 2014 (k\$)</b>	(16 851,9)	(76,2)	(2 401,4)	(265,0)	(269,3)		(19 863,7)		
<b>Solde à la fin février 2014 (k\$)</b>	(38 351,1)	260,1	(4 389,7)	(512,6)	(743,7)	(125,9)	(43 611,2)		
<b>Intérêt de mars 2014 (k\$)</b>	(225,1)	1,5	(25,8)	(3,0)	(4,4)	(256,7)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,56	5,68	8,29	3,91	4,58				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,85	2,43	4,81	0,69	1,43				
<b>Écart de volume en GWh</b>	1413,1	18,7	147,6	141,6	24,5			1745,5	+ froid
<b>Écart de mars 2014 (k\$)</b>	(54 338,3)	(454,8)	(7 107,0)	(975,8)	(349,8)		(63 225,7)		
<b>Solde à la fin mars 2014 (k\$)</b>	(92 914,5)	(193,2)	(11 522,5)	(1 491,4)	(1 097,9)	(382,7)	(106 836,9)		
<b>Intérêt d'avril 2014 (k\$)</b>	(527,8)	(1,1)	(65,5)	(8,5)	(6,2)	(609,1)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,70	6,33	8,98	4,27	3,17				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,99	3,08	5,51	1,05	0,02				
<b>Écart de volume en GWh</b>	439,7	23,3	37,1	7,1	15,6			522,8	+ froid
<b>Écart d'avril 2014 (k\$)</b>	(17 533,6)	(716,8)	(2 045,1)	(75,1)	(3,6)		(20 374,1)		
<b>Solde à la fin avril 2014 (k\$)</b>	(110 975,9)	(911,1)	(13 633,1)	(1 574,9)	(1 107,7)	(991,8)	(127 211,1)		
<b>Intérêt de mai 2014 (k\$)</b>	(651,5)	(5,3)	(80,0)	(9,2)	(6,5)	(752,6)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,90	4,01	8,73	4,16	3,17				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,19	0,76	5,26	0,94	0,02				
<b>Écart de volume en GWh</b>	8,5	2,2	10,7	(28,2)	(3,5)			(10,2)	- froid
<b>Écart de mai 2014 (k\$)</b>	(271,7)	(16,7)	(561,3)	266,0	0,8		(582,8)		
<b>Solde à la fin mai 2014 (k\$)</b>	(111 899,1)	(933,2)	(14 274,4)	(1 318,2)	(1 113,4)	(1 744,4)	(127 793,9)		

1  
2

Tableau R-35.1 (suite) :

Détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2014

	Tarif D	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (K\$)	Écart mensuels (K\$)	Écart mensuels (GWh)	
<b>Intérêt de juin 2014 (k\$)</b>	<b>(635,7)</b>	<b>(5,3)</b>	<b>(81,1)</b>	<b>(7,5)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(735,9)</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,71	2,33	7,68	4,10	3,17				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,99	(0,92)	4,20	0,88	0,02				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(29,1)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>0,4</b>	<b>9,8</b>	<b>(0,6)</b>			<b>(20,4)</b>	<b>- chaud</b>
<b>Écart de juin 2014 (k\$)</b>	<b>870,0</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(16,6)</b>	<b>(86,0)</b>	<b>0,1</b>		<b>759,4</b>		
<b>Solde à la fin juin 2014 (k\$)</b>	<b>(111 664,7)</b>	<b>(946,7)</b>	<b>(14 372,1)</b>	<b>(1 411,7)</b>	<b>(1 119,6)</b>	<b>(2 480,3)</b>	<b>(127 034,5)</b>		
<b>Intérêt de juillet 2014 (k\$)</b>	<b>(655,5)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(84,4)</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(6,6)</b>	<b>(760,3)</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,68	3,46	8,04	4,11	3,17				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,97	0,21	4,57	0,89	0,02				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(7,2)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(15,0)</b>	<b>(2,9)</b>			<b>(29,0)</b>	<b>- chaud</b>
<b>Écart de juillet 2014 (k\$)</b>	<b>214,7</b>	<b>3,1</b>	<b>107,3</b>	<b>133,8</b>	<b>0,7</b>		<b>459,6</b>		
<b>Solde à la fin juillet 2014 (k\$)</b>	<b>(112 105,5)</b>	<b>(949,2)</b>	<b>(14 349,1)</b>	<b>(1 286,2)</b>	<b>(1 125,5)</b>	<b>(3 240,5)</b>	<b>(126 575,0)</b>		
<b>Intérêt d'août 2014 (k\$)</b>	<b>(658,1)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(84,2)</b>	<b>(7,6)</b>	<b>(6,6)</b>	<b>(762,1)</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,65	3,51	8,02	4,10	3,17				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,93	0,26	4,55	0,88	0,02				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(5,9)</b>	<b>(1,0)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(11,9)</b>	<b>(2,8)</b>			<b>(22,9)</b>	<b>- chaud</b>
<b>Écart d'août 2014 (k\$)</b>	<b>173,4</b>	<b>2,6</b>	<b>57,5</b>	<b>105,3</b>	<b>0,6</b>		<b>339,5</b>		
<b>Solde à la fin août 2014 (k\$)</b>	<b>(112 590,2)</b>	<b>(952,2)</b>	<b>(14 375,8)</b>	<b>(1 188,4)</b>	<b>(1 131,5)</b>	<b>(4 002,6)</b>	<b>(126 235,5)</b>		
<b>Intérêt de septembre 2014 (k\$)</b>	<b>(639,6)</b>	<b>(5,4)</b>	<b>(81,7)</b>	<b>(6,8)</b>	<b>(6,4)</b>	<b>(739,9)</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,68	3,10	8,91	4,22	3,17				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	3,71	3,25	3,47	3,22	3,15				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,97	(0,15)	5,44	1,00	0,02				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>48,0</b>	<b>3,4</b>	<b>4,5</b>	<b>6,0</b>	<b>4,8</b>			<b>66,7</b>	<b>+ chaud</b>
<b>Écart de septembre 2014 (k\$)</b>	<b>(1 423,4)</b>	<b>5,1</b>	<b>(245,5)</b>	<b>(60,4)</b>	<b>(1,1)</b>		<b>(1 725,3)</b>		
<b>Solde à la fin septembre 2014 (k\$)</b>	<b>(114 653,2)</b>	<b>(952,5)</b>	<b>(14 703,0)</b>	<b>(1 255,6)</b>	<b>(1 139,0)</b>	<b>(4 742,5)</b>	<b>(127 960,8)</b>		
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>2 830,2</b>	<b>29,6</b>	<b>290,9</b>	<b>187,3</b>	<b>79,1</b>			<b>3 417,0</b>	<b>+ froid</b>

## PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

### PGEÉ – Mesures de gestion de la demande de puissance à la pointe

- 36. Références :**
- (i) Dossier R-3891-2014, Pièce B-0024;
  - (ii) Pièce B-0018, p. 5;
  - (iii) Pièce B-0038, p. 18 à 21 et 33 à 37;
  - (iv) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0036, p. 25.

#### Préambule :

(i) « Les résultats de l'appel d'offres [A/O 2014-01] permettent également de constater une croissance annuelle des prix moyens presque linéaire de l'ordre de 40 % à 50 % par année, ce qui ne favorise absolument pas la mise en place d'un mécanisme de mise à jour automatique des crédits, comme le recommande UC. À titre d'exemple, le prix moyen passe de 18,65 \$CA/kW/hiver pour l'hiver 2014-2015 à 28,86 \$CA/kW/hiver pour l'hiver 2015-2016. »

(ii) « Pour les hivers 2014-2015 à 2016-2017 : le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$2014), indexé à l'inflation, soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur. »

(iii) Analyses économiques et financière du PGEÉ 2015. À la page 19, Tableau 6, il est indiqué que les programmes de Gestion de la demande en puissance montrent un test de neutralité tarifaire (TNT) négatif de – 11 M\$.

(iv) Au Tableau 7, il est indiqué que les programmes de Gestion de la demande en puissance du PGEÉ 2014 montrent un test de neutralité tarifaire (TNT) positif de + 1 M\$.

#### Demande :

36.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le TNT des programmes de gestion de la demande de puissance devient négatif en 2015.

#### Réponse :

1 **Compte tenu du contexte des besoins de puissance, le Distributeur**  
2 **accélérera, au cours des prochaines années, le déploiement de nouvelles**  
3 **interventions en gestion de la demande en puissance (GDP). Un projet pilote,**  
4 **auprès de participants volontaires, concernant l'interruption des chauffe-eau,**  
5 **est présentement en cours de déploiement.**

6 **Le Distributeur devancera, à l'hiver 2015-2016, le lancement d'un nouveau**  
7 **programme volontaire de chauffe-eau interruptibles, avec incitatif financier,**  
8 **auprès de la clientèle résidentielle. Le lancement de ce programme était**  
9 **initialement prévu à l'hiver 2016-2017. Les modalités du programme et le**  
10 **montant de l'aide financière seront finalisés à la suite du projet pilote.**

1 Le programme permettrait l'interruption, sur préavis, de l'alimentation des  
2 chauffe-eau électriques. Les interruptions seront effectuées sans nuire au  
3 confort des participants et seraient d'une durée de quelques heures par jour  
4 de semaine, et ce, pour un maximum d'une vingtaine de fois par hiver.

5 Également, dès l'hiver 2014-2015, le Distributeur installera, dans des  
6 bâtiments d'Hydro-Québec, un système automatisé de gestion de charge en  
7 période de pointe.

8 Ainsi, le budget prévu pour la GDP, en 2015, a été augmenté  
9 substantiellement. Les nouvelles interventions expliquent l'ensemble des  
10 résultats des tests économiques.

11 Par ailleurs, le Distributeur rappelle, comme mentionné à la pièce HQD-3,  
12 document 2 (B-0027) du dossier R-3864-2013, en réponse à la question 10.4 de  
13 l'ACEF de l'Outaouais, que la mise en place de programmes en GDP peut être  
14 réalisée au moyen de d'autres technologies que celles permises avec  
15 l'infrastructure de mesurage avancée.

16

### **CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ (CDSÉ)**

- 37. Références :** (i) Pièce B-0045, p. 9;  
(ii) Pièce B-0046 p.13 et 14.

#### **Préambule :**

(i) Le Distributeur explique la modification proposée à l'article 5.5 en indiquant que l'information est transférée à l'article 5.1 et que l'article 5.5 proposé sensibilise le client sur la durée minimale de son abonnement et sur l'impact de ne pas respecter les conditions de son abonnement.

(ii) Dans le texte supprimé, la notion du service d'électricité selon les limites de puissance disponible et les caractéristiques techniques des installations requises ne sont pas reconduites dans l'article 5.5 proposé.

#### **Demande :**

37.1 Veuillez expliquer le retrait de la notion « selon les limites de puissance disponible et des caractéristiques techniques de l'installation ». Veuillez préciser si le Distributeur doit fournir le service sans considération des limites du réseau en place afin de remplir son obligation de servir.

**Réponse :**

1           La puissance disponible et les caractéristiques techniques des installations  
2           requis font partie des principales caractéristiques de l'abonnement que le  
3           Distributeur confirme par écrit à tous ses clients, en vertu de l'actuel  
4           article 5.6 des CDSÉ. Cette disposition de l'actuel article 5.6 a été ajoutée au  
5           début des années 2000 à la fin du chapitre 5 portant sur la demande  
6           d'abonnement. L'alinéa 3 de l'article 5.1 proposé par le Distributeur prévoit  
7           spécifiquement cette confirmation des caractéristiques par écrit. La  
8           proposition du nouvel article 5.1 est basée sur le constat du Distributeur que  
9           le maintien de la mention spécifique de la puissance disponible et des  
10          caractéristiques techniques des installations fait double emploi avec  
11          l'obligation plus générale et plus appropriée de confirmer par écrit les  
12          principales caractéristiques de l'abonnement du client.

13          Selon le Distributeur, il n'y a pas lieu de donner à la puissance disponible ou  
14          aux caractéristiques techniques des installations un statut différent des  
15          autres informations liées à l'abonnement du client, notamment le tarif  
16          applicable, l'adhésion au mode de versements égaux ou la tension de  
17          livraison. Enfin, le Distributeur rappelle que toutes les dispositions des CDSÉ  
18          font partie du contrat de service d'électricité, y compris l'article 14.2 qui traite  
19          des caractéristiques techniques applicables et les articles 18.16 et 18.17 qui  
20          traitent de la puissance disponible. D'ailleurs, tant les caractéristiques  
21          techniques que la puissance disponible sont susceptibles de varier en cours  
22          de l'abonnement du client, ce qui appuie la proposition du Distributeur de ne  
23          pas leur attribuer de statut particulier lors de la demande d'abonnement.

24          La confirmation écrite des caractéristiques de l'abonnement est d'ailleurs le  
25          seul document utilisé par le Distributeur pour la conclusion des abonnements,  
26          qu'ils soient résidentiel, de petite ou de moyenne puissance ou de grande  
27          puissance, adapté selon les circonstances.

**38. Référence :** Pièce B-0046, p. 24.

**Préambule :**

Le Distributeur présente l'article 9.2 modifié substantiellement. Cet article proposé traite des dépôts et des garanties de paiement pour un abonnement autre que domestique :

*« 9.2 Hydro-Québec peut demander un dépôt en argent ou une garantie de paiement à l'égard de tout nouvel abonnement pour un usage autre que domestique, sauf si l'historique des abonnements du client comporte au moins 24 mois pour lesquels toutes les factures ont été payées à l'échéance.*

*En cours d'abonnement pour un usage autre que domestique, Hydro-Québec peut exiger un dépôt en argent ou une garantie de paiement dans les cas suivants :*

*1° le client n'a pas payé à l'échéance au moins une facture au cours des 24 derniers mois précédents;*

*2° le client répond aux critères suivants :*

- *la somme facturée pour une période de 12 mois consécutifs au cours des 24 mois précédents excède 500 000 \$ pour la totalité de ses abonnements à des fins d'usage autre que domestique;*
- *ces abonnements sont risqués ou très risqués selon les critères énoncés à l'annexe VII.*

*Le client visé par le paragraphe 2° doit fournir à Hydro-Québec les informations financières requises pour que soit évalué le risque qu'il représente dans les 30 jours ouvrables suivant la date d'envoi de la demande écrite d'Hydro-Québec.*

*Les articles 11.11 et 11.13 s'appliquent dans ce cas, avec les adaptations nécessaires. Si le client ne se conforme pas à cette exigence, tous ses abonnements sont considérés comme très risqués. [...] » [nous soulignons]*

**Demande :**

38.1 Veuillez indiquer et élaborer sur ce que le Distributeur entend par « *avec les adaptations nécessaires* ».

**Réponse :**

1           **Le Distributeur propose d'utiliser, pour les abonnements visés à l'article 9.2**  
2           **proposé, les mêmes règles que celles qui sont applicables aux abonnements**  
3           **de grande puissance, prévues au chapitre 11 des CDSÉ. Le Distributeur réfère**  
4           **ici aux articles 11.11 et 11.13.**

5           **Toutefois, le texte de ces deux articles contient plusieurs références à**  
6           **d'autres articles du chapitre 11 ou aux abonnements de grande puissance.**  
7           **Ces articles ne s'appliquent pas à la proposition du Distributeur. Sans la**  
8           **mention « avec les adaptations nécessaires » que propose le Distributeur, le**  
9           **renvoi aux articles 11.11 et 11.13 générerait de la confusion. Plus**  
10          **particulièrement :**

- 11           • **À l'article 11.11, les mots « aux fins de la présente section » devraient**  
12           **se lire, avec les adaptations nécessaires « aux fins de l'article 9.2 » ;**
- 13           • **À l'article 11.13, les références aux articles 11.10 alinéa 2, 11.14 et**  
14           **11.16 sont toutes inapplicables aux fins de l'article 9.2 proposé. Les**

1 adaptations nécessaires consistent donc à ne pas tenir compte des  
2 renvois à ces autres dispositions.

3 Le Distributeur propose d'utiliser la mention « avec les adaptations  
4 nécessaires » pour l'article 9.2 proposé au lieu de recopier les articles 11.11 et  
5 11.13 en intégrant les modifications qui seraient requises, afin de ne pas  
6 alourdir le texte des CDSÉ. Le Distributeur soumet que l'expression « avec les  
7 adaptations nécessaires » est un terme courant qui est suffisamment clair  
8 pour permettre une compréhension adéquate des dispositions dans les  
9 circonstances.

39. Référence : Pièce B-0068, p. 6.

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur complète la preuve au présent dossier sur la révision des frais d'interruption et de remise en service. Il propose à cet effet une modification à l'article 6.8 des CDSÉ pour prévoir l'introduction d'un « *frais d'interruption de service* ».

Il indique une démarcation dans l'application de la révision des frais de la manière suivante : « *Toutefois, pour les installations de plus de 200 A ou pour les situations où un compteur sans émission de radiofréquences est installé en vertu de l'article 10.4 des CDSÉ, un déplacement sera toujours requis et les « frais de mise sous tension » de 361 \$ demeureront en vigueur.* »

**Demande :**

39.1 Veuillez indiquer pourquoi un déplacement d'un employé du Distributeur est nécessaire pour une interruption de service chez un client muni d'un compteur de nouvelle génération dont l'installation électrique est de plus de 200 A.

**Réponse :**

10 Tous les modèles de compteurs de nouvelle génération pour les installations  
11 électriques monophasées de 200 A et moins possèdent un dispositif  
12 d'interruption à distance. Ces modèles de compteurs représentent environ  
13 95 % du parc. Les 5 % restants du parc sont des modèles de compteurs de  
14 nouvelle génération installés pour la clientèle disposant d'une alimentation  
15 avec transformation ou d'un ampérage plus élevé que 200 A et qui ne peuvent,  
16 pour des raisons techniques, être munis d'un tel dispositif. Leur interruption  
17 requiert donc un déplacement.

## TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

### Établissement du prix de l'électricité additionnelle

**40. Référence :** Pièce B-0049, p. 13.

#### Préambule :

« Compte tenu de l'équilibre énergétique, la formule actuelle d'établissement du prix de l'électricité additionnelle ne reflète plus les coûts à la marge du Distributeur. En effet, la formule actuelle ne tient pas compte des volumes d'électricité patrimoniale inutilisée qui sont principalement concentrés en période d'été, mais qui se présentent également durant la majorité des heures en période d'hiver. En conséquence, le Distributeur propose de fixer deux prix pour l'OÉA, l'un applicable pendant la période d'été (avril à novembre) et l'autre, pendant la période d'hiver (décembre à mars).

Pour la période d'été, le prix de l'OÉA serait égal au coût moyen de l'électricité patrimoniale. Pour l'année 2015-2016, ce coût est de 2,84 ¢/kWh [...].

[...] À titre illustratif, si le Distributeur planifiait procéder à des achats de court terme sur les marchés d'énergie durant 500 heures au cours de la période de décembre 2014 à mars 2015, le prix de l'OÉA pour la période d'hiver serait de 3,16 ¢/kWh [...].

Toutefois, dans ces deux cas, le prix plancher serait appliqué. En effet, les prix ainsi établis demeureront toujours contraints par le prix plancher spécifié pour l'OÉA pour la moyenne et la grande puissance, soit respectivement 5,32 ¢/kWh et 4,54 ¢/kWh en 2014. » [nous soulignons]

#### Demandes :

40.1 Veuillez indiquer dans quelles circonstances les nouveaux prix proposés, plutôt que les prix planchers, s'appliqueraient.

#### Réponse :

1        **Le Distributeur ne propose pas de nouveaux prix pour l'option d'électricité**  
2        **additionnelle, mais bien une nouvelle formule d'établissement du prix mieux**  
3        **adaptée au contexte énergétique, procurant une meilleure prévisibilité pour**  
4        **les clients et offrant un signal de prix qui reflète plus fidèlement les conditions**  
5        **d'approvisionnement à la marge du Distributeur.**

6        **Le niveau du prix établi selon la formule proposée dépendra de l'évolution des**  
7        **coûts évités et des besoins d'achats d'énergie sur les marchés de court terme**  
8        **du Distributeur.**



1            **L'application de cette nouvelle formule reste toutefois contrainte par le prix**  
2            **plancher, comme décrit à l'article 4.69, alinéa a), et à l'article 6.32, dernier**  
3            **alinéa.**

40.2 Selon le Distributeur, combien de clients de moyenne puissance et combien de clients de grande puissance pourraient bénéficier des nouveaux prix proposés durant l'année témoin 2015 et l'année suivante.

**Réponse :**

4            **Le Distributeur n'effectue pas de prévision du nombre de clients qui**  
5            **pourraient bénéficier de l'option d'électricité additionnelle. Les données**  
6            **historiques telles que fournies dans le rapport annuel du Distributeur à la**  
7            **Régie peuvent servir d'indication des adhésions futures. Ainsi, selon le**  
8            **Rapport annuel 2013 (pièce HQD-3, document 2.2), 27 clients de grande**  
9            **puissance se sont prévalus de l'option en 2013. Comme le prix plancher a été**  
10           **appliqué durant tous les mois de 2013 et en supposant qu'il continuerait de**  
11           **s'appliquer en 2015, le Distributeur n'anticipe pas qu'un plus grand nombre de**  
12           **clients adhéreront à cette option.**

13           **Dans la mesure où l'application de la formule ne conduit pas à un prix**  
14           **supérieur au prix plancher pour la période d'hiver, la proposition du**  
15           **Distributeur n'aura pas d'impact sur ses revenus.**

40.3 Quel sera l'impact de ces modifications proposées sur le revenu du Distributeur pour l'année témoin 2015 et l'année suivante?

**Réponse :**

16           **Voir la réponse à la question 40.2.**

**Conditions d'admissibilité au crédit pour interruption ou  
diminution de la fourniture au tarif L**

**41. Référence :** Pièce B-0049, p. 14.

**Préambule :**

*« Il est proposé d'inclure la grève, un évènement hors du contrôle du client, dans les évènements admissibles au crédit. Cette mesure permettra au client de consolider ses activités durant les mois précédant une négociation salariale et de faire une optimisation adéquate de*

la puissance souscrite, ce qui correspond davantage aux intentions initialement prévues. »  
[nous soulignons]

**Demandes :**

41.1 Veuillez préciser quelles sont les « *intentions initialement prévues* » et en quoi cette modification est conforme à ces intentions.

**Réponse :**

1            **La particularité du mécanisme de puissance souscrite réside dans le fait que**  
2            **le client fixe son niveau en fonction de ses appels de puissance en hiver et de**  
3            **sa consommation prévue au cours des mois d'été suivants. Ce mécanisme est**  
4            **bien adapté aux clients industriels qui planifient leur consommation à l'avance**  
5            **et dont le profil de consommation reflète les conditions économiques. Le**  
6            **client peut augmenter sa puissance souscrite en tout temps, mais ne peut la**  
7            **diminuer qu'après un délai de 12 périodes de consommation depuis la**  
8            **dernière modification.**

9            **Lors de négociations salariales pouvant mener à une grève, certains clients**  
10           **n'optimisent plus leur puissance souscrite en fonction de leur cycle de**  
11           **production, mais vont plutôt garder leur droit de diminuer leur puissance**  
12           **souscrite advenant une cessation de leurs activités à cause d'une grève. La**  
13           **proposition du Distributeur consiste à remédier à cette situation en offrant aux**  
14           **clients la possibilité d'obtenir un crédit sur le montant à payer associé à la**  
15           **puissance lorsqu'ils ont été empêchés d'utiliser l'électricité en raison d'une**  
16           **grève.**

41.2 Veuillez expliquer en quoi la grève est « *un événement hors du contrôle du client* ».

**Réponse :**

17           **Le Distributeur suppose ici simplement que la décision de faire la grève**  
18           **n'incombe pas à la direction de l'usine, mais plutôt aux salariés et qu'ainsi,**  
19           **elle ne peut prévoir ni le moment ni la durée de ce moyen de pression.**

**Conditions d'admissibilité au tarif de maintien de charge**

**42. Référence :** Pièce B-0050, p. 112 et 113.

**Préambule :**

« 6.6 *Durée de l'engagement*

*Le tarif de maintien de la charge s'applique une première fois à un abonnement pour une durée maximale de 24 périodes de consommation, selon les conditions suivantes :*

*a) Première adhésion*

*- Le tarif de maintien de la charge s'applique à un abonnement pendant 12 périodes de consommation. Ce tarif s'applique selon les modalités décrites aux articles 6.7 et 6.9.*

*b) Deuxième adhésion*

*- Le tarif de maintien de la charge peut s'appliquer de nouveau au même abonnement pendant 12 autres périodes de consommation, consécutives ou non aux 12 premières, mais commençant au plus tard 12 mois suivant la fin de la première période d'adhésion.*

*Le client doit soumettre une nouvelle demande écrite au à Hydro-Québec selon les modalités prévues à l'article 6.3 et démontrer qu'il est encore admissible au tarif de maintien de la charge, conformément à l'article 6.4. Ce tarif s'applique alors selon les modalités décrites aux articles 6.8 et 6.9.*

*Lorsque plus de 60 mois se sont écoulés depuis la fin de la dernière période d'adhésion au tarif de maintien de la charge en vertu des sous-alinéas a) ou b), le tarif de maintien de la charge peut s'appliquer de nouveau au même abonnement pour une dernière fois, selon les mêmes modalités. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

42.1 Veuillez confirmer ou infirmer que, selon la proposition du Distributeur, le tarif de maintien de la charge pourrait s'appliquer pour une troisième et dernière adhésion, selon l'article 6.6 proposé. Dans l'affirmative, veuillez préciser les modalités qui s'appliqueraient.

**Réponse :**

1            **Le tarif de maintien de la charge comprend actuellement deux adhésions de**  
2            **12 périodes de consommation, la deuxième s'apparentant à une période de**  
3            **transition vers le tarif régulier et sujette à l'approbation du Distributeur. La**  
4            **proposition du Distributeur consiste à permettre aux clients de bénéficier du**  
5            **tarif une deuxième fois, dans son intégralité, soit pour deux adhésions**  
6            **supplémentaires totalisant 24 périodes de consommation.**

42.2 Veuillez indiquer combien de clients ont pu bénéficier de ce tarif de maintien de la charge au cours des cinq dernières années (2009-2013). Veuillez fournir une évaluation de l'impact de l'application du tarif de maintien de la charge sur les revenus du Distributeur au cours des cinq dernières années.

**Réponse :**

- 1            **Depuis 2009, quatre clients ont bénéficié du tarif de maintien de la charge. La**  
2            **somme des rabais octroyés est de 6 M\$ pour la période 2009-2013, les rabais**  
3            **variant entre 1,6 % et 5,6 % de la facture des clients.**

**Service Signature**

- 43. Références :** (i) Pièce B-0049, p. 17;  
(ii) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-12, document 7.1, p. 14 à 16;  
(iii) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-12, document 7.1, p. 12.

**Préambule :**

(i) « Depuis 2008, le Distributeur offre le service Signature aux clients de grande puissance qui veulent mesurer la qualité de l'électricité livrée à leurs installations et avoir accès à des experts afin de les appuyer dans l'analyse et l'application de solutions relatives aux fluctuations de la qualité de l'onde électrique. L'intérêt de la clientèle pour ce service s'est confirmé au cours des années puisqu'une vingtaine de clients y ont adhéré, générant des revenus annuels de l'ordre de 500 k\$.

*Afin d'améliorer son offre à l'intention de l'ensemble de la clientèle Affaires, le Distributeur propose d'ajuster le service de base de façon à en réduire les frais et d'étendre le service Signature à la clientèle de moyenne puissance.*

*Le Distributeur procède actuellement à la vérification technique des fonctionnalités d'un nouvel appareillage de mesure et à son intégration au système de télécommunication. Le principal avantage de ce nouvel équipement réside dans son coût d'acquisition moindre que celui actuellement utilisé, soit 2 000 \$ plutôt que 8 200 \$.* »

- (ii) « **ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE**

*Le Service Signature est rentable pour le Distributeur. Il présente une valeur nette de 889 000 \$ actualisés de 2008 sur la période 2008-2012. Le tableau suivant résume les investissements, les charges d'exploitation et les revenus en milliers de dollars actualisés de 2008.*

**TABLEAU 2: ANALYSE ÉCONOMIQUE DU SERVICE SIGNATURE  
EN MILLIERS DE DOLLARS ACTUALISÉS 2008**

Investissements	(65)
Taxes	(2)
Charges d'exploitation	(765)
Total	(832)
Revenus	1 722
Valeur actuelle nette	889

Note: les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

Les investissements couvrent l'acquisition des équipements et leur installation initiale. Les charges d'exploitation couvrent principalement l'exploitation de l'infrastructure de mesure, le support spécialisé et la commercialisation. Les coûts de démantèlement et de réinstallation sont prévus également aux charges.

L'analyse financière montre que le projet amène une légère diminution des revenus requis du Distributeur dès la première année.

**TABLEAU 3: ANALYSE FINANCIÈRE DU SERVICE SIGNATURE  
EN MILLIERS DE DOLLARS**

Signature	2008	2009	2010	2011	2012
<i>k\$ courants</i>					
Revenus	260	305	400	485	540
Charges	141	148	177	193	218
Amortissement	2	6	11	18	23
Taxe sur le capital	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	0	0	0	1	1
Frais financiers	1	2	4	6	7
Dépenses totales	144	157	193	218	248
Bénéfice net	116	148	207	267	292
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	1	2	3	4	5
Revenus requis	-115	-147	-205	-263	-287

Note: les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

»

(iii) « Le niveau du tarif du service de base du Service Signature a été fixé en considérant les aspects suivants :

- Le tarif doit permettre de couvrir tous les coûts à encourir pour la fourniture du service.
- Le tarif doit refléter la valeur du service d'autant plus qu'il nécessite une expertise pointue.
- Le tarif ne doit pas être trop élevé pour ne pas rebuter la clientèle à adhérer au Service Signature, particulièrement pour les points de mesure additionnels.
- Le tarif doit refléter les économies de volume lorsqu'il y a plus d'un point de mesure pour un même client. »

**Demandes :**

43.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a noté récemment une hausse du nombre de clients se préoccupant de la qualité de l'onde.

**Réponse :**

1            **La préoccupation des clients à l'égard de la qualité de l'onde demeure**  
2            **relativement importante au fil des ans. Le Distributeur poursuit ses efforts**  
3            **d'information et de sensibilisation auprès de sa clientèle.**

4            **L'utilisation des nouvelles technologies et l'optimisation des procédés**  
5            **industriels peuvent avoir un impact sur l'évolution de la qualité de l'onde, ce**  
6            **qui incite les clients à y porter une attention constante dans le cours de leurs**  
7            **opérations.**

8            **C'est d'ailleurs pour cette raison que le Distributeur désire étendre le service**  
9            **Signature (le Service) aux clients de moyenne puissance qui sont également**  
10           **concernés par la qualité de l'onde.**

43.2 Veuillez mettre à jour l'analyse financière du Service signature, telle que présentée à la référence (ii), en fournissant les résultats réels des cinq dernières années. Veuillez expliquer tout écart significatif par rapport aux projections initiales.

**Réponse :**

11           **Le tableau R.43-2 présente le suivi de l'adhésion, des revenus et des coûts**  
12           **générés par le Service pour la période 2008-2013. Ces résultats confirment**  
13           **que les prévisions émises en 2007 ont été respectées bien que le nombre**  
14           **d'adhésions ait été un peu plus faible que prévu.**

15           **Par ailleurs, le Distributeur tient à préciser que l'objectif recherché en offrant**  
16           **ce service n'est pas de faire un bénéfice mais de couvrir ses frais. Ce service**  
17           **est en effet utile et important, car il permet de s'assurer que les clients**  
18           **disposent des outils et de l'expertise nécessaires pour améliorer la qualité de**  
19           **l'onde à leurs installations et pour se prémunir contre certaines perturbations**  
20           **du réseau électrique et, dans certains cas, il favorise l'adoption de mesures**  
21           **contribuant à améliorer les caractéristiques du réseau.**

**Tableau R.43-2 :**  
**SUIVI DU NOMBRE DE PARTICIPANTS, DES REVENUS ET DES COÛTS GÉNÉRÉS**

Réel	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Nb. de clients total	19	23	24	26	24	26	-
Nb. 1 ligne	12	17	18	21	19	22	-
Nb. 2 lignes	7	6	6	5	5	4	-
Revenus totaux (k\$)	319,2	412,8	424,1	471,3	493,5	491,8	2 612,7
Coûts totaux (k\$)	400,3	400,2	541,2	379,1	393,5	246,1	2 360,4

Résultats au 31 décembre de chaque année

43.3 Veuillez fournir une analyse financière du Service signature, telle que présentée à la référence (ii), afin de démontrer l'impact des modifications proposées aux frais annuels et au coût des nouveaux appareillages de mesure, entre autres sur les revenus requis.

Réponse :

1 Selon l'analyse économique présentée au tableau R-43.3-A, le Service couvre  
 2 ses frais, ce qui permet au Distributeur d'offrir un service utile aux clients  
 3 participants, tout en évitant d'induire des coûts pour le reste de la clientèle.  
 4 Ces résultats, qui incluent les investissements, les charges d'exploitation et  
 5 les revenus en \$ actualisés de 2014, montrent que le Distributeur dégagerait  
 6 une valeur nette de 317 k\$ sur la période 2014-2025.

**Tableau R-43.3-A :**  
**Analyse économique du service Signature**  
**en k\$ actualisés de 2014**

Investissements	(1 064)
Charges d'exploitation	(1 270)
Revenus	2 650
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>317</b>

Note : Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

7  
 8 Les investissements comprennent les coûts de développement, d'acquisition  
 9 des équipements et de leur installation initiale alors que les charges  
 10 d'exploitation sont liées principalement à l'exploitation des points de mesure  
 11 et au support spécialisé offert aux clients. Les revenus tiennent compte de la  
 12 réduction des frais annuels de base pour l'ensemble des clients actuels  
 13 bénéficiant du Service et de l'apport des nouveaux adhérents.

14 L'analyse financière, présentée au tableau R-43.3-B, montre que le Service  
 15 induira un impact à la baisse sur les revenus requis à partir de 2017.

**Tableau R-43.3-B :  
Analyse financière du service Signature**

<i>k\$ courants</i>	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Revenus</b>	-45	175	363	489	615	756	558	372	246	120	27
<b>Charges d'exploitation</b>	43	75	183	293	313	322	205	88	78	68	60
<b>Amortissement</b>	19	98	131	153	176	183	139	107	85	62	35
<b>Frais financiers</b>	3	18	19	18	17	14	11	7	4	2	1
<b>Dépenses totales</b>	65	191	333	464	505	519	355	202	167	132	96
<b>Bénéfice net</b>	-110	-16	30	25	110	237	203	170	79	-12	-68
<b>Rémunération de l'avoir de l'actionnaire</b>	4	17	19	18	16	14	10	7	4	2	1
<b>Revenus requis</b>	114	33	-11	-7	-94	-223	-193	-163	-75	14	69

43.4 Veuillez préciser si le Distributeur s'est référé aux paramètres énoncés à la référence (iii) aux fins de sa proposition. Si oui, veuillez le démontrer. Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Oui. Les trois premiers paramètres ont été respectés dans leur intégralité. Ainsi, la tarification du service proposé permet de couvrir tous les coûts à encourir pour la fourniture du service et reflète la valeur du support offert par des spécialistes en qualité de l'onde dans le service de base. Le prix tient également compte de l'ouverture du Service aux clients de moyenne puissance pour lesquels le prix actuel n'est pas attrayant.

Quant au quatrième paramètre, il n'y a pas d'économie de volume avec les nouvelles modalités proposées.

**Autres modifications**

44. Référence : Pièce B-0049, p. 18.

**Préambule :**

« L'article 3.4 est modifié afin de pouvoir appliquer le tarif G-9 aux clients dont le facteur d'utilisation moyen des 12 dernières périodes de consommation est inférieur à 26 %. Cela permet d'éviter d'appliquer le tarif M à des abonnements pour lesquels le tarif G-9 est plus avantageux. »

**Demande :**

44.1 Veuillez expliquer sur quelle base le seuil de 26 % a été déterminé.



**Réponse :**

1           **Comme stipulé à l'article 3.4 des Tarifs, lorsque la puissance à facturer**  
2           **minimale atteint 65 kW et plus, un abonnement au tarif G devient**  
3           **immédiatement assujetti au tarif M. Afin d'éviter d'appliquer le tarif M à un**  
4           **client qui aurait plutôt avantage à être facturé au tarif G-9, il est proposé de**  
5           **tenir compte du facteur d'utilisation des 12 dernières périodes de**  
6           **consommation.**

7           **Un facteur d'utilisation de 28 % représente le seuil en-deçà duquel le tarif G-9**  
8           **est plus avantageux sur une base mensuelle. En appliquant un taux de 26 %,**  
9           **soit une marge de 2 points de pourcentage par rapport au seuil, le Distributeur**  
10          **s'assure d'appliquer le tarif G-9 aux seuls clients qui ont un facteur**  
11          **d'utilisation suffisamment bas pour garantir que ce tarif est le plus**  
12          **avantageux, et ce, sur un cycle d'un an.**