

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2016-033

R-3933-2015

7 mars 2016

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 2016-2017*

Intervenants :

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

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);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

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 DÉCISIONS	11
LEXIQUE	14
INTRODUCTION.....	17
1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2016-2017 DU DISTRIBUTEUR	18
2. SUIVIS DES MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	22
2.1 Collaboration avec les associations de consommateurs.....	22
2.2 Ententes de paiement.....	23
2.3 Interventions en efficacité énergétique	26
2.4 Harmonisation des services pour les MFR.....	27
2.5 Stratégie tarifaire	28
2.6 Conclusion.....	28
3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE	29
3.1 Évaluation des indicateurs d’efficacité en termes de coûts.....	29
3.2 Évaluation des indicateurs de performance en termes de qualité de service	32
3.3 Révision des indicateurs de qualité de service	34
3.4 Efficacité des fournisseurs internes du Distributeur	43
4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES.....	45
4.1 Conventions comptables en vertu des principes comptables généralement reconnus des États-Unis	45
4.2 Résultats de l’exercice de révision des durées de vie utile	51

4.3	Utilisation de la centrale de TCE en période de pointe.....	52
4.4	Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de <i>pass-on</i> 2013 et 2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015	55
5.	PARAMÈTRES FINANCIERS	61
5.1	Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres	62
5.2	Coût moyen de la dette	64
5.3	Taux de rendement de la base de tarification	65
5.4	Coût du capital prospectif	65
6.	PRÉVISION DES VENTES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	66
7.	COÛTS ÉVITÉS.....	71
7.1	Coûts évités en réseau intégré	71
7.2	Coûts évités en réseaux autonomes	77
8.	APPROVISIONNEMENTS.....	81
8.1	Approvisionnement en électricité	81
8.2	Achats d'électricité.....	95
9.	REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ	97
10.	SERVICE DE TRANSPORT	101
11.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE.....	104
11.1	Charges d'exploitation	104
11.2	Autres charges	135
11.3	Frais corporatifs.....	147
11.4	Rendement de la base de tarification	148

12.	BASE DE TARIFICATION.....	149
13.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016.....	155
13.1	Sommaire des investissements	155
13.2	Indicateurs relatifs aux investissements inférieurs à 10 M\$	169
13.3	Suivi du Projet LAD.....	173
14.	INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	175
14.1	Suivi des résultats 2014 et anticipés pour 2015	175
14.2	Demande budgétaire 2016.....	177
14.3	Rentabilité des programmes et impact tarifaire	178
14.4	Enjeux spécifiques à certains programmes	180
14.5	Autorisation du budget 2016 relatif aux interventions en efficacité énergétique.....	192
15.	REVENUS REQUIS.....	193
16.	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	195
16.1	Revenus autres que les ventes d'électricité	195
16.2	Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	196
17.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	197
18.	CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ	197
18.1	Suivi des engagements du dossier tarifaire 2015-2016.....	197
18.2	Offre de référence pour la conception du réseau de distribution	198
18.3	Frais d'administration	198
19.	TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2016-2017	204
19.1	Options d'ajustement tarifaire tenant compte de la variation des coûts	204

19.2	Tarifs domestiques	219
19.3	Tarifs généraux et industriel.....	223
19.4	Essais d'équipements	225
19.5	Tarif GD	229
19.6	Modalités applicables aux réseaux municipaux ayant des clients au tarif LG ou au tarif L	230
19.7	Autres modifications	231
19.8	Suivi des mesures visant les exploitations agricoles.....	233
19.9	Tarification au nord du 53 ^e parallèle.....	237
19.10	Suivi du tarif de développement économique.....	241
19.11	Suivi des rencontres avec l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec concernant les options d'électricité interruptible	242
19.12	Révision de la stratégie tarifaire.....	242
20.	STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES.....	242
20.1	Introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance	244
20.2	Seuil de la première tranche	247
20.3	Création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2).....	253
20.4	Programmes de gestion de la consommation	256
20.5	Stratégie relative au tarif DT	257
20.6	Tarif distinct pour la clientèle agricole	260
20.7	Véhicules électriques.....	263
21.	HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE	265
22.	FINANCEMENT DES INTERVENANTS HORS AUDIENCE	266
	DISPOSITIF	267

- 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

[213] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée précédemment par la Régie dans sa décision D-2003-93¹⁰⁷, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

[214] Le TRCP proposé par le Distributeur est de 8,2 % pour l'année témoin 2016, soit le taux fixé par la Régie dans sa décision D-2014-034.

[215] Le Distributeur précise que pour l'année 2016, plusieurs éléments continuent de militer en faveur du maintien du TRCP à 8,2 %. Au premier chef, les paramètres ayant un impact sur la détermination du TRCP du Distributeur n'ont pas changé de façon notable 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 il y a deux ans.

[216] De plus, le Distributeur souligne qu'il partage les mêmes conditions économiques et financières que les distributeurs gaziers Gaz Métro et Gazifère Inc. (Gazifère). Or, la Régie a accueilli favorablement, dans sa décision D-2015-076, la proposition de Gaz Métro de maintenir, pour les années tarifaires 2016 et 2017, le TRCP 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 TRCP à 9,10 % pour les années tarifaires 2016 et 2017¹⁰⁸.

[217] 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.

¹⁰⁷ Page 51.

¹⁰⁸ Pièce B-0020, p. 7.

[218] L'AQCIE-CIFQ demande que, dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018, la révision du TRCP soit abordée. Sans remettre en question la méthodologie présentée à la décision D-2014-034, l'intervenant souligne que le TRCP a été établi en prenant des valeurs qui se situent près des valeurs maximales des fourchettes pour le taux sans risque, la prime de risque de marché et l'ajustement pour les autres modèles¹⁰⁹. L'intervenant vise à revoir la valeur des paramètres retenus, à la lumière des variables économiques actuelles, notant particulièrement la baisse du taux des obligations 30 ans du gouvernement du Canada.

[219] La Régie rappelle, tel que mentionné dans sa décision D-2015-157, qu'elle ne peut, comme le suggère l'AQCIE-CIFQ, réviser seulement certains paramètres qui ont été pris en compte lors de l'établissement du TRCP autorisé du Transporteur et du Distributeur. L'établissement du TRCP ne devrait pas se faire sans une revue complète de l'environnement économique et financier.

[220] La Régie note que les taux d'intérêt sans risque se situent, comme lors de l'étude du dossier R-3842-2013, à des niveaux inférieurs à ceux requis pour l'application d'une formule d'ajustement automatique du TRCP. C'est pourquoi, dans sa décision D-2014-034¹¹⁰, la Régie a décidé de ne pas adopter de formule d'ajustement automatique.

[221] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que depuis la décision D-2014-034, l'ensemble des paramètres influençant le TRCP ainsi que les contextes économique et financier n'ont pas changé de façon importante, et que la reconduction du taux de rendement de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire. **La Régie ne retient donc pas la demande de l'AQCIE-CIFQ d'exiger que le sujet du TRCP du Distributeur soit traité à nouveau lors de la demande tarifaire 2017-2018.**

[222] **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 2016, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur à 8,2 %.**

¹⁰⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 23.

¹¹⁰ Pages 66 et 67.

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[223] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2016, un coût moyen de la dette ajusté pour tenir compte des comptes d'écart et de reports (CER) de 6,410 %, soit une diminution de 0,068 % par rapport au taux de 6,478 % approuvé pour 2015.

[224] Conformément à la décision D-2015-018¹¹¹, 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 moins de 3 ans et de 3 ans et plus, respectivement de 1,567 % et de 1,936 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[225] Conformément à la décision D-2014-034¹¹², le Distributeur dépose en décembre la mise à jour du coût moyen de la dette en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2015. Selon cette mise à jour, le coût moyen de la dette, ajusté pour tenir compte des CER, passe à 6,276 % pour l'année témoin 2016¹¹³.

[226] Le Distributeur dépose également, en décembre 2015, 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, respectivement de 1,553 % et de 2,040 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[227] **Par conséquent, la Régie établit le coût moyen de la dette applicable à la base de tarification à 6,276 % pour l'année témoin 2016.**

[228] **La Régie prend acte de la mise à jour des taux d'intérêt applicables aux soldes des CER de moins de 3 ans et ceux de 3 ans et plus, pour l'année témoin 2016, à 1,553 % et 2,040 % respectivement.**

¹¹¹ Page 93, par. 369.

¹¹² Page 68, par. 273.

¹¹³ Pièce B-0132, p. 5.

[556] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des frais corporatifs au montant de 30,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 30,6 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[557] Les frais corporatifs pour le Distributeur passent d'un montant autorisé de 30,8 M\$ en 2015 à 30,6 M\$ en 2016, soit une baisse de 0,2 M\$ (-0,6 %), tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 36
FRAIS CORPORATIFS

(en M\$)	2014 Année historique	2015 (D-2015-018)	2015 Année de base Révisée (1)	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (1)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Frais corporatifs	28,8	31,3	31,9	31,0	30,9	(0,4)	(1,3 %)
Compte d'écarts - Coût de retraite	1,6	(0,5)	(0,4)	(0,9)	(0,3)	0,2	40,0%
Total	30,4	30,8	31,5	30,1	30,6	(0,2)	(0,6 %)

Sources : Pièce B-0022, p. 8; pièce B-0128, p. 13 et pièce B-0145, p. 9.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[558] **La Régie approuve les frais corporatifs au montant total de 30,6 M\$ pour l'année témoin 2016.**

11.4 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[559] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le rendement de la base de tarification au montant de 751,7 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 753,0 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la mise à jour du coût de la dette actualisé avec les prévisions du *Consensus Forecasts* de novembre 2015²⁹⁴ pour un montant de -9,4 M\$, en conformité avec la décision D-2014-034²⁹⁵.

²⁹⁴ Pièce B-0132, p. 5.

²⁹⁵ Page 68, par. 273.

[560] Le rendement de la base de tarification se chiffre à 741,1 M\$ pour l'année témoin 2016, en baisse de 17,3 M\$ (-2,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015²⁹⁶, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 37
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

(en M\$)	2014 <i>Année historique</i>	2015 <i>(D-2015-018)</i>	2015 <i>Année de base Révisée (1)</i>	2016 <i>Année témoin Initiale</i>	2016 <i>Année témoin Révisée (1)</i>	2016 <i>Année témoin Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Charge de désactualisation	1,6	1,6					(1,6)	(100,0 %)
Rendement de la base de tarification	858,2	756,8	774,0	751,7	753,0	741,1	(15,7)	(2,1 %)
Capitaux empruntés (frais financiers réglés)	449,6	450,0	439,9	445,1	445,9	435,0	(15,0)	(3,3 %)
Capitaux propres (bénéfice réglé)	408,6	306,8	334,1	306,6	307,1	306,1	(0,7)	(0,2 %)
Total	859,8	758,4	774,0	751,7	753,0	741,1	(17,3)	(2,3 %)

Sources : Pièce B-0022, p. 8; pièce B-0128, p. 13 et pièce B-0145, p. 9.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[561] La baisse de 17,3 M\$ (-2,3 %) provient principalement de la diminution du taux de rendement de la base de tarification, passant d'un taux autorisé de 7,081 % en 2015 à 6,949 % en 2016.

[562] La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 734,2 M\$ pour l'année témoin 2016, considérant une baisse de 6,9 M\$²⁹⁷ attribuable à une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) (voir la section 12).

12. BASE DE TARIFICATION

[563] Le Distributeur demande à la Régie d'établir sa base de tarification pour l'année témoin 2016 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.

²⁹⁶ Le montant autorisé en 2015 inclut une charge de désactualisation de 1,6 M\$ qui est reclassée aux charges d'exploitation en 2016, conformément aux PCGR des États-Unis.

²⁹⁷ La baisse de 6,9 M\$ se calcule comme suit : 100 M\$ x 6,949 %.