

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2017-022

R-3980-2016

1^{er} mars 2017

PRÉSENTS :

Louise Pelletier

Louise Rozon

Bernard Houle

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Association des professionnels de la construction et de l'habitation du Québec inc. (APCHQ);

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ);

Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX		8
LISTE DES FIGURES		10
LISTE DES DÉCISIONS		11
LEXIQUE		14
1. INTRODUCTION		16
2. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2017-2018		16
3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE		18
3.1	Évaluation des indicateurs d'efficience en termes de coûts	18
3.2	Évaluation des indicateurs de performance en termes de qualité de service	21
3.3	Révision des indicateurs de qualité de service	23
3.4	Efficience des fournisseurs internes du Distributeur	27
4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES		30
4.1	Test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations	30
4.2	Résultats de l'exercice de révision des durées de vie utile	31
4.3	Récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques	33
4.4	Création d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité	37
5. PARAMÈTRES FINANCIERS		42
5.1	Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres	42
5.2	Coût moyen de la dette	43

5.3	Taux de rendement de la base de tarification	44
5.4	Coût du capital prospectif.....	45
6.	PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	46
7.	COÛTS ÉVITÉS	56
7.1	Coûts évités en réseau intégré	56
7.2	Coûts évités en réseaux autonomes	60
8.	APPROVISIONNEMENTS	62
8.1	Approvisionnement en électricité	62
8.2	Achats d'électricité	69
9.	SERVICE DE TRANSPORT.....	71
10.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE	72
10.1	Étude de balisage de la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec	73
10.2	Charges d'exploitation.....	99
10.3	Autres charges	121
10.4	Frais corporatifs	127
10.5	Rendement de la base de tarification	128
11.	BASE DE TARIFICATION	129
12.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2017	131
12.1	Sommaire des investissements	131
12.2	Projets inférieurs à 10 M\$	133
12.3	Résultats du balisage et indicateurs de performance	134
12.4	Suivi du Projet LAD	138

13.	INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	140
13.1	Suivi des résultats 2015 et anticipés pour 2016.....	140
13.2	Demande budgétaire 2017	141
13.3	Enjeux spécifiques à certains programmes.....	143
14.	REVENUS REQUIS	146
15.	REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	148
15.1	Revenus autres que ventes d'électricité.....	148
15.2	Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu.....	149
16.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	150
17.	CONDITIONS DE SERVICE	151
17.1	Suivi des engagements du dossier tarifaire 2016-2017	151
17.2	Suivi de la décision D-2016-118 relatif aux nouveaux articles 13.1.1 des Conditions de service et 12.4 j) des Tarifs	152
17.3	Modifications des Conditions de service et des frais afférents	152
18.	TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2017-2018.....	153
18.1	Ajustement tarifaire pour l'année 2017-2018.....	153
18.2	Stratégie relative aux tarifs domestiques	153
18.3	Stratégie relative aux tarifs généraux et industriel	183
18.4	Projet pilote visant les bornes de recharge de véhicules électriques	184
18.5	Prolongation de la période d'application du tarif de développement économique.....	188
18.6	Autres modifications.....	189
18.7	Suivi des mesures visant les exploitations agricoles	191
18.8	Révision de la stratégie tarifaire	193

19.	MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	193
19.1	Ententes de paiement	194
19.2	Interventions en efficacité énergétique.....	198
19.3	Harmonisation des services pour les MFR	199
19.4	Stratégie tarifaire	201
20.	HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE	202
21.	ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	204
	DISPOSITIF.....	206

1. INTRODUCTION

[1] Le 29 juillet 2016, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 30, 31 (1°), 32, 34, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018.

[2] Le 3 août 2016, la Régie rend sa décision procédurale D-2016-124 par laquelle elle demande notamment au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de cette demande.

[3] Le 15 septembre 2016, la Régie rend sa décision D-2016-135 sur les demandes d'intervention, la demande de traitement confidentiel et l'échéancier de traitement du dossier.

[4] L'audience relative à cette demande a lieu du 2 au 16 décembre 2016, date à laquelle la Régie entame son délibéré.

[5] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018.

[6] Pour les motifs ci-après exposés, la Régie estime la hausse tarifaire à 0,7 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif applicable aux clients industriels de grande puissance (Tarif L) qui devrait connaître une hausse de 0,2 %.

2. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2017-2018

[7] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur propose, pour l'année tarifaire 2017-2018, une hausse des tarifs d'électricité de 1,6 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse proposée est

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

de 1,1 %, afin de récupérer son coût de service de l'année témoin 2017. Les revenus requis demandés par le Distributeur totalisent 11 787 M\$.

[8] La présente demande tarifaire s'inscrit dans le contexte du *Plan Stratégique 2016-2020 – Voir grand avec notre énergie propre* (le Plan stratégique 2016-2020), dévoilé par Hydro-Québec le 8 juin 2016. L'entreprise se donne, entre autres objectifs, d'être une référence en matière de services à la clientèle et de limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation, sur une moyenne mobile de cinq ans.

[9] Afin de contribuer aux résultats visés par le Plan stratégique 2016-2020, le Distributeur a déjà pris diverses initiatives, telles que le prolongement des heures d'ouverture de ses centres de relations clientèle les soirs de semaine et les week-ends. Il a également implanté des outils d'information et en libre-service sur le site Web et sur les appareils mobiles afin d'améliorer l'accessibilité aux services.

[10] Quant aux activités reliées à la distribution et aux services à la clientèle, notamment grâce à ses efforts d'efficience, le Distributeur entend contenir en 2017 ses coûts au même montant que celui reconnu pour 2016.

[11] Le Distributeur a également entrepris la refonte de ses *Conditions de service d'électricité* (les Conditions de service) dans le contexte où la clientèle adopte de nouvelles technologies et de nouvelles façons de faire, dans un souci de simplification. Un dossier spécifique, portant sur la modification des conditions de service d'électricité et des frais afférents, a été déposé à la Régie en mars 2016². En conséquence, le Distributeur ne propose pas de modifications aux Conditions de service, outre certains suivis de décisions antérieures.

² Dossier R-3964-2016.

[12] Au sujet de la stratégie relative aux tarifs domestiques, le Distributeur propose, notamment, l'implantation graduelle des orientations retenues par la Régie dans sa décision D-2016-033.

[13] Par ailleurs, la présente demande tarifaire se distingue de celles des années passées du fait que 2017 constitue la première année où le Distributeur sera assujéti au partage d'excédents de rendement éventuels. Le mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR), déjà approuvé par la Régie³, s'appliquera aux résultats de l'année 2017. Le montant des excédents à partager, le cas échéant, sera intégré en réduction des revenus requis lors de la demande tarifaire 2019-2020.

3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

3.1 ÉVALUATION DES INDICATEURS D'EFFICIENCE EN TERMES DE COÛTS

[14] Les résultats des indicateurs de coûts présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie afin d'évaluer l'évolution pluriannuelle des charges d'exploitation et le niveau des revenus additionnels requis pour l'année tarifaire 2017-2018.

[15] La Régie analyse ainsi, de manière globale, la performance du Distributeur en matière de contrôle de ses coûts.

Objectif du Distributeur

[16] Comme au dossier tarifaire précédent, le Distributeur se fixe comme objectif d'efficacité et de performance de contenir, sur une période mobile de cinq ans, la

³ Décision D-2014-034.

5. PARAMÈTRES FINANCIERS

[130] Le coût du capital du Distributeur se compose de deux éléments, soit le taux de rendement de la base de tarification et le coût du capital prospectif.

[131] Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul de ces deux éléments sont :

- la structure de capital présumée;
- le taux de rendement des capitaux propres (TRCP);
- le coût de la dette;
- le taux prospectif de la dette pondéré.

5.1 STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES

[132] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

[133] Le TRCP proposé par le Distributeur est de 8,2 % pour l'année témoin 2017, soit le taux fixé par la Régie dans sa décision D-2014-034.

[134] Le Distributeur mentionne que les paramètres ayant un impact sur la détermination du TRCP n'ont pas changé de façon significative depuis l'étude du dossier R-3842-2013. Entre autres, les taux des obligations gouvernementales canadiennes de long terme évoluent à des niveaux similaires à ceux qui avaient cours en 2013 et se maintiennent à un niveau anormalement bas⁵⁵.

⁵⁵ Pièce [B-0020](#), p. 6.

[135] De plus, le Distributeur souligne qu'il partage les mêmes conditions économiques et financières que les distributeurs gaziers, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) et Gazifère Inc. (Gazifère). Il fait valoir que la Régie a accueilli favorablement la proposition de Gaz Métro de maintenir, pour les années tarifaires 2016 et 2017, le taux de rendement de ses capitaux propres à 8,9 % en vigueur depuis l'année tarifaire 2012. De même, dans sa décision D-2015-120, la Régie a maintenu pour Gazifère le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire à 9,10 % pour les années tarifaires 2016 et 2017.

[136] Également, le Distributeur est d'avis que la reconduction du TRCP de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire, tout en permettant d'alléger la démarche réglementaire et de respecter les considérations de la Régie quant au coût associé à un dossier portant sur le TRCP.

[137] Considérant l'évolution des paramètres économiques et financiers depuis la décision D-2014-034, qui demeure relativement récente, et par cohérence avec les décisions à l'égard de Gaz Métro et de Gazifère, la Régie considère que la reconduction du taux de rendement de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire.

[138] **La Régie prend acte du fait que le Distributeur ne propose pas de modification à sa structure de capital présumée utilisée pour le financement de sa base de tarification et fixe, pour l'année témoin 2017, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur à 8,2 %.**

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[139] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2017, un coût moyen de la dette ajusté pour tenir compte des comptes d'écarts et de reports (CER) de 6,26 %, soit une diminution de 0,016 % par rapport au taux de 6,276 % approuvé pour 2016.

[140] Conformément à la décision D-2015-018⁵⁶, le Distributeur produit les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'avril de l'année de base, utilisés pour rémunérer les soldes des CER de 3 ans et moins et de plus de 3 ans, respectivement de 1,569 % et de 1,947 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[141] Conformément à la décision D-2014-034⁵⁷, le Distributeur dépose au 30 novembre 2016 la mise à jour du coût moyen de la dette en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2016. Selon cette mise à jour, le coût moyen de la dette, ajusté pour tenir compte des CER, passe à 6,198 % pour l'année témoin 2017. Les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'octobre de l'année de base 2015, utilisés pour rémunérer les soldes des CER, passent respectivement à 1,507 % et 1,845 %, incluant les frais de garantie et d'émission⁵⁸.

[142] **Par conséquent, la Régie établit le coût moyen de la dette applicable à la base de tarification à 6,198 % pour l'année témoin 2017.**

[143] **La Régie prend acte de la mise à jour des taux d'intérêt applicables aux soldes des CER 3 ans et moins et ceux de plus de 3 ans, pour l'année témoin 2017, à 1,507 % et 1,845 % respectivement.**

5.3 TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[144] Le Distributeur demande initialement à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 6,939 %, soit une diminution de 0,010 % par rapport au taux de 6,949 % approuvé pour 2016. Ce taux, pour l'année témoin 2017, correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du taux de rendement sur les capitaux propres de 8,2 % et du coût moyen de la dette de 6,26 %⁵⁹.

⁵⁶ [Page 93](#), par. 369.

⁵⁷ [Page 68](#), par. 273.

⁵⁸ Pièce [B-0125](#), p. 6.

⁵⁹ Pièce [B-0020](#), p. 5.

[145] Avec la mise à jour du 30 novembre 2016 déposée par le Distributeur, le taux de rendement sur la base de tarification passe de 6,939 % à 6,899 %, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 4
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2017 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Coût moyen de la dette	65 %	6,198 %	4,029 %
Taux de rendement de la base de tarification			6,899 %

[146] **La Régie détermine pour l'année 2017 un taux de rendement de la base de tarification du Distributeur de 6,899 %.**

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[147] Le Distributeur demande initialement à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 5,291 % applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2017.

[148] Le 30 novembre 2016, le Distributeur dépose le coût du capital prospectif révisé à 5,053 %, à la suite de la mise à jour du coût moyen de la dette utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2016, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 5
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2016 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition	65 %	3,358 %	2,183 %
Coût du capital prospectif		5,053 %	

[149] **La Régie détermine pour l'année témoin 2017 le taux moyen du coût du capital prospectif à 5,053 %.**

6. PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

Année témoin 2017

[150] Pour l'année témoin projetée 2017, le Distributeur prévoit des ventes totales en énergie de 168,6 TWh, soit une croissance de 98 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2016. Par rapport à la prévision des ventes reconnues pour 2016 dans la décision D-2016-033, la prévision des ventes pour l'année témoin 2017 est inférieure de 1 638 GWh⁶⁰.

[151] Dans sa preuve initiale déposée le 28 juillet 2016, le Distributeur indique qu'il reste à l'affût des changements au chapitre de l'évolution de la demande d'électricité et qu'il envisage de présenter, au début des audiences, une mise à jour de sa prévision pour l'année 2017⁶¹.

⁶⁰ Pièce [B-0018](#), p. 5.

⁶¹ Pièce [B-0009](#), p. 8.

[246] La décision D-2008-024¹²⁸ permet, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, que tout ajustement de la facture de la charge locale de transport soit reflété aux revenus requis de l'année témoin du Distributeur.

[247] **La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2017 à un montant estimé de 2 857,1 M\$.**

Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur

[248] Le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2017. Dans cette demande, le Transporteur estime à 6,8 M\$ l'ajustement de ses revenus du service de transport de point à point attribuable au Distributeur¹²⁹.

[249] **La Régie approuve l'ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur attribuable au Distributeur, au montant estimé à 6,8 M\$ pour l'année témoin 2017.**

[250] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2017, les coûts du service de transport attribuables au Distributeur au montant total de 2 863,9 M\$.**

10. COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[251] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des coûts de distribution et des services à la clientèle (SALC) au montant de 3 063,2 M\$ pour l'année témoin 2017. Conformément aux décisions D-2014-037¹³⁰ et D-2014-034¹³¹, ce montant est subséquemment révisé à 3 071,4 M\$, afin de tenir compte de la mise à jour au 30 novembre 2016 des charges relatives au Bureau de l'efficacité et de l'innovation

¹²⁸ [Page 19](#).

¹²⁹ Dossier R-3981-2016, pièce [B-0093](#), p. 9, tableau 4.

¹³⁰ [Page 27](#), par. 80.

¹³¹ [Page 68](#), par. 273.

énergétiques (BEIÉ) et du coût de la dette, respectivement des ajustements de 12,5 M\$ et de -4,3 M\$.

[252] Les coûts de distribution et des SALC totalisent 3 071,4 M\$ pour l'année témoin 2017 et sont en hausse de 301,8 M\$ (10,9 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2016. Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des SALC.

TABLEAU 12
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Charges d'exploitation	1 260,9	1 221,2	1 213,4	1 167,3	(53,9)	(4,4 %)
Autres charges	871,8	786,7	788,9	1 128,5	341,8	43,4%
Frais corporatifs	32,0	30,6	30,4	31,8	1,2	3,9%
Rendement de la base de tarification	752,3	731,1	659,8	743,8	12,7	1,7%
Total	2 917,0	2 769,6	2 692,5	3 071,4	301,8	10,9%

Sources : Pièces [B-0027](#), p. 5, [B-0125](#), p. 5 et 7, et [B-0126](#), p. 3.

[253] Dans les sections qui suivent, la Régie examine les résultats de l'étude de balisage de la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec (section 10.1) et traite de chacune des rubriques des coûts de distribution et des SALC. Il s'agit des charges d'exploitation (section 10.2), des autres charges (section 10.3), des frais corporatifs (section 10.4) et du rendement de la base de tarification (section 10.5).

10.1 ÉTUDE DE BALISAGE DE LA RÉMUNÉRATION GLOBALE DES EMPLOYÉS D'HYDRO-QUÉBEC

10.1.1 HISTORIQUE DE LA DEMANDE DE LA RÉGIE

[254] Dans sa demande tarifaire 2014-2015, le Distributeur présentait l'évolution de 2012 à 2014 du salaire de base moyen d'Hydro-Québec ainsi que des avantages sociaux par groupe d'emplois. La Régie notait que les avantages sociaux s'élevaient à environ

TABLEAU 28
FRAIS CORPORATIFS

(en M\$)	2015 <i>Année historique</i>	2016 <i>(D-2016-033)</i>	2016 <i>Année de base</i>	2017 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Frais corporatifs	32,4	30,9	30,2	32,3	1,4	4,5%
Compte d'écarts - Coût de retraite	(0,4)	(0,3)	0,2	(0,5)	(0,2)	66,7%
Total	32,0	30,6	30,4	31,8	1,2	3,9%

Source : Pièce [B-0023](#), p. 8.

[478] **La Régie approuve les frais corporatifs au montant total de 31,8 M\$ pour l'année témoin 2017.**

10.5 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[479] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le rendement de la base de tarification au montant de 748,1 M\$ pour l'année témoin 2017. Conformément à la décision D-2014-034²⁴³, ce montant est subséquemment ajusté à 743,8 M\$. Le coût de la dette est révisé en tenant compte de la dette existante et des emprunts prévus au 31 octobre 2016, en actualisant les taux d'intérêt avec les prévisions du *Consensus Forecasts* de novembre 2016, correspondant à une baisse de 4,3 M\$²⁴⁴.

[480] Le rendement de la base de tarification se chiffre à 743,8 M\$ pour l'année témoin 2017, en hausse de 12,7 M\$ (1,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2016, tel que présenté au tableau suivant.

²⁴³ [Page 68](#), par. 273.

²⁴⁴ Pièce [B-0125](#), p. 5 et 7. La baisse de 4,3 M\$ se calcule comme suit : la moyenne des 13 soldes de la base de tarification 2017 de 10 780, 6 M\$ X (6,899 % - 6,939 %).

TABLEAU 29
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

(en M\$)	2015 <i>Année historique</i>	2016 <i>(D-2016-033)</i>	2016 <i>Année de base</i>	2017 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	437,2	429,2	435,1	434,4	5,2	1,2%
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	315,1	301,9	224,7	309,4	7,5	2,5%
Total	752,3	731,1	659,8	743,8	12,7	1,7%

Sources : Pièces [B-0023](#), p. 8, et [B-0125](#), p. 5 et 7.

[481] La hausse de 12,7 M\$ (1,7 %) provient d'une hausse de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification, atténuée par une baisse du taux de rendement de la base de tarification, passant d'un taux autorisé de 6,939 % en 2016 au taux révisé à 6,899 % en 2017.

[482] **La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 743,8 M\$ pour l'année témoin 2017.**

11. BASE DE TARIFICATION

[483] Le Distributeur demande à la Régie d'établir sa base de tarification pour l'année témoin 2017 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi.

[484] Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification pour l'année témoin 2017 se chiffre à 10 780,6 M\$. Le tableau suivant présente les composantes de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification sur la période 2015 à 2017.

14. REVENUS REQUIS

[539] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les revenus requis au montant de 11 787,4 M\$ pour l'année témoin 2017. Conformément aux décisions D-2014-037 et D-2014-034, ce montant est subséquemment ajusté à 11 795,6 M\$, afin de tenir compte des mises à jour au 30 novembre 2016 des charges relatives au BEIÉ et du coût de la dette, respectivement de 12,5 M\$ (voir la section 10.3.3) et de -4,3 M\$ (voir la section 10.5) pour l'année témoin 2017.

[540] Le tableau suivant présente le détail des revenus requis pour les années 2015 à 2017.

TABLEAU 36
REVENUS REQUIS 2017

(en M\$)	2015 Année historique	2016 (D-2016-033) ajustée (1)	2016 Année de base	2017 Année témoin	Variation Année témoin 2017 vs 2016 (D-2016-033)	
Achats d'électricité	5 961,4	6 235,6	6 145,6	5 807,6	(428,0)	(6,9 %)
Service de transport	2 783,9	2 750,9	2 750,9	2 916,6	165,7	6,0 %
Distribution						
Charges brutes directes	1 039,8	980,7	969,2	928,9	(51,8)	(5,3 %)
Charges de services partagés	558,1	553,2	573,2	538,8	(14,4)	(2,6 %)
Coûts capitalisés	(337,0)	(312,7)	(329,0)	(300,4)	12,3	(3,9 %)
Charges d'exploitation	1 260,9	1 221,2	1 213,4	1 167,3	(53,9)	(4,4 %)
Achats de combustible	104,0	69,5	69,5	86,5	17,0	24,5 %
Amortissement et déclassement	683,1	641,8	644,6	927,5	285,7	44,5 %
Comptes d'écarts et de reports	33,1	(8,6)	(8,6)	0,0	8,6	100,0 %
Taxes	51,6	84,0	83,4	114,5	30,5	36,3 %
Autres charges	871,8	786,7	788,9	1 128,5	341,8	43,4 %
Frais corporatifs	32,0	30,6	30,4	31,8	1,2	3,9 %
Rendement de la base de tarification	752,3	731,1	659,8	743,8	12,7	1,7 %
Total Distribution	2 917,0	2 769,6	2 692,5	3 071,4	301,8	10,9 %
Total	11 662,3	11 756,1	11 589,0	11 795,6	39,5	0,3 %

Sources : Pièces [B-0023](#), p. 6 à 8, [B-0125](#), p. 5 et 7, et [B-0126](#), p. 3.

Note 1 : La décision [D-2016-033](#) (p. 135, par. 504) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 30,0 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

- Masse salariale de -22,8 M\$ (pièce [B-0028](#), p. 5);
- Autres charges directes de -15,3 M\$ (pièce [B-0029](#), p. 5);
- Charges de services partagés de 36,1 M\$ (pièce [B-0030](#), p. 8);
- Coûts capitalisés de 2,0 M\$ (pièce [B-0032](#), p. 5).

[541] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2017 sont en hausse de 39,5 M\$ (0,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2016.

[542] Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 165,7 M\$ provenant des coûts du service de transport (voir la section 9) et de 295,5 M\$ relatif à la charge d'amortissement des soldes du compte de nivellement de la température pour aléas climatiques (voir la section 10.3.2). Cette augmentation est compensée partiellement par une baisse de 428,0 M\$ des achats d'électricité qui s'explique essentiellement par la variation des comptes de *pass-on* pour un montant créditeur de 356,5 M\$ et un ajustement des contrats spéciaux de 105,8 M\$ (voir la section 8.2)²⁷⁵.

[543] Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 11 694,9 M\$ pour l'année témoin 2017, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 37
ESTIMÉ DES REVENUS REQUIS 2017

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandés</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnus</i>
Achats d'électricité			
Compte de <i>pass-on</i> 2016 (voir les sections 4.3 et 8.2)		(1,6)	
Ajustement des contrats spéciaux (voir la section 8.2)		5,3	
Total		3,7	
Service de transport (voir la section 9)		(52,7)	
Charges d'exploitation (voir la section 10.2.3)		(30,0)	
Autres charges			
Compte de nivellement pour aléas climatiques (voir les sections 4.3 et 10.3.2)		(6,7)	
Amortissement (voir la section 10.3.2)		(15,0)	
Total		(21,7)	
Revenus requis	11 795,6	(100,7)	11 694,9

²⁷⁵ Pièce [B-0009](#), p. 8, tableau 2.

[544] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis 2017, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis 2017 ainsi ajustés, au plus tard le 14 mars 2017 à 12 h.

15. REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

15.1 REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[545] Les revenus autres que ceux provenant des ventes d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 174,1 M\$, pour l'année autorisée 2016, à 165,9 M\$ pour l'année témoin 2017, soit une baisse de 8,2 M\$ (-4,7 %).

[546] Le tableau suivant présente le détail des revenus autres que les ventes d'électricité pour les années 2015 à 2017.

TABLEAU 38
REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Facturation externe émise	95,4	95,2	92,7	81,4	(13,8)	(14,5 %)
Facturation interne émise	82,4	78,6	79,5	84,3	5,7	7,3%
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,4	0,3	0,2	0,2	(0,1)	(33,3 %)
Total	178,2	174,1	172,4	165,9	(8,2)	(4,7 %)

Source : Pièce [B-0044](#), p. 3.

Facturation externe émise

[547] Les revenus provenant de la facturation externe émise sont en baisse de 13,8 M\$ (-14,5 %) en 2017 par rapport au montant autorisé pour l'année 2016. Cette baisse