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'efficience 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
TOTAL	**77**	**100**	**177**	**77**	**25**	**102**

« *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 1ère 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 3ième tranche, réduction du niveau de la puissance à facturer, …). Si non, veuillez expliquer.

1.2 Afin de tenir compte de la 2ième 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.

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.

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

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.

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'efficience 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'efficience 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'efficience 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.

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

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.

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 donnés annuelles disponibles pour les années de la période 2009-2014.

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.

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 1er 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 D-2014-037	2014 Année de base	Année témoin 2016	Cumulatif
Charges d'exploitation	-	-	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	10,6	24,9	31,7	79,1
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-	-	(5,1)	(6,4)	(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 [8]	(3,5)	(5,1)	9,2	-	(6,8)	7,2	1,0
Autres charges	(0,1)	(0,9)	41,7	48,7	39,9	104,4	185,3
Amortissement	0,1	3,6	16,9	29,2	28,4	54,8	103,8
Amortissement des nouveaux actifs	0,1	1,0	5,6	27,0	24,9	51,1	83,0
Amortissement accéléré des anciens compteurs	-	2,6	11,1	2,2	3,6	3,7	20,6
Sorties d'actifs	-	0,2	20,1	19,5	38,5	22,7	81,4
Compte d'écarts-Projets majeurs	(0,2)	(4,6)	4,8	-	(27,0)	27,0	0,1
Amortissement et sorties d'actifs	(0,1)	(3,6)	4,0	-	(22,1)	22,1	0,1
Rendement de la base de tarification	(0,1)	(0,6)	0,6	-	(4,9)	4,9	(0,0)
Rendement de la base de tarification	0,1	0,8	7,3	17,2	23,2	40,2	71,5
Revenus			(0,8)	(0,5)	(1,5)	(1,8)	(4,0)
Revenus de mise en conformité [7]			(0,8)	(0,5)	(1,2)	(0,6)	(2,5)
Option de retrait					(0,3)	(1,2)	(1,5)
Total	-	(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.

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* <u>*sur une base de neuf mois réels et trois mois projetés*</u>*.*

[…]

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* <u>*quatre mois réels et de huit mois projetés*</u>. »

[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.

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

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.

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

Préambule :

(i) Tableau 2 : Prévision au secteur résidentiel et agricole;
(ii) Tableau 3 : Prévision aux secteurs commercial, institutionnel, industriel PME et autres;
(iii) Tableau 5 : Évolution de la prévision 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.

POLITIQUE FINANCIÈRE ET COÛT DU CAPITAL

8. Référence : Pièce B-0017, p. 9.

Préambule :

Tableau 2 :
Évolution du coût de la dette[7]

	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
	Dénominateur – Valeur ajustée de la dette et des swaps[8]	**41 385**	**41 924**	**42 162**
=	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)
	Coût moyen de la dette (%)	**6,557**	**6,544**	**6,511**

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.

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.

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 [1]	Prévisions [2]			
	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%

[1] Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

[2] 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.

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

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.

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.

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	
	Réel		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	
Total	98,9		98,1		110,5		105,2	

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.

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.

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
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	22,04	200	54%	4,27	26,31
Nunavik					
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
Kangiqsualujjuaq	57,14	900	58%	17,60	74,74
Kangiqsujuaq	52,52	900	61%	16,81	69,33
Kangirsuk	53,06	900	58%	17,70	70,76
Kuujjuaq	49,87	900	62%	16,70	66,57
Kuujjuarapik	47,62	900	65%	15,92	63,53
Puvirnituk	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
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	34,09	765	45%	19,55	53,64
Port Menier	36,70	765	46%	19,17	55,87
Haute Mauricie					
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
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	16,40	135	55%	2,82	19,22
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	28,30	680	48%	16,08	44,38
La Romaine	25,51	680	46%	16,86	42,37
Haute-Mauricie					
Clova	29,12	680	42%	18,37	47,49
Opitciwan	23,75	680	45%	17,17	40,92
Nunavik					
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
Kangiqsualujjuaq	47,53	800	58%	15,77	63,30
Kangiqsujuaq	42,42	800	60%	15,15	57,57
Kangirsuk	42,84	800	54%	17,01	59,85
Kuujjuaq	38,10	800	62%	14,70	52,80
Kuujjuarapik	38,70	800	65%	14,04	52,74
Puvirnituk	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 Kuujjuarapik, 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.

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.

11.3 Veuillez indiquer quels réseaux au Nord du 53e 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.

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.

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 - Approvisionnements 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).

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.

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.

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.

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).

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.

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 1er 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.

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%
Charges d'exploitation totales	1 319,2	-0,6	1 318,6	1 330,2	1 353,1	2,6%

« *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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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

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.

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.

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.

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.

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

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.

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)
Masse salariale	-	*(4,7)*	*(6,9)*	*(12,4)*	*(19,9)*
Autres charges	-	*(0,4)*	*(3,2)*	*(2,6)*	*(6,6)*
Revenus de mise en conformité	-	(0,8)	(1,2)	(0,6)	(1,8)
Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs	-	(5,8)	(11,3)	(15,6)	(28,3)
Compte d'écarts - Projets majeurs			*5,7*	*(5,7)*	-
Total après Compte d'écarts - Projets majeurs	-	(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)
Total	-	**(5 846)**	**(19 931)**	**(43 922)**	**(56 230)**	**(62 470)**	**(81 300)**

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).

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).

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.

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.

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

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.

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.

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 :*
  - *<u>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;</u>*
  - *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$
Éléments spécifiques	**+ 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
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	**- 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	-	-
Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »	**+ 202**	**+ 13,6**	**+ 143**	**+ 11,6**
Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance	**- 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*
TOTAL	**- 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).

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).

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

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).

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$.

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.

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.

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.

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
Total	-55,2	-46,1	-49,7	-46,5	-0,4

Demande :

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

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'efficience.

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 reliés au « Groupe Technologie ».

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.

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	
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**	**1 412**

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.

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 ».

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).

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).

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.

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.

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.

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	
Corroborations	**2,2**	**12,0**	**10,0**	**10,0**
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*
Appareils de mesure et autres	**4,1**	**8,0**	**8,0**	**8,0**
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*
Projets majeurs	***20,1***	**19,5**	**38,5**	**22,7**
Projet LAD	*20,1*	*19,5*	*38,5*	*22,7*
Total	**26,4**	**39,5**	**56,5**	**40,7**

(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.

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.

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

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.

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

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.

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.

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.

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.

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.

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 1er janvier 2013 au 31 décembre 2015.

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

	Solde au 01/01/2013	M ES 2013	Amort. 2013	Solde au 31/12/2013	M ES 2014	Amort. 2014	Solde au 31/12/2014	M ES 2015	Amort. 2015	Solde au 31/12/2015
VILLAGE CRI WASKAGANISH	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
PREMIER APPELS D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02		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
PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR								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
AUTRES CONTRIBUTIONS	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)
TOTAL	73,3	32,9	(2,2)	103,9	(4,7)	(3,8)	95,5	212,0	(8,3)	299,2

(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)
Total	**(188,6)**	**(244,5)**	**(498,0)**

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).

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.

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.

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) <u>négatif</u> 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.

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.

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* ».

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.

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, <u>les prix ainsi établis demeureraient toujours contraints par le prix plancher spécifié pour l'OÉA</u> 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.

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.

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

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.

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

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.

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.

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
k$ courants					
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.

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.

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.

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.

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.