

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-027

R-4057-2018

5 mars 2019

Phase 1

PRÉSENTS :

Louise Rozon

Simon Turmel

Sylvie Durand

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 2019-2020*

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Éric Fraser et M^e Simon Turmel.

Intervenants :

Administration régionale Kativik (ARK)

représentée par M^e François Dandonneau et M^e Nicolas Dubé;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Denis Falardeau;

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

représenté par M^e Steve Cadrin;

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

représenté par M^e Pierre Pelletier et M^e Guy Sarault;

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

représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard, M^e Geneviève Paquet et M^e Marc Bishai;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

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

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

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

représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Hélène Sicard;

Union des producteurs agricoles (UPA)

représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	9
2.	CONCLUSION PRINCIPALE.....	10
3.	CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2019-2020.....	11
4.	SUIVI DE LA STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	13
5.	EFFICIENCE ET PERFORMANCE.....	18
5.1	Indicateurs d'efficacité en termes de coûts	18
5.2	Modifications des indicateurs de performance en matière de qualité de service	19
5.3	Évolution des indicateurs de qualité de service	23
6.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES	25
6.1	Ajouts et modifications aux conventions comptables en vertu des principes comptables généralement reconnus des États-Unis	25
6.2	Révision des modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques	26
6.3	Adoption de la nouvelle norme ASC 842, <i>Leases</i>	30
6.4	Test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations	32
6.5	Résultats de l'exercice de révision des durées de vie utile	33
6.6	Création d'un Facteur Z et d'un compte de neutralisation pour la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens.....	36
6.7	Création d'un Facteur Z générique et d'un compte de neutralisation.....	39
7.	PROPOSITIONS LIÉES À L'IMPLANTATION DU MRI.....	44
7.1	Indicateurs de qualité de service à lier au MTÉR.....	44
7.2	Clause de sortie	49
7.3	Données détaillées à fournir dans le rapport annuel 2019	55

8.	PARAMÈTRES FINANCIERS	58
9.	PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	60
9.1	Année témoin 2019	60
9.2	Année de base 2018	63
9.3	Suivi de la décision D-2017-022 : Caractéristiques de consommation des véhicules électriques	65
9.4	Taux de pertes	66
10.	COÛTS ÉVITÉS.....	72
10.1	Coûts évités en réseau intégré.....	72
10.2	Coûts évités en réseaux autonomes.....	83
11.	APPROVISIONNEMENTS	84
11.1	Approvisionnement en électricité	84
11.2	Indicateur de performance des achats de court terme.....	89
11.3	Achats d'électricité	94
12.	SERVICE DE TRANSPORT	96
13.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE	98
13.1	Formule d'indexation.....	100
13.2	Facteurs Y	100
13.3	Facteurs Z.....	111
13.4	Compte de neutralisation – Facteur Z.....	113
13.5	Compte d'écarts pré-MRI	113
13.6	Compte d'écarts – Rendement à remettre à la clientèle.....	114
13.7	Conclusion sur les coûts de distribution et des services à la clientèle.....	117
14.	BASE DE TARIFICATION	118

15. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2019	119
15.1 Sommaire des investissements.....	119
15.2 Projets inférieurs à 10 M\$.....	121
15.3 Résultats du balisage et indicateurs de performance	124
16. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	127
16.1 Demande budgétaire 2019	127
16.2 Gestion de la demande en puissance.....	129
16.3 Réseaux autonomes.....	133
16.4 Budget global approuvé en 2019	134
17. REVENUS REQUIS.....	134
18. REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	137
18.1 Revenus autres que les ventes d'électricité.....	137
18.2 Rabais sur ventes - ménages à faible revenu	139
19. CONDITIONS DE SERVICE	139
19.1 Conversion de tension.....	140
19.2 Autres modifications	141
19.3 Frais et prix liés au service d'électricité	142
19.4 Suivis de la décision D-2017-118.....	143
20. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2019-2020	144
20.1 Options d'ajustement tarifaire tenant compte de la variation des coûts	144
20.2 Répartition du coût de service.....	151
20.3 Stratégie relative aux tarifs domestiques	151
20.4 Stratégie relative aux tarifs généraux et industriel.....	160
20.5 Introduction d'un tarif de relance industrielle pour la clientèle au tarif M.....	162
20.6 Modifications des modalités relatives aux essais d'équipements par la clientèle de moyenne puissance	163

20.7	Autres modifications au texte des Tarifs d'électricité	164
20.8	Suivi des mesures visant les exploitations agricoles	167
20.9	Suivi du tarif de développement économique.....	169
20.10	Suivi du tarif expérimental BR	172
20.11	Suivi de l'option tarifaire de mesurage net en réseaux autonomes.....	173
21.	TARIFICATION DYNAMIQUE	173
21.1	Crédit en pointe critique.....	175
21.2	Tarif de pointe critique.....	175
21.3	Autres options et modalités d'implantation	177
22.	HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE.....	188
	DISPOSITIF	190
	ANNEXE 1	193

1. INTRODUCTION

[1] Le 27 juillet 2018, 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 pour l'année tarifaire 2019-2020 (la Demande tarifaire)².

[2] Le 31 juillet 2018, la Régie rend sa décision D-2018-097³. Elle demande notamment au Distributeur de publier, dans certains quotidiens ainsi que sur différentes plateformes multimédias, un avis donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de la Demande tarifaire. Elle lui demande également d'afficher cet avis public sur son site internet.

[3] Le 24 août 2018, la Régie tient une audience portant sur l'opportunité ou non de suspendre l'examen des interventions en efficacité énergétique dans le présent dossier, considérant l'examen en cours des programmes et des mesures du Distributeur dans le cadre de la demande de Transition énergétique Québec (TEQ)⁴.

[4] Le 17 septembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-129⁵ sur les demandes d'intervention, les budgets de participation, l'échéancier de traitement du dossier et les interventions en efficacité énergétique. Elle limite l'examen des interventions en efficacité énergétique aux modifications significatives entre le budget reconnu en 2018 et celui demandé pour l'année témoin 2019. Ainsi, seuls le programme de gestion de la demande en puissance (GDP) résidentiel et les programmes visant les réseaux autonomes seront examinés.

[5] Le 9 octobre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-140⁶ sur la demande d'ordonnance de traitement confidentiel.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Pièce [B-0002](#), p. 6 et 7.

³ Décision [D-2018-097](#).

⁴ Dossier R-4043-2018.

⁵ Décision [D-2018-129](#).

⁶ Décision [D-2018-140](#).

[6] L'audience a lieu du 6 au 20 décembre 2018, date à laquelle la Régie entame son délibéré, à l'exception du sujet portant sur la méthode de liaison des indicateurs de performance au mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR).

[7] Le 1^{er} février 2019, la Régie rend sa décision D-2019-011⁷. Elle décide de traiter, dans le cadre d'une phase 2 du présent dossier, des enjeux relatifs au « *scoping* » de l'étude de productivité multifactorielle et fixe l'échéancier de traitement de cette phase 2.

[8] Le 21 février 2019, la Régie entame son délibéré portant sur la méthode de liaison des indicateurs de performance au MTÉR.

[9] Le 26 février 2019, le Distributeur dépose aux pièces B-0174, B-0175 et B-0176 une version non caviardée des pièces B-0058, B-0090 et B-0128.

[10] 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 2019-2020 et à certaines caractéristiques liées à l'implantation du mécanisme de réglementation incitative (MRI). Elle rendra ultérieurement sa décision sur la méthode de liaison des indicateurs de performance au MTÉR.

2. CONCLUSION PRINCIPALE

[11] Le Distributeur propose une hausse tarifaire révisée de 1,2 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance (tarif L), pour lequel la hausse révisée est de 0,6 %, étant donné qu'ils ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

[12] Pour les motifs exposés ci-après, la Régie estime la hausse tarifaire à 0,9 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance (tarif L) qui devrait connaître une hausse de 0,3 %.

⁷ Décision [D-2019-011](#).

[13] Selon la Régie, la hausse tarifaire estimée fait en sorte que pour un client résidentiel chauffé à l'électricité, dont la consommation moyenne annuelle est de 18 261 kWh/an, sa facture augmentera d'environ 1,11 \$ par mois ou 13 \$ par année.

3. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2019-2020

[14] Lors du dépôt de la Demande tarifaire, le Distributeur propose, pour l'année tarifaire 2019-2020, une hausse des tarifs d'électricité de 0,8 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance (tarif L) pour lesquels la hausse proposée est de 0,2 %, afin de récupérer son coût de service de l'année témoin 2019. Les revenus requis demandés par le Distributeur totalisent 12 265,6 M\$.

[15] Conformément aux décisions D-2014-037⁸ et D-2014-034⁹, ce montant est subséquemment révisé à 12 302,5 M\$ afin de tenir compte de la mise à jour, au 5 décembre 2018, des dépenses relatives à TEQ et du coût de la dette, respectivement de 40,2 M\$ et de -3,3 M\$. Ainsi, la hausse des tarifs d'électricité est révisée à 1,2 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse proposée est révisée à 0,6 %.

[16] Le présent dossier tarifaire constitue la première année d'application du MRI pour la détermination du revenu requis et des tarifs qui en découlent.

[17] L'implantation d'un MRI de type plafonnement des revenus a été approuvée en avril 2017 aux fins de l'établissement des tarifs du Distributeur¹⁰. En vertu de cette décision, les tarifs au 1^{er} avril 2018, première année de ce mécanisme d'une durée de quatre années, ont été fixés sur la base de la méthode du coût de service, comme par le passé. Pour chacune des trois années subséquentes, les revenus requis et la hausse tarifaire qui en découle doivent être déterminés sur la base du MRI, dont les paramètres, plus particulièrement ceux de la Formule d'indexation¹¹, ont été approuvés en juin 2018.

⁸ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision [D-2014-037](#), p. 27, par. 80.

⁹ Dossier R-3842-2013, décision [D-2014-034](#), p. 68, par. 273.

¹⁰ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 24, par. 69.

¹¹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 13 et 14.

[18] Ainsi, une très large part des revenus requis de 2019 associés à la distribution sont maintenant établis au moyen de cette Formule d'indexation. Le reste des revenus requis associés à la distribution, tout comme ceux liés aux approvisionnements et au service de transport, continuent d'être établis sur la base de la méthode du coût de service.

[19] Par ailleurs, l'année 2019 donnera également lieu, le cas échéant, au partage d'éventuels écarts favorables de rendements, une fois l'année complétée, au moyen du MTÉR. À cet égard, conformément à la demande de la Régie, le Distributeur présente une proposition pour lier certains de ses indicateurs de qualité de service au MTÉR, de façon à assurer qu'une plus grande efficacité ne puisse porter atteinte à la qualité du service. Ainsi, le partage d'éventuels écarts favorables au terme de l'année 2019 sera modulé en fonction des indicateurs de qualité de service. Le montant des écarts à partager, le cas échéant, sera intégré en réduction des revenus requis, lors de la demande tarifaire 2021-2022 qui sera déposée en 2020.

[20] Par ailleurs, le Distributeur poursuit ses investissements dans le développement, le maintien et l'amélioration de ses installations, afin de répondre à la demande d'électricité, d'assurer la fiabilité de l'alimentation et d'offrir un service de qualité. Pour 2019, ses besoins d'investissement totalisent 824,8 M\$, dont une enveloppe de 624,2 M\$ est consacrée à des projets de moins de 10 M\$.

[21] Par ses interventions en efficacité énergétique, le Distributeur entend contribuer à la transition énergétique du Québec décrite dans le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 (le Plan directeur) de TEQ déposé à la Régie le 15 juin 2018¹². Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver, pour l'année témoin 2019, un budget de 100,8 M\$ (investissements et charges) pour les interventions en efficacité énergétique.

[22] Dans sa décision D-2018-129¹³, afin d'éviter un risque de décisions contradictoires et de favoriser une saine utilisation des ressources, la Régie juge qu'il est opportun de limiter l'examen des interventions en efficacité énergétique aux modifications significatives entre le budget reconnu en 2018 et celui demandé pour l'année témoin 2019. Ainsi, seuls les enjeux liés à la GDP dans le marché résidentiel (6,9 M\$) et aux programmes visant les réseaux autonomes (3,6 M\$) sont examinés.

¹² Dossier R-4043-2018, pièce [B-0001](#).

¹³ [Page 7](#), par. 23.

[23] Le Distributeur propose certaines mesures tarifaires visant à poursuivre l'implantation graduelle de la stratégie déjà reconnue par la Régie, en particulier à l'égard de la 1^{re} tranche de consommation du tarif domestique D et à bonifier l'offre pour la clientèle de moyenne puissance.

[24] Comme annoncé dans le cadre de son dernier dossier tarifaire, le Distributeur propose d'introduire de façon progressive des options de tarification dynamique sur une base volontaire. Ces options seront offertes à la fin de 2019, permettant ainsi l'implantation des outils informatiques requis et la mise en place d'une stratégie complète d'accompagnement de la clientèle dans ses choix tarifaires.

[25] Quant aux *Conditions de service*, le Distributeur propose quelques clarifications et ajouts, à la suite de leur refonte en profondeur complétée en 2017¹⁴.

4. SUIVI DE LA STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[26] Le Distributeur poursuit l'étude et la mise en place des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu afin d'alléger la charge budgétaire consacrée à leur facture d'électricité. Il développe à cet égard des services de recouvrement et des interventions en efficacité énergétique adaptés à la situation de ces clients.

[27] Le Distributeur présente les suivis demandés par la Régie dans ses décisions D-2018-025 et D-2017-022¹⁵ pour les mesures suivantes :

- la mise en place d'une entente plus généreuse « entente personnalisée Solution B plus » pour les ménages à très faible revenu;
- le projet pilote relatif à l'effacement graduel de la dette;
- le centre d'accompagnement destiné aux ménages à faible revenu.

¹⁴ Dossier R-3964-2016, décision [D-2017-118](#).

¹⁵ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 196, 198 et 201, par. 772, 784, 788 et 801.

Mise en place d'une entente plus généreuse

[28] En suivi de la décision D-2018-025¹⁶, le Distributeur confirme la mise en place d'une entente plus généreuse « entente personnalisée Solution B Plus » depuis le 3 avril 2018.

[29] Le Distributeur rappelle les modalités de cette entente. Il indique que, outre les autres modalités applicables, les ménages à faible revenu admissibles sont ceux ayant un revenu égal ou inférieur à 50 % du seuil de faible revenu établi par Statistique Canada. Par ailleurs, l'introduction de la notion du taux d'effort¹⁷ sur le revenu vise à rehausser la subvention à la consommation des ménages à faible revenu en leur versant une subvention de 5 % de leur revenu mensuel brut, si requis. Le Distributeur soutient que 1 738 ententes plus généreuses ont été conclues au 30 juin 2018.

Projet pilote relatif à l'effacement graduel de la dette

[30] Le Distributeur a entamé un projet pilote relatif à l'effacement graduel de la dette en 2017 en vue d'un déploiement au début de l'année 2018¹⁸.

[31] Cette mesure vise à radier une portion des sommes dues au fur et à mesure des versements mensuels effectués par les clients ayant des ententes personnalisées, afin de les encourager à se rendre au terme de leurs ententes¹⁹. De ces clients, le Distributeur constitue un groupe test et compare ensuite leur taux d'encaissements et le respect de leur entente de paiement à un groupe témoin composé de clients ayant déjà bénéficié de la radiation de la dette²⁰.

[32] En suivi de la décision D-2018-025²¹, il présente au tableau suivant les résultats finaux du projet pilote qui s'est déroulé sur une période de 14 mois.

¹⁶ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 219, par. 877 et 878.

¹⁷ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 218.

¹⁸ Dossier R-3980-2016, pièce [B-0056](#), p. 6 et 7.

¹⁹ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0051](#), p. 5.

²⁰ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0051](#), p. 6.

²¹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 220, par. 883.

TABLEAU 1
RÉSULTATS DU PROJET PILOTE D'EFFACEMENT GRADUEL DE LA DETTE
FÉVRIER 2017 - AVRIL 2018

Indicateur	Groupe test	Groupe témoin
Proportion des sommes attendues et payées	72 %	76 %
Proportion des ententes rendues à terme	60 %	66 %

Source : Pièce [B-0006](#), p. 23.

[33] Sur la base de ces résultats, le Distributeur soutient que l'écart entre les deux groupes n'est pas significatif pour la proportion des sommes attendues et payées. Quant à la proportion des ententes rendues à terme, l'effacement graduel de la dette ne favorise pas le paiement régulier du versement de l'entente. Compte tenu de ces résultats, le Distributeur ne compte pas déployer la mesure relative à l'effacement graduel de la dette.

Centre d'accompagnement

[34] Dans sa décision D-2017-022²², la Régie a demandé au Distributeur de mettre en place, à l'interne, un centre d'accompagnement pour les ménages à faible revenu afin de coordonner l'ensemble de ses interventions. La mise en place de ce centre compte deux phases, une première qui consiste à valider l'admissibilité des ménages à faible revenu aux ententes de paiement personnalisées et à introduire une entente plus généreuse. Quant à la deuxième phase, elle vise à transférer vers TEQ, par téléphone, les ménages à faible revenu présentant une forte consommation, pour étudier leur admissibilité aux interventions en efficacité énergétique.

[35] En suivi de la décision D-2017-022, le Distributeur confirme la mise en place de la première phase, avec l'introduction d'un nouvel outil et de nouvelles modalités d'ententes offertes aux ménages à faible revenu.

[36] Le nouvel outil vise à maximiser l'accès des ménages à faible revenu aux ententes personnalisées en fonction de leur revenu. Il vise également à assurer une équité entre les différents groupes de clients et à leur offrir des ententes de paiement par classe de revenu ainsi qu'à mieux orienter les représentants du centre d'accompagnement dans l'offre de ces

²² Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 201, par. 801.

ententes²³. Quant aux nouvelles modalités, elles visent à offrir aux ménages à faible revenu, ayant des difficultés à mener à terme leur entente de paiement, une entente appelée « dernière chance »²⁴ qui est mieux adaptée à leur situation et à leur revenu.

[37] Pour la deuxième phase, le Distributeur indique que son implantation est prévue pour septembre 2018. Il souligne cependant que le transfert des appels des ménages à faible revenu vers TEQ ne pourra, à court terme, être accompagné²⁵ et que ce mode de fonctionnement pourrait être modifié ultérieurement, advenant un changement technologique du système téléphonique.

[38] Enfin, le Distributeur continue de financer²⁶ les différentes associations de consommateurs afin de soutenir leurs activités d'accompagnement budgétaire des clients en difficulté de paiement.

Position des intervenants

[39] L'UC recommande d'allonger la période de trêve hivernale et d'exiger que le Distributeur agisse de façon proactive, voire préventive, en mettant en place une procédure de rebranchement systématique pour les ménages à faible revenu ayant subi une interruption de service durant les périodes hivernales et caniculaires.

[40] Par ailleurs, l'UC et OC notent un resserrement des règles d'admissibilité des ménages à faible revenu à l'entente personnalisée de type A. Elles recommandent de rétablir le seuil d'admissibilité à cette entente entre 100 % et 120 % du seuil de faible revenu, tel qu'appliqué en 2014. Quant à la nouvelle entente personnalisée Solution B Plus, l'UC est d'avis qu'il est arbitraire de fixer à 50 % le seuil de faible revenu pour établir le critère d'admissibilité à cette entente. Elle recommande une justification plus probante de cette proportion.

[41] En ce qui a trait au centre d'accompagnement, l'UC et OC sont préoccupées par la rigidité du nouvel outil au niveau de la détermination de l'admissibilité des ménages à faible revenu aux ententes de paiement personnalisées. L'UC recommande de modifier le processus d'établissement d'ententes de paiement afin que les ménages à faible revenu en

²³ Pièce [A-0061](#), p. 164 à 166.

²⁴ Pièce [B-0006](#), p. 24.

²⁵ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0051](#), p. 9.

²⁶ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 224.

difficulté de paiement soient identifiés au premier contact et d'une façon proactive. De son côté, OC encourage le Distributeur à donner plus de flexibilité et de marge de manœuvre aux agents du centre d'accompagnement dans l'évaluation de la situation d'un ménage à faible revenu et dans la détermination de son admissibilité aux ententes de paiement.

Opinion de la Régie

[42] La Régie reconnaît les efforts du Distributeur visant à soutenir les ménages à faible revenu. Elle juge que les seuils établis par le Distributeur, afin de déterminer l'admissibilité de ses clients aux différentes ententes de paiement, sont raisonnables. Tenant compte des commentaires des intervenants, la Régie encourage le Distributeur à analyser les résultats des nouveaux modèles d'ententes de paiement et à apporter des ajustements, si nécessaire.

[43] La Régie ne retient pas la recommandation de l'UC relative à l'allongement de la période de trêve hivernale et de rebranchement systématique pour les ménages à faible revenu ayant subi une interruption de service durant les périodes hivernales et caniculaires. La Régie s'est récemment prononcée à ce sujet dans sa décision D-2017-118²⁷ portant sur les *Conditions de service*.

[44] La Régie prend acte du suivi du Distributeur relatif à la mise en place de l'entente personnalisée Solution B Plus.

[45] De plus, la Régie prend acte du suivi du Distributeur quant au projet pilote relatif à l'effacement graduel de la dette et de sa décision de ne pas la déployer.

[46] Pour ce qui est du nouvel outil que le Distributeur a mis en place au centre d'accompagnement, en lien avec les préoccupations de l'UC et d'OC quant à sa rigidité, la Régie demande au Distributeur d'être flexible dans son offre de service.

[47] Enfin, la Régie demande au Distributeur de poursuivre le suivi de sa stratégie visant à soutenir les ménages à faible revenu dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

²⁷ Dossier R-3964-2016, décision [D-2017-118](#), p. 39 et 40.

5. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

5.1 INDICATEURS D'EFFICIENCE EN TERMES DE COÛTS

[48] De 2007 à 2017, le Distributeur présentait, dans le cadre de ses demandes tarifaires, huit indicateurs d'efficacité internes pour rendre compte de sa performance en matière de contrôle de ses coûts²⁸. Les coûts étaient alors projetés sur la base de la méthode du coût de service. Ces indicateurs étaient utilisés par la Régie afin d'évaluer l'évolution pluriannuelle des charges d'exploitation et le niveau des revenus additionnels requis pour l'année témoin visée.

[49] Tel que mentionné précédemment, la présente demande tarifaire constitue la première année d'application du MRI. Ainsi, les revenus requis sont en grande partie déterminés à l'aide de la Formule d'indexation.

[50] Dans ce contexte, le Distributeur indique ne plus être en mesure de calculer les indicateurs de coûts pour une année témoin, plusieurs des intrants requis pour leur calcul faisant partie de la Formule d'indexation et ne pouvant être isolés²⁹. Il ajoute que, même si les indicateurs de coût total avaient pu être calculés, les principaux écarts entre 2018 et 2019 auraient reflété la variation des Facteurs Y et des Facteurs Z, qui sont hors de son contrôle. À son avis, les indicateurs d'efficacité ne permettant plus de rendre compte de sa performance à l'égard de ses coûts, il propose de ne plus les présenter.

[51] La FCEI souhaite que la Régie demande au Distributeur de déposer les indicateurs d'efficacité en termes de coûts sur les données historiques³⁰.

[52] Dans sa décision D-2017-043³¹, la Régie jugeait que l'utilisation d'indicateurs d'efficacité n'offrirait aucune valeur ajoutée quant au contrôle des coûts de distribution et de service à la clientèle par rapport à la Formule d'indexation, mais que des indicateurs d'efficacité pourraient être introduits, au besoin, pour compléter l'examen d'éléments exclus de la Formule d'indexation.

²⁸ Voir notamment le dossier R-4011-2017, pièce [B-0009](#), p. 9 et 10.

²⁹ Pièce [B-0008](#), p. 5.

³⁰ Pièce [C-FCEI-0019](#), p. 4.

³¹ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 99, par. 418.

[53] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie considère qu'il n'est plus utile de présenter les indicateurs d'efficience en lien avec les charges d'exploitation nettes et les immobilisations en exploitation nettes, de même qu'un indicateur de coût total. Elle estime qu'il est plus approprié de procéder à un examen des variations des Facteurs Y et des Facteurs Z.

[54] **Considérant ce qui précède, la Régie retient la proposition du Distributeur de ne plus présenter d'indicateurs d'efficience en termes de coûts.**

5.2 MODIFICATIONS DES INDICATEURS DE PERFORMANCE EN MATIÈRE DE QUALITÉ DE SERVICE

[55] Le Distributeur formule un ensemble de propositions relatives à l'ajout, au retrait ou à la modification d'indicateurs de performance en matière de qualité de service.

Suivis

[56] Conformément à la décision D-2018-025³², le Distributeur dépose l'état d'avancement des travaux du groupe de travail multipartite (le Groupe de travail multipartite) sur les indicateurs de performance et de mesure de la satisfaction dans les processus associés aux raccordements et aux prolongements de réseau.

[57] Le Distributeur propose de retirer les indicateurs suivants : « Délai moyen de prolongement de réseau aérien et souterrain / Délai d'attente client » et de les remplacer par l'indicateur « Taux de respect des engagements à la 1^{re} date annoncée au client »³³.

[58] Les intervenants concernés sont généralement satisfaits des propositions issues de ces suivis.

³² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 28, par. 63.

³³ Pièce [B-0008](#), p. 6.

[59] La FCEI estime que le nouvel indicateur est plus global et qu'il reflète mieux la performance du Distributeur à l'égard de ses interactions avec ses clients. Toutefois, elle est d'avis qu'utilisé seul, cet indicateur ouvre la porte au prolongement des délais de service. Ainsi, l'intervenante souhaite ajouter un indicateur qui permettrait de suivre le délai entre la date où le client demande le service et la première date annoncée³⁴.

[60] Pour sa part, l'UPA demande un suivi, une fois par année, au Comité de liaison HQ-UPA, des indicateurs de performance additionnels plus représentatifs de la clientèle agricole, soit le « Taux de respect des engagements à la 1^{re} date annoncé au client » et le « Temps de cycle ». L'intervenante demande également de partager les résultats du sondage de satisfaction post-transaction, au moins une fois par année, au Comité de liaison HQ-UPA.

[61] Pour ce qui est de la proposition de la FCEI, le Distributeur fait valoir que l'indicateur proposé (seul ou combiné) ne permet pas d'apprécier la qualité du service rendu. À son avis, cet indicateur ne permet pas de tenir compte de la complexité des travaux à effectuer et du temps pris par un client à transmettre les informations nécessaires à leur réalisation³⁵. Il précise également que le délai peut être plus long parce qu'un client préfère une date plus éloignée que celle proposée par le Distributeur³⁶. Enfin, tenant compte de ce qui précède, il est d'avis qu'un tel indicateur n'est pas comparable d'une année à l'autre³⁷.

[62] La Régie constate que le Distributeur est en mesure de répondre à la proposition de l'UPA³⁸.

[63] Quant à la proposition de la FCEI, la Régie partage l'avis du Distributeur selon lequel le délai entre la date où le client demande le service et la première date annoncée n'est pas une mesure adéquate de la qualité du service rendu. En effet, elle juge que ce délai peut être tributaire d'éléments hors du contrôle du Distributeur.

³⁴ Pièce [C-FCEI-0019](#), p. 6.

³⁵ Pièce [B-0105](#), p. 10 et 11.

³⁶ Pièce [A-0057](#), p. 184.

³⁷ Pièce [A-0057](#), p. 195 à 197.

³⁸ Pièce [B-0105](#), p. 11 et 12.

[64] **Pour ces motifs, la Régie approuve l'ajout de l'indicateur « Taux de respect des engagements à la 1^{re} date annoncée au client » et le retrait des indicateurs « Délai moyen de prolongement de réseau aérien / Délai d'attente client » et « Délai moyen de prolongement de réseau souterrain / Délai d'attente client ».**

[65] **De plus, elle prend acte de l'état d'avancement des travaux du Groupe de travail multipartite. Elle approuve la proposition du Distributeur relative à la mesure de la satisfaction dans les processus associés aux raccordements et aux prolongements de réseau.**

[66] **Enfin, la Régie demande au Distributeur de faire les suivis demandés par l'UPA au Comité de liaison HQ-UPA.**

Modifications et ajouts proposés par le Distributeur

[67] Le Distributeur propose les modifications et les ajouts suivants aux indicateurs de performance³⁹ :

- ajouter les indicateurs « Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions) » et « Nombre de pannes basse tension » afin d'améliorer la performance de son réseau et d'optimiser la fiabilité du service électrique;
- unifier « ISC Affaires » et « ISC Grands comptes » pour créer l'« Indice de satisfaction de la clientèle » afin de refléter le fonctionnement de ses activités de service depuis sa restructuration en 2017;
- réviser les paramètres du « Taux de fréquence des accidents » au 1^{er} janvier 2018 afin de ne pas se limiter aux événements indemnisés par la Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du travail.

³⁹ Pièce [B-0008](#), p. 7 à 9.

[68] **La Régie approuve l'ajout des indicateurs suivants : « Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions) » et « Nombre de pannes basse tension ». Elle approuve également la création de l'« Indice de satisfaction de la clientèle » et de la révision des paramètres du « Taux de fréquence des accidents ».**

Propositions des intervenants dans le cadre des indicateurs de qualité de service à lier au MTÉR

[69] Certains intervenants formulent des propositions relatives aux indicateurs à lier au MTÉR (voir la section 7.1). Trois indicateurs étant nouveaux, la Régie juge qu'il est opportun d'évaluer la pertinence de les ajouter à la liste des indicateurs de performance en matière de qualité de service pour lesquels un suivi est requis dans le cadre des dossiers tarifaires.

[70] *Pacific Economics Group Research LLC* (PEG) suggère l'intégration d'un indice de continuité normalisé pour les régions ayant moins de 10 personnes/km⁴⁰. PEG motive ce nouvel indicateur en soulignant que la fiabilité du service est inférieure dans les régions rurales.

[71] Pour sa part, SÉ-AQLPA souhaite la création d'un indice de continuité du service des réseaux autonomes⁴¹, évoquant que la fiabilité du service y est inférieure.

[72] Enfin, étant donné qu'elle juge que le nouvel outil visant à maximiser l'accès des ménages à faible revenu aux ententes personnalisées en fonction de leur revenu est rigide, l'UC suggère l'ajout d'un indice de maintien des ententes de paiement respectant la capacité de payer des ménages à faible revenu⁴².

[73] Le Distributeur considère qu'il est inopportun d'ajouter les trois indicateurs proposés par les intervenants, ne voyant pas la pertinence de présenter des indicateurs désagrégés aux fins des suivis réglementaires⁴³.

⁴⁰ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0024](#), p. 4.

⁴¹ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0007](#), p. 4.

⁴² Pièce [C-UC-0010](#), p. 27.

⁴³ Pièces [B-0069](#), p. 14, et [B-0105](#), p. 20.

[74] En réponse à PEG, le Distributeur soumet, notamment, que l'architecture de son réseau et ses systèmes d'information ne sont pas conçus pour faire une distinction entre les zones rurales et urbaines⁴⁴.

[75] Quant à la proposition de SÉ-AQLPA, le Distributeur souligne que les interruptions de service des clients en réseaux autonomes sont déjà incluses dans l'indice de continuité normalisé global avec une pondération naturelle associée au nombre de clients. De plus, un indice de continuité normalisé ne permettrait pas de cibler des problèmes de continuité de service pour certains réseaux, plus de la moitié des clients étant situés dans deux régions, soit les Îles-de-la-Madeleine et la Basse-Côte-Nord.

[76] Enfin, en regard de la proposition de l'UC, le Distributeur indique, notamment, que les indicateurs retenus mesurent la qualité du service offert à l'ensemble de la clientèle et qu'il présente aux associations de consommateurs la volumétrie des ententes pour les ménages à faible revenu à chaque rencontre de la Table de travail sur le recouvrement⁴⁵.

[77] À la lumière des propositions formulées par les intervenants, la Régie retient la possibilité d'ajouter un seul indicateur portant sur l'indice de continuité dans les réseaux autonomes.

[78] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de se pencher sur le développement d'un nouvel indicateur en réseaux autonomes et de faire un suivi dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

5.3 ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[79] Les indicateurs de qualité de service permettent d'évaluer le niveau et l'évolution annuelle de la qualité de service du réseau de distribution.

⁴⁴ Pièce [B-0100](#), p. 57 et 58.

⁴⁵ Pièce [B-0105](#), p. 21.

[80] À partir des résultats des indicateurs, le Distributeur fait le bilan de sa performance dans les cinq champs d'intervention suivants, soit la satisfaction de la clientèle, la fiabilité du service électrique, l'alimentation électrique, le service à la clientèle et la sécurité. Il présente les résultats sur une période de cinq ans auxquels s'ajoutent ceux du premier semestre de 2017 et de 2018⁴⁶.

[81] De façon générale, plusieurs indicateurs démontrent une amélioration de la performance du Distributeur. Notamment, ce dernier souligne que l'ensemble des services offerts depuis 2016 a eu un impact favorable sur les résultats des indicateurs « Délai moyen de réponse téléphonique », « Taux d'abandon téléphonique », « Nombre d'appels par client » et « Nombre de contacts Web par client »⁴⁷.

[82] Cependant, certains indicateurs démontrent une moins bonne performance. Le Distributeur justifie cette baisse de performance par l'hiver 2017-2018, qui a été plus froid que la normale, et par la croissance de la végétation, responsable de nombreuses pannes.

[83] Le Distributeur entend continuer ses efforts par l'analyse des problématiques et par l'identification, l'évaluation et la mise en place de solutions, tant pour la fiabilité de son réseau que pour la qualité de son service à la clientèle.

[84] L'AHQ-ARQ constate la bonne performance du Distributeur par l'amélioration des indicateurs de qualité de service, parallèlement au contrôle de ses coûts depuis 2008⁴⁸.

[85] La Régie est d'avis que, de façon générale, la performance du Distributeur s'est améliorée et constate que certains indicateurs démontrent de moins bons résultats, qui sont le reflet d'événements hors de son contrôle. **Elle s'attend cependant à ce que le Distributeur poursuive ses efforts à cet égard.**

⁴⁶ Pièce [B-0008](#), p. 10.

⁴⁷ Pièce [B-0008](#), p. 13.

⁴⁸ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 7.

6. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

6.1 AJOUTS ET MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES EN VERTU DES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS

Norme ASU 2017-12, Derivatives and Hedging (Topic 815)

[86] Le Distributeur indique qu'Hydro-Québec a adopté, de façon anticipée au 1^{er} janvier 2018, la norme ASU⁴⁹ 2017-12, *Derivatives and Hedging (Topic 815) : Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, publié par le FASB⁵⁰, dans ses états financiers statutaires.

[87] Le Distributeur précise que l'adoption de cette norme n'a aucun impact sur sa comptabilité, car la principale modification découlant de l'adoption de la norme ASU 2017-12 est la non-comptabilisation de la partie inefficace des relations de couverture existantes dans les résultats. Puisque l'inefficacité n'est pas prise en compte dans le calcul du coût de la dette, sa non-comptabilisation n'a aucun effet pour le Distributeur.

[88] **La Régie prend acte du fait que la norme ASU 2017-12 n'a aucun impact pour le Distributeur.**

Norme ASC 606, Revenue From Contracts With Customers

[89] Dans sa décision D-2018-025⁵¹, la Régie prenait acte du fait que la norme ASC⁵² 606, *Revenue From Contracts With Customers* est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Elle demandait au Distributeur de présenter dans le présent dossier les conclusions finales sur les questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie qui restaient encore en suspens, ainsi que leur impact pour lui. Les questions d'interprétation visées par cette demande sont les suivantes :

⁴⁹ *Accounting Standards Update.*

⁵⁰ *Financial Accounting Standards Board.*

⁵¹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 36, par. 93.

⁵² *Accounting Standards Codification.*

- l'identification d'un contrat conclu avec un client présentant un risque de difficultés de paiement;
- la comptabilisation des contributions reçues de tiers dans le cadre des ententes de contribution.

[90] **La Régie prend acte du fait que les conclusions finales sur les questions propres au secteur de l'énergie n'ont aucun impact pour le Distributeur.**

6.2 RÉVISION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

[91] Depuis le 1^{er} janvier 2018, la norme ASC 606, *Revenue From Contracts With Customers* remplace la norme ASC 605, *Revenue Recognition*. Le Distributeur indique que la norme ASC 606, contrairement à la norme ASC 605, exclut de son champ d'application les revenus découlant de pratiques réglementaires répondant à la définition d'*Alternative Revenue Programs*, telle qu'établie dans la norme ASC 980, *Regulated Operations*. Le FASB considère que ces revenus découlent d'un contrat entre l'entité et l'organisme de réglementation des tarifs plutôt que d'un contrat entre l'entité et ses clients.

[92] Le Distributeur soumet que le compte de nivellement pour aléas climatiques, qui répond à la définition d'*Alternative Revenue Programs*, comme définie dans la norme ASC 980, *Regulated Operations*, est ainsi exclu du champ d'application de la norme ASC 606 et que le traitement réglementaire qu'il appliquait jusqu'à présent doit être révisé afin de se conformer aux exigences de la norme ASC 980.

[93] En effet, la norme ASC 980 précise qu'une entité peut comptabiliser un actif réglementaire découlant d'un *Alternative Revenue Program* uniquement sous réserve du respect de certains critères, dont la récupération de ces revenus sur une période maximale de deux ans au-delà de la fin de l'année financière au cours de laquelle cet actif réglementaire a été comptabilisé. Les modalités de disposition actuellement autorisées par la Régie dans sa décision D-2009-016⁵³ pour le compte de nivellement pour aléas climatiques prescrivent un amortissement linéaire sur cinq ans, ce qui ne respecte pas les exigences de la norme ASC 980.

⁵³ Dossier R-3677-2008, décision [D-2009-016](#), p. 14.

[94] Le Distributeur explique que si la Régie maintenait, aux fins réglementaires, la période d'amortissement de cinq ans des soldes débiteurs (à recevoir de la clientèle) du compte de nivellement pour aléas climatiques, ce traitement comptable ne pourrait être reflété dans les états financiers statutaires d'Hydro-Québec. Cette différence de traitement comptable créerait un écart entre les états financiers statutaires et réglementaires, notamment au niveau du bénéfice net et de l'actif total, et entraînerait, au statutaire, un non-appariement des revenus et des charges.

[95] Toutefois, si la Régie maintenait, aux fins réglementaires, la période d'amortissement de cinq ans des soldes créditeurs (à remettre à la clientèle), il n'y aurait pas de différence entre le traitement comptable statutaire et réglementaire, puisque la norme ASC 980 ne limite pas la période de remboursement comme elle le fait pour la période de recouvrement d'un actif réglementaire découlant d'un *Alternative Revenue Program*⁵⁴.

[96] Le Distributeur demande la modification des modalités de disposition de l'ensemble des soldes liés à son compte de nivellement pour aléas climatiques, qu'ils soient à recevoir ou à remettre à la clientèle. Il est d'avis que la disposition sur une période différente, selon que le solde soit à remettre ou à recevoir, amènerait une complexité quant à la comptabilisation et aux suivis, notamment en raison du fait qu'un solde initialement estimé comme étant à recevoir sur la base de quatre mois réels pourrait se renverser et, ainsi, être à remettre à la clientèle sur la base de 12 mois réels, l'inverse pouvant également se produire⁵⁵.

[97] Afin de respecter les exigences de la norme ASC 980, le Distributeur demande de modifier les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques d'une année donnée, comme suit, tant pour les montants à recevoir (soldes débiteurs) que ceux à remettre à la clientèle (soldes créditeurs) :

- disposition sur une période de deux ans, à compter de l'exercice subséquent, des écarts de revenus liés aux aléas climatiques établis sur la base de quatre mois d'écarts réels;
- disposition du solde résiduel reflétant les écarts réels finaux dans le deuxième exercice subséquent.

⁵⁴ Pièce [B-0062](#), p. 15 et 16.

⁵⁵ Pièce [B-0062](#), p. 14 et 15.

[98] Le Distributeur soutient que cette proposition de modifier de façon générale, soit tant pour les soldes débiteurs que créditeurs, les modalités de disposition de ce compte afin d'en limiter la période d'amortissement à deux ans, est celle qui permet le mieux de maintenir comme assise première la compatibilité des méthodes comptables. Les écarts entre les comptabilités statutaire et réglementaire se limiteraient aux seuls cas où le Distributeur proposerait des modalités de disposition exceptionnelles comme, par exemple, une disposition sur une période plus longue que deux ans⁵⁶.

[99] Le tableau suivant illustre les versements aux revenus requis de l'année témoin 2019, selon les modalités actuelles, et ceux associés à la proposition du Distributeur.

TABLEAU 2
VERSEMENTS AUX REVENUS REQUIS 2019 DES SOLDES
DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2018</i>	<i>2019</i>		<i>Mise à jour 2019</i>	
	<i>D-2018-025</i>	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Proposition du Distributeur</i>	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Décision de la Régie</i>
Soldes prévus au 31-12-2018:					
Nivellement 2016	0,0	16,9			
Nivellement 2017	(48,3)	29,8	(9,7)	(48,3)	(48,3)
Nivellement 2018 (1)	(34,2)		0,0	(17,1)	
Nivellement 2018 (2)	(65,3)			0,0	(32,7)
Intérêts	0,0	(2,8)	(0,6)	(4,0)	(1,1)
Impact total	46,7	(12,4)	(66,0)	(13,6)	(82,1)

Sources : Pièces [B-0010](#), p. 12, et [B-0105](#), p. 58, et dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 42, par. 116.

Note 1 : Solde au 30 avril 2018 de -33,6 M\$ et intérêts projetés de mai à décembre 2018 de -0,6 M\$.

Note 2 : Solde au 31 octobre 2018 de -64,5 M\$ et intérêts projetés de novembre et décembre 2018 de -0,8 M\$.

Écarts dus aux arrondissements.

[100] L'ACEFQ s'oppose à la demande du Distributeur et recommande de maintenir les modalités de disposition en vigueur, soit un amortissement de cinq ans des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques, tant pour les soldes débiteurs que créditeurs, afin de maintenir une stabilité tarifaire.

⁵⁶ Pièce [B-0155](#), p. 3.

Opinion de la Régie

[101] La Régie constate que les modifications proposées par le Distributeur pour les soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques permettent d'harmoniser, de façon générale, les comptabilités réglementaire et statutaire.

[102] Elle note également qu'une disposition sur une période différente, selon que le solde est à remettre ou à recevoir, amènerait une complexité quant à la comptabilisation et aux suivis des soldes du compte de nivellement.

[103] La Régie est d'avis qu'il est préférable de disposer rapidement des soldes du compte de nivellement, tant débiteurs que créditeurs, afin d'imputer les sommes à la bonne génération de clients, tout en maintenant la hausse tarifaire sous le seuil de l'inflation. Toutefois, elle reconnaît qu'un recouvrement (montant à recevoir de la clientèle ou solde débiteur) ou un remboursement (montant à remettre à la clientèle ou solde créditeur) pourrait augmenter la variabilité tarifaire entre les exercices.

[104] Pour ces motifs, la Régie approuve une modification au principe réglementaire afin que les soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques soient amortis sur une période maximale de deux ans au-delà de la fin de l'année financière au cours de laquelle cet actif réglementaire a été comptabilisé, tel que proposé par le Distributeur.

[105] Ainsi, le solde du compte de nivellement de l'année 2017 au 31 décembre 2018, au montant créditeur de 48,3 M\$, est entièrement amorti dans les revenus requis 2019. Quant au solde du compte de nivellement de l'année 2018 au 30 avril 2018, au montant créditeur de 34,2 M\$, il est amorti sur une période de deux ans, dont le montant créditeur de 17,1 M\$ dans les revenus requis 2019, auquel s'ajoutent les intérêts créditeurs de 0,6 M\$.

[106] Cependant, pour ce dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur d'amortir le solde du compte de nivellement 2018 sur la base de 10 mois réels. Ainsi, le solde du compte de nivellement de l'année 2018 au 31 octobre 2018, au montant créditeur de 65,3 M\$, serait amorti sur une période de deux ans, dont le montant créditeur de 32,7 M\$ dans les revenus requis 2019, auquel s'ajoutent les intérêts créditeurs de 1,1 M\$.

[107] En conséquence, la Régie autorise le Distributeur à verser les soldes 2017 et 2018 du compte de nivellement pour aléas climatiques au montant créditeur totalisant 82,1 M\$, dans les revenus requis de l'année témoin 2019. Elle demande ainsi au

Distributeur de verser pour ce dossier tarifaire un montant créditeur additionnel de 16,1 M\$ aux revenus requis de l'année témoin 2019.

6.3 ADOPTION DE LA NOUVELLE NORME ASC 842, *LEASES*

[108] Le Distributeur indique que la norme ASC 842, *Leases*, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2019, remplace les exigences de comptabilisation des contrats de location de la norme ASC 840, *Leases* et fournit des directives liées à la définition, à la comptabilisation ainsi qu'à la présentation des contrats de location. La norme ASU 2018-01, *Leases* (Topic 842) : *Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842*, publié en 2018, vient clarifier certaines dispositions liées à la mise en oeuvre de la norme ASC 842.

[109] Le Distributeur précise que les travaux d'analyse et d'implantation de la norme ASC 842 devaient être finalisés d'ici la fin de l'année 2018. Outre les impacts présentés à la section suivante, aucun impact sur les revenus requis n'a été identifié jusqu'à présent. Il est possible que de nouveaux impacts soient identifiés d'ici la finalisation de ces travaux.

[110] La Régie demande au Distributeur de présenter les conclusions finales sur les travaux d'analyse et d'implantation de la norme ASC 842 ainsi que leur impact pour le Distributeur, le cas échéant, lors de la prochaine demande tarifaire.

Principales modifications découlant de la norme ASC 842

[111] Le Distributeur indique que les modifications apportées par l'adoption de la norme ASC 842 toucheront principalement la comptabilisation au bilan des contrats de location-exploitation par le preneur. La nouvelle norme exige notamment qu'un preneur de contrat de location comptabilise un actif (actif au titre du droit d'utilisation) et un passif (obligation locative) pour tous les contrats de location, à l'exception des contrats de moins de 12 mois pour lesquels le preneur peut faire le choix de convention comptable de se soustraire à cette obligation.

[112] Il mentionne qu'une analyse détaillée de cette norme a permis de conclure que la comptabilisation des contrats de location-exploitation au bilan n'aura pas d'impact sur ses revenus requis. Il est d'avis que l'actif, au titre du droit d'utilisation découlant d'un contrat de location-exploitation, ne constitue pas une dépense en investissement justifiant un

rendement sur le capital, au même titre qu'un contrat de location-acquisition, qui est économiquement similaire à l'acquisition d'une immobilisation financée par voie de dette.

[113] Le Distributeur demande d'approuver le fait que les actifs au titre du droit d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation ne soient pas intégrés à la base de tarification.

[114] La Régie note que la norme ASC 842 n'a pas pour objectif de modifier la nature des dépenses associées aux contrats de location-exploitation, qui continuent d'être présentées à titre de charges locatives dans les charges d'exploitation et qui sont comptabilisées de façon linéaire sur la durée du contrat. Elle partage l'avis du Distributeur selon lequel l'actif au titre du droit d'utilisation découlant d'un contrat de location-exploitation ne constitue pas une dépense en investissement justifiant un rendement sur la base de tarification.

[115] La Régie accepte la proposition du Distributeur selon laquelle les actifs au titre du droit d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation ne soient pas intégrés à la base de tarification.

Transaction de cession bail

[116] Le 19 septembre 2018, dans sa décision D-2018-132⁵⁷, la Régie autorisait la disposition de l'immeuble situé au 140, boulevard Crémazie Ouest à Montréal (l'Immeuble) et la location, par la suite, d'une de ses parties. De plus, elle ordonnait la création d'un compte d'écarts et de reports (CER) provisoire, hors base de tarification, dans lequel serait comptabilisée la totalité du gain associé à la disposition de l'Immeuble, dont le traitement réglementaire devait être examiné dans le cadre d'un dossier tarifaire.

[117] Le Distributeur mentionne que cette transaction de cession-bail a été conclue avant la première date d'application de la norme ASC 842, soit le 1^{er} janvier 2019. Selon les dispositions transitoires prévues à la norme ASC 842, les transactions de cession-bail comptabilisées avant la date de première application de la norme ASC 842 n'ont pas à être réévaluées en vertu des exigences de la norme ASC 842. Toutefois, les gains reportés existants à la date de transition sur les transactions de cession-bail, comptabilisées à titre de vente et de contrat de location-exploitation, doivent être comptabilisés à titre d'ajustement aux bénéfices non répartis (BNR) à la date de première application de la norme ASC 842.

⁵⁷ Dossier R-4051-2018, décision [D-2018-132](#).

[118] Ainsi, le Distributeur comptabilise un CER provisoire de 17,7 M\$ dans ses états financiers réglementaires en 2018. Il est d'avis que la comptabilisation du gain sur disposition de 7,9 M\$ dans les résultats de 2019 et du gain reporté de 9,8 M\$ dans les BNR d'ouverture au 1^{er} janvier 2019 est celle qui se rapproche davantage des dispositions transitoires⁵⁸.

[119] La Régie autorise la disposition du CER, telle que proposée par le Distributeur, soit de verser un gain sur disposition de 7,9 M\$ dans les revenus requis 2019 et un gain reporté de 9,8 M\$ dans les bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2019.

6.4 TEST DE LA DURÉE DE VIE UTILE MOYENNE PONDÉRÉE DE L'ENSEMBLE DES IMMOBILISATIONS

[120] Dans sa décision D-2015-189⁵⁹, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'amortir ses immobilisations corporelles sur leur durée de vie utile spécifique, sans les limiter à 50 ans, aux fins de l'établissement des tarifs, à la condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations n'excède pas 50 ans, conformément à l'article 24 (3^o) de la *Loi sur Hydro-Québec*⁶⁰.

[121] En conformité avec les décisions D-2015-189⁶¹ et D-2018-067⁶², le Distributeur présente les résultats du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations pour l'année témoin 2019, soit 42 ans pour les immobilisations corporelles, huit ans pour les actifs incorporels et 40 ans pour l'ensemble des actifs.

[122] La Régie prend acte des résultats du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations, soit 40 ans pour l'année témoin 2019, puisqu'elle n'excède pas 50 ans, conformément à l'article 24 (3^o) de la *Loi sur Hydro-Québec*.

⁵⁸ Pièce [B-0155](#), p. 14.

⁵⁹ Dossier R-3927-2015, décision [D-2015-189](#), p. 26, par. 104 et 105.

⁶⁰ [RLRQ, c. H-5](#).

⁶¹ Dossier R-3927-2015, décision [D-2015-189](#), p. 27, par. 107.

⁶² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 96, par. 454.

6.5 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[123] Le Distributeur procède périodiquement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels, conformément à la normalisation comptable en vigueur.

[124] Au cours du deuxième trimestre de 2018, le Distributeur a procédé à la révision de la durée de vie utile pour les catégories d'actifs des « Transformateurs aériens » et des « Interrupteurs aériens de distribution ». Leur durée de vie utile a été prolongée respectivement de 30 à 40 ans et de 25 à 40 ans.

[125] Le Distributeur a également complété l'analyse de la durée de vie utile de la catégorie « Compteur mesurage spécialisé » et de deux applications informatiques, dont les impacts sur la charge d'amortissement ne sont pas significatifs.

[126] Le tableau suivant présente les impacts financiers des dossiers de révision des durées de vie utile qui ont été réalisés depuis le dépôt du dernier dossier tarifaire.

TABLEAU 3
IMPACTS FINANCIERS DES RÉVISIONS DES DURÉES DE VIE UTILE

Catégories d'immobilisations	Durée de vie utile initiale	Durée de vie utile révisée	Impact 2018	Impact 2019
Transformateur aérien de distribution	30 ans	40 ans	-31,2 M\$	-38,2 M\$
Interrupteur aérien de distribution	25 ans	40 ans	-2,6 M\$	-3,4 M\$
Compteur mesurage spécialisé	10 ans	10 ans	aucun	aucun
Libre-Service WEB	3 ans	8 ans	0,1 M\$	0,1 M\$
Logiciel Qualité des contacts	5 ans	9 ans	0,2 M\$	0,2 M\$

Source : Pièce [B-0010](#), p. 17.

[127] En ce qui a trait à la catégorie « Transformateurs aériens de distribution », le Distributeur mentionne que des travaux de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) ont permis d'établir que l'isolation est l'élément qui dicte la durée de vie utile des transformateurs. Or, l'analyse de vieillissement de l'état de l'isolation des transformateurs

aériens du Distributeur a permis de constater que les transformateurs aériens ne présentaient pas de vieillissement important de l'isolation, même après 40 ans. La durée de vie physique de ces équipements pourrait donc dépasser 40 ans, ce qui appuie la recommandation du Distributeur de prolonger leur durée de vie utile.

[128] Toutefois, le Distributeur estime qu'il existe encore trop d'incertitudes pour justifier une durée de vie utile supérieure à 40 ans, considérant, entre autres, le fait que seulement 2 % de ses transformateurs aériens ont plus de 45 ans et que les données d'exploitation actuelles ne sont pas suffisantes pour appuyer une durée de vie au-delà de cette période.

[129] **La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur et prend acte de la révision des durées de vie utile⁶³ pour ces catégories d'immobilisations.**

Date d'application des révisions des durées de vie utile

[130] Dans sa décision D-2012-024⁶⁴, la Régie reconnaissait l'impact des révisions des durées de vie utile des catégories des immobilisations sur la charge d'amortissement, à compter du 1^{er} janvier, aux fins de la fixation des tarifs, tandis qu'aux fins des états financiers statutaires, Hydro-Québec reflète les révisions des durées de vie utile dans le trimestre où les conclusions sont finalisées, en vertu de la norme ASC 250, *Accounting Changes and Error Corrections*⁶⁵.

[131] Conformément à la décision D-2012-024, le Distributeur doit maintenir, depuis 2012, des registres différents afin de concilier l'application à des fins réglementaires des dates de révision des durées de vie utile différentes de celles utilisées à des fins statutaires. À la lumière de l'expérience passée, il constate que le maintien de registres différents implique une importante lourdeur⁶⁶.

[132] Le Distributeur propose d'appliquer dorénavant la révision des durées de vie utile de ses actifs à la même date que celle d'application pour les états financiers statutaires, pour l'ensemble des modifications découlant des résultats des exercices de révision des durées de vie utile.

⁶³ Nombre d'année.

⁶⁴ Dossier R-3776-2011, décision [D-2012-024](#), p. 46, par. 144.

⁶⁵ Pièce [B-0155](#), p. 4.

⁶⁶ Pièce [B-0062](#), p. 32.

[133] Le Distributeur souligne que, conformément à la décision D-2017-043⁶⁷, l'amortissement est un des éléments couverts par la Formule d'indexation. Il précise que l'amortissement étant inclus dans la Formule d'indexation et, de ce fait, indexé à chacune des trois années pour lesquelles s'applique l'indexation, la date d'application des révisions des durées de vie utile n'est plus un élément affectant le niveau d'amortissement demandé aux fins de fixation des tarifs. Dans ce contexte, il apparaît au Distributeur que, d'un point de vue réglementaire, les révisions des durées de vie utile peuvent s'appliquer aux mêmes dates que celles d'application pour les états financiers statutaires.

[134] Le Distributeur soumet que la décision D-2012-024 a été rendue dans un cadre où les coûts de service sont utilisés pour la fixation des tarifs. Il considère que le paragraphe 144 de cette décision devient caduc dans le cadre du MRI, puisque la date d'application des révisions des durées de vie utile n'est plus un élément affectant le niveau d'amortissement demandé aux fins de la fixation des tarifs⁶⁸.

[135] De plus, le Distributeur considère que la date d'application des révisions des durées de vie utile ne doit pas être déterminée selon que l'impact est inférieur ou supérieur à 15 M\$. Le moment de la comptabilisation d'une révision de la durée de vie utile ne devrait pas être assujéti à l'impact monétaire qui en découle. Un traitement comptable distinct amènerait une difficulté en termes de suivi entre les registres réglementaires et statutaires. Ce suivi s'en verrait complexifié pour les catégories d'actifs dont la durée de vie utile peut être révisée à plus d'une reprise⁶⁹.

[136] Il soumet également que sa proposition permet de maintenir, comme assise première, le principe de compatibilité des méthodes comptables utilisées aux fins réglementaires et statutaires⁷⁰.

[137] De l'avis du Distributeur, la demande est cohérente avec les principes sous-jacents à un Facteur Z qui vise la récupération de coûts exceptionnels, résultant d'événements inopinés, à compter du moment où l'événement survient.

⁶⁷ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 65, par. 262.

⁶⁸ Pièce [B-0062](#), p. 33.

⁶⁹ Pièce [B-0062](#), p. 28.

⁷⁰ Pièce [B-0155](#), p. 4.

Opinion de la Régie

[138] La Régie constate que durant la période du MRI, la date d'application des révisions de durée de la vie utile n'est plus un élément affectant le niveau d'amortissement demandé aux fins des tarifs, puisque l'amortissement est inclus dans la Formule d'indexation.

[139] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'appliquer dorénavant la révision des durées de vie utile de ses actifs à la même date que celle d'application pour les états financiers statutaires, pour l'ensemble des modifications découlant des résultats des exercices de révision des durées de vie utile, durant la période du MRI.

6.6 CRÉATION D'UN FACTEUR Z ET D'UN COMPTE DE NEUTRALISATION POUR LA RÉVISION DE LA DURÉE DE VIE UTILE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS

[140] Le Distributeur mentionne que l'exercice de révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens a été complété en 2018. Cette révision, applicable au 1^{er} avril 2018 pour les états financiers statutaires, fait passer la durée de vie utile de cette catégorie d'immobilisations de 30 à 40 ans. En appliquant la même date de révision de la durée de vie utile au réglementaire et au statutaire, soit le 1^{er} avril 2018, des écarts favorables sur la charge d'amortissement de 31,2 M\$ et de 38,2 M\$ sont respectivement créés en 2018 et 2019.

[141] Le Distributeur demande à la Régie la création d'un Facteur Z pour la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens afin d'y comptabiliser, dès 2018, les impacts sur ses revenus requis, jusqu'au prochain processus de recalibrage (*rebasing*).

[142] De plus, il demande la création d'un compte de neutralisation hors base de tarification, pour y comptabiliser l'impact relatif à l'année 2018 ainsi que les intérêts y afférents et propose de verser la totalité du solde de ce compte à ses revenus requis de 2019.

[143] L'AQCIE-CIFQ et OC appuient la proposition du Distributeur.

[144] SÉ-AQLPA est d'avis que l'impact de la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens doit être traité en Facteur Y plutôt qu'en Facteur Z, à compter du 1^{er} avril 2018. Il considère la révision de la durée de vie utile des actifs comme récurrente, étant donné que, périodiquement, chaque groupe d'actifs fait l'objet d'un exercice de réévaluation et que son occurrence est prévisible, bien que son montant ne le soit pas.

6.6.1 FACTEUR Z

[145] Le Distributeur considère que la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens se qualifie à titre de Facteur Z.

[146] D'une part, il s'agit d'un événement dont il ne pouvait prévoir l'occurrence au moment de l'établissement des revenus requis de l'année 2018. Le Distributeur explique qu'il planifie la réalisation des études de la durée de vie utile, mais ne peut toutefois prévoir le délai de réalisation. Ce délai dépend de la complexité technique de l'actif, des données et ressources nécessaires à la réalisation des études ainsi que de la disponibilité d'un expert habilité à les mener à terme. Selon lui, il n'est donc pas en mesure de prévoir, aux fins de l'inclusion des impacts dans l'établissement des tarifs, la date de finalisation des rapports, ni les recommandations qui seront émises par les experts⁷¹.

[147] D'autre part, il indique que les impacts sur les revenus requis qui en découlent dépassent largement le seuil de 15 M\$ retenu par la Régie, soit des écarts favorables sur la charge d'amortissement de 31,2 M\$ et de 38,2 M\$ respectivement en 2018 et 2019.

[148] Conséquemment, le Distributeur demande la création d'un Facteur Z relatif à la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens, pour y comptabiliser les impacts sur ses revenus requis dès 2018, jusqu'au prochain processus de recalibrage (*rebasings*).

⁷¹ Pièce [B-0062](#), p. 29.

Opinion de la Régie

[149] La Régie constate que les intervenants appuient la demande du Distributeur de considérer l'impact favorable de la révision de la durée de vie utile pour les transformateurs aériens, hors de la Formule d'indexation, à l'exception de SÉ-AQLPA qui recommande la création d'un Facteur Y plutôt qu'un Facteur Z.

[150] La Régie note que, dans le cadre d'un MRI, le traitement de révision de la durée de vie utile diffère d'une juridiction à l'autre⁷².

[151] Dans ses décisions D-2017-043 et D-2018-067⁷³, la Régie détermine les critères permettant d'établir les éléments de coûts à être traités en Facteur Y ou en Facteur Z.

[152] La Régie souligne que le traitement en Facteur Z vise la récupération de coûts exceptionnels, résultant d'événements inopinés échappant au contrôle du Distributeur et pour lesquels il est impossible de prévoir l'occurrence.

[153] Bien que le Distributeur procède périodiquement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels, la Régie note qu'il ne peut prévoir ni le délai de réalisation, lequel dépend de la complexité technique de l'actif, des données et des ressources nécessaires à l'exercice, ni les recommandations qui en découlent⁷⁴.

[154] Dans ce contexte, la Régie est d'avis que cet élément de coûts respecte le critère de l'imprévisibilité de l'émergence des coûts et non le critère de la récurrence des coûts, ce qui milite en faveur d'un Facteur Z et non d'un Facteur Y.

[155] Par ailleurs, la Régie remarque que l'impact de cet élément de coûts sur les revenus requis de l'année témoin 2019 dépasse le seuil de matérialité de 15 M\$.

[156] Pour ces motifs, la Régie accepte la création d'un Facteur Z pour la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens afin d'y comptabiliser l'impact sur ses revenus requis, jusqu'au prochain processus de recalibrage (*rebasings*).

⁷² Pièce [B-0158](#), p. 3 à 6.

⁷³ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 48, par. 180 et 183, p. 55, par. 227 et p. 57, par. 239.

⁷⁴ Pièce [B-0155](#), p. 4.

[157] **En conséquence, elle accepte la proposition du Distributeur de considérer un impact créditeur de 38,2 M\$ sur la charge d'amortissement dans les revenus requis de 2019.**

6.6.2 DATE D'APPLICATION ET COMPTE DE NEUTRALISATION

[158] Considérant l'impact créditeur de 31,2 M\$ sur la charge d'amortissement pour l'année 2018 relatif à la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens n'ayant pu être intégré dans les revenus requis autorisés de 2018, le Distributeur demande la création d'un compte de neutralisation hors base de tarification pour y comptabiliser cet impact ainsi que les intérêts y afférents.

[159] Il propose également de verser la totalité du solde de ce compte à ses revenus requis de 2019, afin de remettre à la clientèle l'intégralité de l'impact favorable de 2018.

[160] Bien que les tarifs de l'année 2018 aient été fixés sur la base du coût de service, la Régie juge souhaitable que la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens soit prise en compte dès sa date d'application au 1^{er} avril 2018.

[161] **La Régie accepte la création d'un compte de neutralisation hors base de tarification pour y comptabiliser l'impact relatif de l'année 2018 ainsi que les intérêts y afférents et de verser la totalité du solde de ce compte dans les revenus requis de 2019.**

[162] **En conséquence, la Régie accepte la proposition du Distributeur de considérer un impact créditeur de 31,2 M\$ sur la charge d'amortissement dans les revenus requis de 2019.**

6.7 CRÉATION D'UN FACTEUR Z GÉNÉRIQUE ET D'UN COMPTE DE NEUTRALISATION

[163] Le Distributeur demande à la Régie, d'une part, de créer un Facteur Z générique afin de capter tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un événement imprévisible rencontrant le seuil de 15 M\$ et, d'autre part, d'y adjoindre un compte de neutralisation

lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis.

[164] Le Distributeur indique que, par sa nature, un événement imprévisible occasionne inévitablement un délai entre le moment de son constat, l'évaluation de ses impacts et le dépôt d'une demande à la Régie. Afin de faciliter le processus de demande d'examen par la Régie, le Distributeur propose de créer un Facteur Z générique qui comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un tel événement imprévisible. De plus, il propose d'y adjoindre un compte de neutralisation lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, ce compte agissant de la même façon qu'un CER.

[165] Le Distributeur soumet que, de façon systématique, dès que l'impact d'un événement imprévisible dépasse le seuil de 15 M\$, il pourrait comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique, tout en informant la Régie, par lettre. Il souligne que ce Facteur Z générique, agissant à titre de véhicule pour capter les impacts, jumelé au compte de neutralisation, sera par la suite examiné par la Régie dans le prochain dossier tarifaire, laquelle se prononcera au cas par cas sur la qualification à titre d'exogène (Facteur Z) des coûts comptabilisés dans le compte et sur la pertinence et les modalités de disposition du compte de neutralisation.

[166] En argumentation⁷⁵, le Distributeur fait valoir que cette demande constitue une réponse simple et efficace à l'enjeu de rétroactivité susceptible d'être soulevé lors d'une demande de création d'un Facteur Z. Il mentionne que les décisions rendues par la Régie ont créé de l'incertitude quant aux règles applicables à l'occasion d'une demande de création d'un CER. Cette incertitude découle de divergences quant aux concepts de rétroactivité et de prospectivité des tarifs.

[167] Le Distributeur affirme qu'il fait face à un enjeu réel d'imprévisibilité des règles applicables. Cette imprévisibilité amène un risque réglementaire en l'absence de règles claires. Il soutient que la création d'un Facteur Z générique et du compte de neutralisation, le cas échéant, constitue une solution pragmatique et simple à cet enjeu.

⁷⁵ Pièce [B-0155](#), p. 24 à 26.

[168] Le Distributeur considère que cette approche permettra aussi d'alléger le processus réglementaire en réduisant, notamment, le nombre de dossiers qu'il pourrait être amené à déposer en catastrophe, sur la base d'une preuve incomplète, au cas où un événement pourrait être qualifié à titre d'exogène.

[169] Par ailleurs, son expert, *Concentric Energy Advisors Inc.* (Concentric), mentionne ce qui suit :

« Concentric considers the HQD proposal to be reasonable and administratively efficient »⁷⁶.

[170] L'AQCIE-CIFQ, OC et la FCEI s'opposent à la demande de création du Facteur Z générique et du compte de neutralisation.

[171] L'AQCIE-CIFQ appuie la position de son expert, PEG, qui mentionne ce qui suit :

« We oppose the establishment of the proposed general Z factor mechanism. This would save very little time and regulatory cost and may serve to prejudge the issue of Z factor eligibility. To our knowledge this type of mechanism is rare in MRIs »⁷⁷.

[172] OC voit peu d'utilité à la proposition du Distributeur et est d'avis que l'allègement réglementaire qui en découlerait serait minime. L'intervenante est en faveur d'une analyse au cas par cas de ces événements imprévisibles, des coûts qui y sont associés et du respect ou non des critères d'établissement de Facteurs Z⁷⁸. Elle ajoute que, dans le cas d'événement exceptionnel, il n'y a pas nécessité de développer des principes réglementaires à l'avance⁷⁹.

[173] Selon la FCEI, la création d'un Facteur Z générique aurait pour effet de modifier le risque d'affaires. L'intervenante rappelle que le taux de rendement accordé au Distributeur est basé sur l'évaluation d'un risque dans lequel des éléments imprévisibles se produisent⁸⁰.

⁷⁶ Pièce [B-0062](#), p. 38.

⁷⁷ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 22.

⁷⁸ Pièce [C-OC-0015](#), p. 3.

⁷⁹ Pièce [A-0077](#), p. 149 et 150.

⁸⁰ Pièce [A-0079](#), p. 158 et 159.

[174] Enfin, SÉ-AQLPA est d'avis que la proposition du Distributeur se résume en fait à l'annonce préalable qu'un Facteur Z pourra être demandé lors du dossier tarifaire subséquent. Selon l'intervenant, le seul objet de la proposition du Distributeur est de créer un CER en vue d'une décision future. Il n'y a aucune reconnaissance préalable de la part de la Régie que le compte sera reconnu.

[175] L'intervenant estime que cela évitera un débat sur la rétroactivité et aussi une course contre la montre si le Distributeur craignait que ses coûts imprévisibles ne soient reconnus qu'après le dépôt d'une demande ou après une décision. Il considère qu'il s'agit d'un sain exercice d'allégement réglementaire.

[176] Par ailleurs, il souligne que les montants du Facteur Z générique et du compte de neutralisation pourraient être comptabilisés, indépendamment de leur niveau de matérialité, puisqu'ils sont de nature imprévisible⁸¹.

Opinion de la Régie

[177] **Pour les motifs exposés ci-après, la Régie considère qu'il n'est pas requis de créer un Facteur Z générique pour répondre aux préoccupations du Distributeur.**

[178] Elle juge qu'il est pertinent de rappeler certains éléments du nouveau cadre réglementaire découlant de la mise en place d'un MRI aux fins de la fixation des tarifs du Distributeur, tel que défini dans ses décisions D-2017-043 et D-2018-067.

[179] Dans sa décision D-2017-043⁸², la Régie a reconnu la nécessité de traiter certains coûts à l'extérieur de la Formule d'indexation à titre d'exclusion (Facteur Y) ou d'exogène (Facteur Z), considérant que tous les éléments de coûts d'un revenu requis ne peuvent être intégrés dans cette formule. Elle ajoutait que ces éléments de coûts traités par le biais d'un Facteur Y ou d'un Facteur Z ne pouvaient participer à l'atteinte de l'objectif d'efficacité recherché par la Formule d'indexation, ni permettre la détermination de tarifs justes et raisonnables s'ils étaient traités à l'intérieur de cette formule.

⁸¹ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0008](#), p. iv.

⁸² Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 74 et 75.

[180] Dans cette même décision⁸³, la Régie retenait les critères suivants dans l'établissement d'éléments de coûts à être traités en Facteur Z :

- l'imprévisibilité de l'émergence des éléments de coûts pendant la durée du MRI;
- l'imprévisibilité des montants liés aux éléments de coûts;
- l'insuffisance du contrôle du Distributeur sur les éléments de coûts;
- un seuil de matérialité de 15 M\$⁸⁴, tant pour la création que le maintien d'un élément de coût en Facteur Z.

[181] Dans sa décision D-2018-067, la Régie a reconnu la nécessité de traiter, notamment, les événements imprévisibles en réseaux autonomes et les pannes majeures par le biais d'un Facteur Z⁸⁵. Elle reconnaissait cependant que le Distributeur pouvait faire face à d'autres éléments de coûts dont il ne pouvait prévoir l'occurrence pendant le MRI. Elle convenait que ces éléments de coûts seraient examinés au cas par cas afin d'établir si les conditions de traitement en Facteur Z sont respectées⁸⁶.

[182] En conséquence, ce nouveau régime de fixation des tarifs découlant de la mise en place d'un MRI prévoit expressément qu'un ajustement peut être apporté aux tarifs en cours d'année, dans la mesure où le Distributeur fait face à un événement qui satisfait aux conditions de traitement en Facteur Z. Il est ainsi à la connaissance de tous que, dans le cadre du présent MRI, les coûts reliés à un événement qui survient en cours d'année et qui se qualifie comme Facteur Z, après examen de la Régie, seront pris en considération lors de la fixation des tarifs de l'année subséquente.

[183] Enfin, la Régie juge qu'il est important de préciser la procédure applicable lorsqu'un tel événement survient en cours d'année. **Elle demande au Distributeur de l'aviser, par la voie d'une lettre administrative, de son intention de demander un Facteur Z et de préciser la nature de l'événement et du montant anticipé ainsi que son traitement dans un dossier distinct ou dans le cadre du prochain dossier tarifaire. Cette lettre devra être déposée dans un dossier administratif et rendue publique sur le site internet de la Régie. Lors de l'examen, la Régie devra déterminer si l'événement satisfait aux**

⁸³ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 77, par. 320 et 321.

⁸⁴ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 57, par. 239.

⁸⁵ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 90 à 94.

⁸⁶ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 94 à 100.

conditions de traitement en Facteur Z et, dans l'affirmative, elle devra établir les coûts qui seront considérés aux fins de la fixation des tarifs de l'année subséquente.

7. PROPOSITIONS LIÉES À L'IMPLANTATION DU MRI

[184] En suivi de la décision D-2018-025⁸⁷, le Distributeur présente les indicateurs de performance rattachés à la qualité du service à lier au MTÉR, la méthode de liaison ainsi que les modalités d'une clause de sortie. Par ailleurs, il soumet sa position sur les données détaillées à fournir dans le rapport annuel 2019.

[185] Tel qu'indiqué précédemment, la Régie se prononcera ultérieurement sur la méthode de liaison.

7.1 INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE À LIER AU MTÉR

Indicateurs de qualité de service retenus

[186] Le Distributeur présente 10 indicateurs de qualité de service qui respectent les principes retenus par la Régie⁸⁸. Il précise que son choix d'indicateurs est fondé sur le fait qu'ils soient sous son contrôle, en lien avec sa mission de base et facilement mesurables. Il présente les cibles poursuivies ainsi que la pondération qui y est rattachée. Les indicateurs, les cibles et la pondération sont présentés au tableau suivant.

⁸⁷ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 20 et 21, par. 24.

⁸⁸ Pièce [B-0011](#), p. 6 à 11.

TABLEAU 4
CIBLES ET PONDÉRATION DES INDICATEURS

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	CIBLE	PONDÉRATION
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (20%)			
ISC combiné R-C-A	indice sur 10	8,15	15 %
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	8,50	5 %
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (20%)			
Indice de continuité normalisé	minutes	139	6,66 %
Nombre de pannes basse tension	nombre	26 690	6,67 %
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	138	6,67 %
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (20%)			
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	6,8	10 %
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	84	10 %
SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)			
Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels	secondes	156	17 %
Délai moyen de réponse téléphonique – Clients commerciaux	secondes	151	3 %
SÉCURITÉ (20%)			
Taux de fréquence des accidents	nombre par 200 000 heures travaillées	3,3	20 %

Source : Pièce [B-0011](#), p. 12.

[187] Plusieurs intervenants sont satisfaits des 10 indicateurs proposés par le Distributeur, les trouvant pertinents ou justifiés⁸⁹. Certains intervenants proposent des indicateurs additionnels.

[188] OC recommande l'ajout d'un indicateur « Taux de respect des engagements à la 1^{ère} date annoncée au client »⁹⁰.

⁸⁹ Pièces [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 37, [C-FCEI-0009](#), p. 7, et [C-OC-0009](#), p. 13.

⁹⁰ Pièce [C-OC-0009](#), p. 13.

[189] PEG et la FCEI proposent, quant à eux, d'ajouter l'indicateur « Taux de résolution au 1^{er} appel » pour les deux types de clientèles (clients résidentiels et commerciaux)⁹¹. La FCEI est d'avis que cet indicateur permettrait de refléter l'importance, pour les clients, de ne pas avoir à multiplier les contacts pour obtenir réponse à leurs questions. Elle veut également s'assurer que l'atteinte de la cible du délai moyen de réponse téléphonique ne se fasse pas au détriment des appels en cours.

[190] Le Distributeur précise ne pas avoir retenu l'indicateur « Taux de résolution au 1^{er} appel » puisqu'il se reflète déjà implicitement dans les indices de satisfaction de la clientèle⁹². À cet égard, Concentric précise que cet indicateur est une mesure imparfaite, en particulier à des fins de pénalité ou de récompense financières, certains événements ou demandes méritant davantage d'analyse⁹³.

[191] La Régie est d'avis que les 10 indicateurs proposés par le Distributeur sont effectivement conformes aux principes retenus dans ses décisions D-2017-022 et D-2017-043⁹⁴. Ils sont, en effet, limités en nombre et pertinents. De plus, ils couvrent les cinq champs d'intervention des indicateurs de qualité de service déjà évalués par le passé dans le cadre des dossiers tarifaires et ont un historique connu.

[192] La Régie constate que les indicateurs proposés par les intervenants n'ont pas d'historique connu ou suffisamment long afin de bien les calibrer.

[193] De plus, la Régie partage l'avis du Distributeur selon lequel l'indicateur « Taux de résolution au 1^{er} appel » se reflète déjà dans les indices de satisfaction de la clientèle. En conséquence, cet ajout irait à l'encontre du critère de complémentarité choisi pour la sélection des indicateurs.

[194] **Pour ces motifs, la Régie approuve les 10 indicateurs de qualité de service du Distributeur comme indicateurs à lier au MTÉR.**

⁹¹ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 20, et [C-FCEI-0009](#), p. 7.

⁹² Pièce [B-0100](#), p. 57 et 58.

⁹³ Pièce [B-0100](#), p. 60.

⁹⁴ Dossiers R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 27, par. 61, et R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 99, par. 419 et 420.

[195] Cependant, comme mentionné à la section 5.3, la Régie juge que le Distributeur devra évaluer la pertinence d'ajouter un nouvel indicateur en réseaux autonomes à la liste des indicateurs de performance en matière de qualité de service.

Pondérations

[196] Le Distributeur propose qu'une même pondération soit attribuée pour chacun des cinq champs d'intervention couverts⁹⁵. Il soumet ne pas avoir cherché à en prioriser un ou certains au détriment des autres ou en fonction de l'importance relative de chacun. Il estime que l'objectif du MRI étant de l'inciter à une plus grande efficacité, sans porter atteinte à la qualité du service, cet objectif doit se vérifier dans chaque champ d'intervention⁹⁶.

[197] En référant aux décisions de la Régie portant sur les mécanismes incitatifs de Gazifère Inc. (Gazifère) et d'Énergir, s.e.c. (Énergir), le Distributeur rappelle que la Régie avait alors jugé qu'il était raisonnable d'attribuer une même pondération à chacun des cinq champs d'intervention retenus⁹⁷.

[198] Tel qu'illustré au tableau précédent, le Distributeur propose une pondération spécifique à chacun des indicateurs, sauf pour ceux relatifs à la fiabilité du service et à l'alimentation électrique⁹⁸, qui ont la même pondération. Pour déterminer la pondération des indicateurs liés à la satisfaction et au service des clients, il utilise les revenus générés par chacun des deux segments de la clientèle.

[199] L'AHQ-ARQ, PEG et OC estiment qu'il n'est pas nécessaire que les cinq champs d'intervention aient la même pondération.

[200] L'AHQ-ARQ soumet que les cinq champs d'intervention pourraient être pondérés selon leur importance relative et que le Distributeur n'a pas fourni de justification suffisante pour les considérer d'égale importance⁹⁹.

⁹⁵ Pièce [B-0011](#), p. 7 à 12.

⁹⁶ Pièce [B-0100](#), p. 57.

⁹⁷ Pièce [A-0072](#), p. 85.

⁹⁸ Pièce [B-0011](#), p. 7 à 12.

⁹⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 40.

[201] Sur la base de ce qu'il a observé chez les entités américaines, PEG propose de réduire la pondération de chacun des champs relatifs à la sécurité, à l'alimentation et au service à la clientèle à 10 % pour augmenter celle de la fiabilité à 50 %¹⁰⁰.

[202] OC soumet qu'il est possible de présumer que les consommateurs accordent plus d'importance à la durée des pannes puisque, dans le rapport annuel du Distributeur, la fiabilité est le champ d'intervention obtenant davantage de plaintes. Elle suggère ainsi un compromis entre PEG et le Distributeur, soit 20 % pour l'indice de satisfaction, 40 % pour la fiabilité, 15 % pour l'alimentation et le service à la clientèle et 10 % pour la sécurité¹⁰¹.

[203] De manière générale, la FCEI juge que la pondération proposée par le Distributeur est raisonnable, mais estime que le poids accordé à la qualité du service à la clientèle commerciale, comparativement à la clientèle résidentielle, est trop faible¹⁰². Elle craint que le Distributeur favorise la satisfaction des besoins des clients résidentiels au détriment des clients commerciaux.

[204] Le Distributeur estime que la proposition de l'AHQ-ARQ est inappropriée¹⁰³. Il soumet que l'attribution d'un poids égal à chacun des champs d'intervention témoigne de la neutralité et de l'objectivité dont il a souhaité faire preuve dans ses choix, dans une perspective d'équité, notamment, puisqu'aucune clientèle, ni aucun champ n'est favorisé par rapport à un autre.

[205] Le Distributeur mentionne le fait qu'une seule des entreprises analysées par PEG combine ses indicateurs de qualité de service à un MRI¹⁰⁴. Il soumet qu'aucune information n'ayant été fournie quant à la façon dont la situation de ces entreprises se compare ou se différencie de la sienne, il lui apparaît difficile de tirer des conclusions valables le concernant à partir de cet exercice. Il ajoute qu'une trop grande emphase attribuée aux indicateurs de fiabilité du service électrique revient à accentuer le poids des événements climatiques dans l'évaluation de sa performance.

¹⁰⁰ Pièce [C-AOCIE-CIFQ-0018](#), p. 13 à 17.

¹⁰¹ Pièce [A-0073](#), p. 20.

¹⁰² Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 8.

¹⁰³ Pièce [B-0105](#), p. 17.

¹⁰⁴ Pièce [B-0100](#), p. 57.

[206] Quant à la proposition de la FCEI, le Distributeur confirme que les services à la clientèle offerts par les centres de contact client s'adressent à la clientèle de masse¹⁰⁵. Les délais moyens de réponse téléphonique ainsi que les taux de résolution au 1^{er} appel, proposés par l'intervenante, visent cette clientèle.

[207] La Régie retient les arguments du Distributeur relatifs à la pondération proposée. Elle est d'avis que cette pondération est satisfaisante dans le cadre d'un premier MRI.

[208] La Régie partage l'avis du Distributeur sur les propositions des intervenants. Notamment, elle juge que les entités américaines ne sont effectivement pas tout à fait comparables avec le Distributeur. Elle considère qu'il est donc risqué de s'inspirer des conclusions de PEG basées sur leurs expériences, d'autant plus que, pour effectuer ses comparaisons, PEG a dû formuler certaines hypothèses et recalculer des pondérations après avoir retiré certains indicateurs¹⁰⁶.

[209] Pour les motifs évoqués précédemment, la Régie approuve la pondération uniforme de 20 % proposée par le Distributeur pour chaque champ d'intervention. Elle approuve également les pondérations respectives des 10 indicateurs à l'intérieur des champs d'intervention auxquels ils appartiennent.

7.2 CLAUSE DE SORTIE

[210] Le Distributeur s'appuie sur les recommandations du rapport de Concentric¹⁰⁷ et propose le déclenchement de la clause de sortie si un écart de rendement supérieur ou inférieur à 150 points de base était observé par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %. Il précise que l'écart de rendement servant de déclencheur à la clause de sortie se mesurerait annuellement et serait calculé après application du MTÉR.

[211] Lorsque les écarts de rendement sont favorables, Concentric note que ce déclencheur de 150 points de base correspond à 500 points de base, avant application du MTÉR¹⁰⁸.

¹⁰⁵ Pièce [B-0105](#), p. 20.

¹⁰⁶ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 14 et 15, et [A-0072](#), p. 72.

¹⁰⁷ Pièce [B-0011](#), p. 2 à 9.

¹⁰⁸ Pièce [B-0011](#), p. 8.

[212] Si le déclencheur était satisfait, le Distributeur propose de mettre fin au MRI et de revenir à la réglementation en coût de service en attendant qu'il soit réinstauré. Il indique que les modalités de retour en coût de service seraient déterminées en temps opportun¹⁰⁹.

[213] Dans son rapport, Concentric mentionne que la clause de sortie sert à protéger tant la clientèle que le Distributeur contre une situation financière imprévue et insoutenable. Lorsqu'une telle situation survient, Concentric soutient qu'elle doit être étudiée afin de mesurer ses impacts. L'expert note que cette situation financière imprévue s'exprime généralement sous la forme d'un écart important entre le rendement réel et le rendement autorisé à la fin d'un exercice financier.

[214] Concentric considère que les modalités de la clause de sortie du Distributeur se divisent en trois volets :

- un déclencheur permettant d'activer la clause de sortie;
- la période d'évaluation de cet écart;
- les conséquences lorsque la clause de sortie est déclenchée.

[215] L'expert note qu'il existe d'autres critères pour mettre fin au MRI, mais il ne commente pas leur utilisation au Canada ni ailleurs en Amérique du Nord.

Déclencheur permettant d'activer la clause de sortie

[216] Concentric note que, puisque le Distributeur est assujéti à un MTÉR, il convient que les écarts de rendement soient mesurés après son application. Aux fins d'analyse des écarts de rendement servant à déclencher la clause de sortie, l'expert compile les décisions relatives aux mécanismes multi-annuels de réglementation incitative canadiens autorisés dans les 10 dernières années. Il analyse séparément les services publics d'électricité et de gaz naturel.

[217] Sur la base de son analyse des compagnies d'électricité, Concentric conclut que l'intégration d'une clause de sortie dans le MRI est liée ou non à l'existence d'un MTÉR, à la présence ou non d'une bande morte dans le MTÉR, à la durée du MRI et au rendement autorisé. Il note également qu'il existe des clauses de sortie dont le déclenchement se fait

¹⁰⁹ Pièce [B-0011](#), p. 16.

sans égard à un écart de rendement. Quant à l'analyse des compagnies de gaz naturel, il souligne certaines similitudes avec celles d'électricité.

[218] Concentric constate cependant que le rendement autorisé du Distributeur, de même que son ratio sur l'avoir propre sont moindres que ceux des autres distributeurs canadiens. L'expert rappelle en outre que le MTÉR du Distributeur est asymétrique. Pour ces raisons, il est d'avis que le déclencheur de la clause de sortie doit être inférieur à celui de ses pairs.

Période d'évaluation

[219] Concentric constate que le MRI de quatre années du Distributeur se compose d'une première année en coût de service suivie de trois années selon la Formule d'indexation. Il considère qu'une période d'évaluation de deux années est peu pratique dans une telle situation et ne la recommande donc pas.

Conséquences

[220] Concentric note que le déclenchement de la clause de sortie entraîne généralement la suspension du MRI. Cette suspension ne signifie toutefois pas pour autant qu'un examen en profondeur du MRI n'ait pas lieu. Toutefois, afin de permettre un examen approprié du MRI, l'expert recommande le retour à la réglementation en coût de service. Il ajoute qu'il serait nécessaire d'approuver provisoirement des revenus requis afin de stabiliser la situation financière de l'entreprise pendant cette période intérimaire.

[221] L'expert indique que l'écart de rendement s'observe en mai, au moment où le Distributeur dépose son rapport annuel relatif à l'année qui s'est terminée en décembre de l'année précédente. Dans l'éventualité où le Distributeur constaterait que la clause de sortie devait être enclenchée, l'expert prévoit que le Distributeur soumettrait une demande tarifaire selon le coût de service, laquelle s'appliquerait à partir du 1^{er} avril suivant. Il est également prévu que le Distributeur proposerait des tarifs provisoires, établis selon la formule du MRI, afin de couvrir la période intérimaire pendant laquelle les nouveaux tarifs sont étudiés, approuvés et mis en vigueur¹¹⁰.

¹¹⁰ Pièce [B-0069](#), p. 15, réponse 3.1.

Position des intervenants

[222] L'AHQ-ARQ recommande de déclencher la clause de sortie si l'écart de rendement observé est supérieur ou inférieur à 200 points de base, après application du MTÉR sur une base annuelle¹¹¹.

[223] La FCEI juge que les modalités proposées par le Distributeur ne sont pas suffisamment contraignantes. Elle recommande que la clause de sortie soit engagée lorsqu'un écart de rendement négatif d'au moins 50 points de base est observé sur au moins deux années consécutives et que l'écart de rendement cumulatif de ces deux années est d'au moins 300 points de base. La FCEI ne précise pas si son critère se mesure avant ou après l'application du MTÉR¹¹².

[224] PEG, appuyé par OC, propose que le déclencheur soit fixé à 400 points de base pour une année et à 300 points de base pour deux années consécutives, tant pour les écarts de rendement favorables que défavorables, avant application du MTÉR¹¹³.

[225] Par ailleurs, l'AHQ-ARQ, OC et PEG proposent que le déclenchement de la clause de sortie n'entraîne pas la fin automatique du MRI, mais conduise plutôt à un examen par la Régie afin de déterminer s'il devrait être continué, révisé ou terminé.

Opinion de la Régie

[226] La Régie rappelle que le but de la clause de sortie est de réduire le risque, en protégeant le Distributeur et sa clientèle de problématiques liées à la conception ou à l'application du MRI¹¹⁴.

[227] La Régie constate qu'un écart de rendement défavorable de 150 points de base représente une perte d'environ 60 M\$ pour le Distributeur. Elle note qu'il s'agit d'un niveau de perte maximal jugé acceptable par Concentric¹¹⁵. La Régie remarque également que le

¹¹¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 51.

¹¹² Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 13.

¹¹³ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 20, et [C-OC-0015](#), p. 7, par. 47.

¹¹⁴ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 101, par. 427.

¹¹⁵ Pièce [A-0069](#), p. 15, lignes 14 à 20.

Distributeur est d'avis que les écarts de rendement négatifs inférieurs au seuil de 150 points de base par rapport au rendement autorisé augmenteraient son risque d'affaires¹¹⁶.

[228] La Régie note que les experts, Concentric et PEG, proposent un déclencheur symétrique¹¹⁷. Elle constate, d'une part, que celui proposé par PEG est symétrique mais qu'il s'applique avant le partage des écarts de rendement¹¹⁸. Elle note, d'autre part, que Concentric soutient qu'il s'agit plutôt d'un critère asymétrique dont l'application fait en sorte qu'en mesurant la performance avant le partage des écarts de rendement, le Distributeur pourrait encourir une perte de 400 points de base contre un gain de 125 points de base¹¹⁹.

[229] La Régie retient les arguments de Concentric à l'effet que la relative courte durée du présent MRI ne requiert pas que le déclencheur s'évalue sur deux années consécutives. Pour cette raison, elle opte pour un déclencheur qui s'évalue sur une seule année.

[230] La Régie note qu'en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario, le déclenchement des clauses de sortie ne mène pas au retour automatique en mode de réglementation de coût de service, mais conduit plutôt à une révision du MRI¹²⁰. À l'instar d'OC, la Régie n'est pas convaincue par les considérations pratiques soulevées par Concentric et estime qu'à ce stade-ci, elle doit se réserver la possibilité de procéder à une révision sommaire du MRI avant de décider si elle retournera ou non en mode de coût de service¹²¹. L'identification des paramètres à réviser devra, le cas échéant, se faire avec célérité, considérant la durée du MRI.

[231] Lorsque les écarts de rendement sont favorables, dans la mesure où il est rapidement observé que le déclenchement de la clause de sortie est lié à sa conception, la Régie estime que, par prudence dans ce premier MRI, cette situation devrait être portée à son attention avant que le seuil proposé par le Distributeur de 150 points de base, après application du MTÉR ou 500 points de base, avant application du MTÉR, soit atteint.

¹¹⁶ Pièce [B-0155](#), p. 22, par. 104 et 105.

¹¹⁷ Pièce [B-0100](#), p. 61, réponse à la question 17.2, lignes 22 à 26.

¹¹⁸ Pièce [A-0072](#), p. 21 à 24.

¹¹⁹ Pièce [A-0069](#), p. 18 et 19.

¹²⁰ Pièce [B-0069](#), p. 16 et 17, réponse à la question 3.2.

¹²¹ Pièce [C-OC-0015](#), p. 7, par. 50 et 51.

[232] La Régie remarque que Concentric¹²² et PEG¹²³ concluent que les caractéristiques de ce premier MRI tendent à diminuer les risques que les écarts de rendement du Distributeur varient de façon aussi importante, comparativement à ceux des 10 dernières années¹²⁴. Les principaux facteurs invoqués sont la durée relativement courte du MRI, un X positif dans la formule I – X, l’inclusion des Facteurs Y et Z et la formule de partage des écarts de rendement.

[233] Pour les raisons invoquées ci-dessus, la Régie estime que le déclencheur de la clause de sortie peut être ramené de 150 à 125 points de base, après application du MTÉR ou 400 points de base, avant son application. Elle prend en compte l’opinion des deux experts à propos de la symétrie de la clause de sortie. Pour cette raison, elle juge qu’il est opportun d’adopter un déclencheur de 125 points de base, tant pour les écarts de rendement favorables que défavorables par rapport au rendement autorisé.

[234] Bien qu’en apparence, le déclencheur qu’elle adopte permette une sortie plus rapide du MRI que celui proposé par le Distributeur, la Régie souligne que, puisqu’elle l’assortit d’un processus d’examen, il est possible que le MRI ne se termine pas lorsque le déclencheur de 125 points de base est atteint. En outre, ce déclencheur ne contribue pas à augmenter le risque du Distributeur, car il le maintient à un niveau relativement comparable au niveau actuel.

[235] La Régie énonce les modalités qui suivent afin de clarifier le processus d’examen du MRI lors du déclenchement de la clause de sortie.

[236] Lors du déclenchement de la clause de sortie, la Régie demande au Distributeur de l’en aviser, par une lettre administrative dans laquelle il détaille, avec les renseignements financiers pertinents à l’appui, les principales causes de cet écart de rendement. Dans cette lettre, le Distributeur devra également indiquer s’il entend formuler cette demande dans le cadre d’un dossier distinct ou dans le prochain dossier tarifaire.

[237] La Régie précise que le déclenchement de la clause de sortie liée aux résultats financiers d’une année tarifaire peut se faire à tout moment jugé opportun, mais au plus tard lors du dépôt du rapport annuel de l’année pour laquelle cet écart est constaté.

¹²² Pièce [A-0069](#), p. 97 et 98.

¹²³ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 19, et [A-0072](#), p. 23 et 24.

¹²⁴ Pièce [B-0062](#), p. 57, réponse à la question 20.1.

[238] En cas de déclenchement de la clause de sortie, la Régie entame une procédure d'examen sommaire du MRI. Cet examen prioritaire doit permettre de déterminer les causes des écarts de rendement, d'identifier les correctifs requis pour remédier à la situation, leur ampleur et le niveau de difficulté associé à leur mise en place.

[239] Advenant qu'au terme de cet examen sommaire, les causes du déclenchement de la clause de sortie sont identifiées et qu'il est jugé possible de mettre rapidement en place des correctifs, le MRI peut alors être ajusté et se poursuivre en vertu des nouvelles modalités.

[240] Par contre, s'il advenait que l'identification des causes soit complexe ou que l'ampleur des correctifs requis nécessite des modifications importantes au MRI, la Régie pourra décider d'y mettre fin.

[241] **En conséquence, la Régie détermine que, pour la durée du MRI, les modalités suivantes s'appliquent pour la clause de sortie :**

- **la clause de sortie sera déclenchée, advenant un écart de rendement annuel supérieur ou inférieur à 125 points de base par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %, après application du MTÉR;**
- **en cas de déclenchement de la clause de sortie, la Régie entamera une procédure d'examen sommaire du MRI, tel que mentionné précédemment.**

7.3 DONNÉES DÉTAILLÉES À FOURNIR DANS LE RAPPORT ANNUEL 2019

[242] Dans le cadre du MRI, le Distributeur n'entend pas déposer, dans son rapport annuel 2019, les composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus requis faisant partie de la Formule d'indexation, en mode réel.

[243] Le Distributeur rappelle que dans le cadre du MRI, les composantes détaillées autorisées des revenus requis faisant partie de la Formule d'indexation et celles de la base de tarification n'existent pas. Il se questionne donc sur la pertinence de fournir ce niveau de détail en mode réel, alors que seul le montant global autorisé issu de la Formule d'indexation est disponible. Il est d'avis qu'une analyse comparative détaillée entre les données réelles et celles autorisées ne peut donc être réalisée.

[244] Le Distributeur comprend alors que les seules fins pour lesquelles il devrait fournir les composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus requis faisant partie de la Formule d'indexation sont de comparer les résultats réels de l'année avec ceux de l'année précédente.

[245] Il considère que l'analyse de données réelles-réelles contrevient clairement aux notions de vision d'ensemble et de compensation possible entre les divers éléments inclus dans la Formule d'indexation, deux notions à la base de l'allégement réglementaire.

[246] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que l'excédent de rendement pour une année donnée correspond à l'écart entre les données prévisionnelles utilisées dans l'établissement des tarifs et les données réelles. Il réitère que l'analyse de données réelles-réelles ne peut être pertinente pour apprécier le montant de l'excédent de rendement à partager. Il indique également qu'une analyse comparative des données réelles détaillées avec le montant global autorisé issu de la Formule d'indexation ne peut non plus être concluante quant aux sources des écarts de rendement. Le Distributeur tient à souligner qu'il a démontré maintes fois sa bonne gestion¹²⁵.

[247] Dans ce contexte, le Distributeur prévoit déposer le montant global des coûts réels couverts par la Formule d'indexation, ce montant étant comparé au montant global de la Formule d'indexation autorisée. De la même façon, il entend déposer seulement le montant total de la base de tarification réelle puisqu'elle sert à déterminer l'écart de rendement à remettre à la clientèle selon le MTÉR¹²⁶.

[248] Le Distributeur est d'avis que l'examen détaillé des coûts couverts par la Formule d'indexation sera utile aux fins de l'examen du recalibrage (*rebasing*), mais il considère que cet examen devrait se faire dans le cadre du dossier tarifaire qui sera déposé en 2021 pour établir les revenus requis de l'année du recalibrage (*rebasing*) 2022¹²⁷.

[249] À la demande de la Régie, Concentric¹²⁸ et PEG¹²⁹ présentent un balisage effectué auprès d'autres juridictions.

¹²⁵ Pièce [B-0105](#), p. 38 et 39.

¹²⁶ Pièce [B-0062](#), p. 58 à 60.

¹²⁷ Pièce [B-0105](#), p. 39.

¹²⁸ Pièce [B-0159](#), p. 3 à 7.

¹²⁹ Pièce [C-AOCIE-CIFQ-0018](#), p. 22.

[250] Concentric mentionne ce qui suit :

« Concentric agrees that all utilities maintain accounting records that provide cost information according to a regulatory system of accounts. This information is always available to the regulator upon request.

Furthermore, it is also our understanding that annual PBR “compliance” filings, made in the second and subsequent years of a PBR plan provide a level of detail required to calculate new rates. This will include annual cost data for items that are subject to a Y-factor. However, it will not include line-by-line cost data for categories of costs that are covered by the I-X formula. This is consistent with the fundamental purposes of a PBR plan to break the link between revenues and costs and to provide the utility with the flexibility to pursue efficiencies where they make the most sense. A line-by-line reporting of costs has the potential to invite inquiries regarding the “monitoring the extent and nature of improvements” as stated by PEG, representing precisely the type of micromanagement that PBR is intended to replace »¹³⁰.

[251] PEG est d’avis que :

« HQD should in any event continue to file detailed data on its costs during the MRI. A well-managed company would want to monitor its itemized costs, and consumers and Regie staff also have a interest in these data. Provincial law has, after all, called for a regulatory system that encourages performance improvement and these data can be useful in monitoring the extent and nature of improvements »¹³¹.

[252] La FCEI note que l’article 75 de la Loi donne à la Régie toute la latitude nécessaire pour exiger que les données détaillées soient présentées au rapport annuel. L’intervenante est d’avis que le suivi des coûts réels viserait à éclairer la Régie sur la source des écarts de rendement et, par conséquent, sur la performance du MRI. La FCEI recommande le maintien du dépôt du détail des coûts réels au rapport annuel¹³².

¹³⁰ Pièce [B-0105](#), p. 39 et 40.

¹³¹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 22.

¹³² Pièce [C-FCEI-0019](#), p. 4.

Opinion de la Régie

[253] La Régie comprend que les composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus requis faisant partie de la Formule d'indexation, en mode réel, sont disponibles dans le cadre du MRI.

[254] La Régie juge qu'il est opportun de suivre l'évolution des résultats détaillés fournis annuellement, non pas afin de remettre en question les choix du Distributeur quant aux éléments de coûts inclus dans la Formule d'indexation, mais plutôt pour comprendre la source des écarts de rendement et les causes potentielles d'un déclenchement de la clause de sortie permettant une révision ou une interruption du MRI, le cas échéant. Ces résultats détaillés serviront également à l'examen du recalibrage (*rebasings*) prévu au dossier tarifaire 2022.

[255] Pour ces motifs, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, à compter de son rapport annuel 2019, l'évolution des composantes détaillées de la base de tarification¹³³ et celles des revenus requis¹³⁴ faisant partie de la Formule d'indexation pour chacune des années 2018 à 2021.

[256] La Régie convoquera une rencontre administrative avant le dépôt du rapport annuel 2019, regroupant le personnel du Distributeur et de la Régie, afin d'échanger sur la forme de la documentation requise pour le rapport annuel 2019.

8. PARAMÈTRES FINANCIERS

[257] Dans sa demande, le Distributeur propose le maintien de la structure de capital approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93¹³⁵, composée à 35 % de capitaux propres et 65 % de dette. Il propose la reconduction du taux de rendement des capitaux propres (TRCP) de 8,2 % pour l'année témoin 2019¹³⁶.

¹³³ Rapport annuel 2017 du Distributeur, dossier R-9001-2017, pièce [B-0014](#), p. 3 et 4.

¹³⁴ Rapport annuel 2017 du Distributeur, dossier R-9001-2017, pièce [B-0008](#), p. 7 à 9.

¹³⁵ Dossier R-3492-2002, décision [D-2003-93](#).

¹³⁶ Pièce [B-0002](#), p. 3.

[258] Selon la mise à jour de décembre 2018¹³⁷, le coût moyen de la dette du Distributeur s'établit à 6,550 % et le taux de rendement de la base de tarification à 7,128 %. Le coût du capital prospectif est révisé à 5,489 %.

[259] Les taux d'intérêt moyens des obligations d'Hydro-Québec du mois d'octobre 2018 utilisés pour rémunérer les soldes des CER pour 2019, incluant les frais de garantie et d'émission, sont :

- obligations 3 ans : 3,115 % (taux applicable aux CER de 3 ans et moins);
- obligations 5 ans : 3,334 % (taux applicable aux CER de plus de 3 ans).

[260] Considérant que depuis la décision D-2014-034¹³⁸ fixant le taux de rendement sur les capitaux propres, les principaux paramètres influençant le TRCP ainsi que le contexte économique et financier ont peu changé et, par cohérence avec les décisions concernant Énergir et Gazifère, la Régie maintient le TRCP à 8,2 % dans le présent dossier.

[261] La Régie prend acte du fait que le Distributeur ne propose pas de modification à sa structure de capital présumée pour le financement de sa base de tarification et fixe, pour l'année témoin 2019, le taux de rendement des capitaux propres à 8,2 %.

[262] La Régie établit le coût moyen de la dette applicable à la base de tarification à 6,550 % pour l'année témoin 2019, conformément à la mise à jour de décembre 2018.

[263] La Régie fixe, pour l'année témoin 2019, les taux d'intérêt applicables aux soldes des CER de 3 ans et moins et ceux de plus de 3 ans, à 3,115 % et 3,334 % respectivement, conformément à la mise à jour de décembre 2018.

[264] La Régie détermine pour l'année 2019 un taux de rendement sur la base de tarification du Distributeur de 7,128 % et autorise l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,489 % pour l'année témoin 2019.

¹³⁷ Pièce [B-0132](#), p. 5.

¹³⁸ Dossier R-3842-2013, décision [D-2014-034](#).

9. PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[265] Le Distributeur prévoit des ventes totales d'électricité de 173 178 GWh pour l'année témoin 2019, soit une croissance de 4 880 GWh (2,9 %) par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2018 et de 4 124 GWh (2,4 %) par rapport à la prévision des ventes retenue dans la décision D-2018-025¹³⁹.

9.1 ANNÉE TÉMOIN 2019

Secteur résidentiel et agricole

[266] Le Distributeur prévoit des ventes de 66 531 GWh au secteur résidentiel et agricole pour l'année témoin 2019, soit une hausse de 400 GWh par année entre 2017 et 2019. Par rapport à l'année de base 2018, cette croissance est principalement expliquée par les facteurs suivants¹⁴⁰ :

- nouveaux abonnements : +600 GWh;
- nouveaux véhicules électriques : +50 GWh;
- baisse de la consommation unitaire résidentielle : -250 GWh.

[267] Parmi les variables économiques servant à l'établissement des prévisions de la demande au secteur résidentiel et agricole, le Distributeur utilise la prévision moyenne des mises en chantier diffusée par la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL). La SCHL a déposé, en novembre 2018, une mise à jour de sa prévision moyenne des mises en chantier pour les années 2018 et 2019. Le Distributeur confirme que l'impact cumulatif de cette mise à jour est de 100 mises en chantier additionnelles pour l'année témoin, ce qui aura un effet peu significatif sur les ventes prévues au secteur résidentiel¹⁴¹.

¹³⁹ Pièce [B-0012](#), p. 5 et 13.

¹⁴⁰ Pièce [B-0012](#), p. 7.

¹⁴¹ Pièce [B-0100](#), p. 5.

[268] Le Distributeur reste à l'affût des nouvelles variables économiques qui pourraient potentiellement avoir un impact sur ses activités et continue de suivre l'évolution des relations entre diverses variables dans la mise à jour périodique de ses modèles¹⁴².

Secteurs commercial, institutionnel, industriel petites et moyennes entreprises et autres

[269] Pour les secteurs commercial, institutionnel et industriel petites et moyennes entreprises (PME), le Distributeur prévoit une croissance des ventes de 700 GWh en 2019. Les principaux facteurs de cette croissance sont¹⁴³ :

- le développement de marché (centres de données, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les serres) : +633 GWh;
- l'impact de l'activité économique : +250 GWh;
- les véhicules électriques : +10 GWh;
- la baisse de l'intensité énergétique et le réchauffement tendanciel des températures considéré dans la normale climatique : -200 GWh.

[270] Quant aux efforts de développement de marché visant l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, ils permettent d'ajouter 493 GWh¹⁴⁴ des 633 GWh, essentiellement au tarif LG. Cette croissance correspond à une consommation en puissance de 110 MW, sur un potentiel de 158 MW¹⁴⁵, associée à la clientèle considérée comme étant les « *Abonnements existants* », au sens de la décision D-2018-084¹⁴⁶.

[271] Le Distributeur précise toutefois que, pour atteindre le niveau inclus dans cette prévision, cet usage devra montrer une croissance importante par rapport au niveau connu à ce jour¹⁴⁷. En audience, il confirme en effet qu'environ 40 % de la prévision de 110 MW n'est pas consommé à ce jour¹⁴⁸. Il confirme également qu'en regard des raccordements observés à ce jour chez les clients des réseaux municipaux et de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville faisant l'usage cryptographique appliquée aux chaînes de blocs, la consommation de ces clients avoisinerait 15 MW pour l'année

¹⁴² Pièce [B-0100](#), p. 5.

¹⁴³ Pièce [B-0012](#), p. 9.

¹⁴⁴ Pièce [B-0094](#), p. 27, tableau R-11.1.

¹⁴⁵ Dossier R-4045-2018, pièce [B-0027](#), p. 3 et 4, réponse à la question 1.1.

¹⁴⁶ Dossier R-4045-2018, décision [D-2018-084](#).

¹⁴⁷ Pièce [B-0105](#), p. 41 et 42.

¹⁴⁸ Pièce [A-0067](#), p. 170.

témoin 2019. Néanmoins, le Distributeur juge que les quantités intégrées à la prévision de la demande sont appropriées pour l'année témoin 2019¹⁴⁹.

Secteur industriel grandes entreprises

[272] Le Distributeur prévoit une quasi-stagnation des ventes au tarif L entre 2017 et 2019¹⁵⁰. Le contexte d'affaires difficile dans les secteurs pâtes et papiers ainsi que pétrole et chimie devrait entraîner une baisse des ventes de 763 GWh entre 2018 et 2019. Ces impacts négatifs sur les ventes seront en partie renversés par une hausse anticipée des ventes de 353 GWh aux secteurs des mines ainsi que de la sidérurgie, fonte et affinage. Ces secteurs bénéficient en effet de la bonne croissance économique mondiale et de la hausse des prix des métaux.

[273] Par ailleurs, le Distributeur indique que la fin de l'entente avec Silicium Québec, conclue le 22 décembre 2016, qui accordait au client un contrat spécial pour la période du 1^{er} juillet 2016 au 30 juin 2018, a un impact à la hausse de 300 GWh sur les ventes au secteur sidérurgie, fonte et affinage pour l'année témoin 2019.

[274] Pour les contrats spéciaux, le Distributeur prévoit une croissance des ventes de 3 869 GWh en 2019. Cette croissance découle de la fin attendue du conflit de travail à l'Aluminerie de Bécancour ainsi que d'un faible volume d'achat en 2018 du client Rio Tinto Alcan inc., qui bénéficie d'une forte hydraulicité, contrebalancé en partie par la fin du contrat de Silicium Québec et son reclassement au tarif L¹⁵¹.

[275] Le Distributeur élabore sur les nouveaux facteurs économiques qui justifient une baisse additionnelle de près de 600 GWh dans la prévision des ventes du secteur des pâtes et papiers pour l'année témoin 2019¹⁵².

¹⁴⁹ Pièce [B-0105](#), p. 41 et 42.

¹⁵⁰ Pièce [B-0012](#), p. 11.

¹⁵¹ Pièce [B-0012](#), p. 12.

¹⁵² Pièce [B-0100](#), p. 7.

Besoins en puissance

[276] Le Distributeur prévoit que, sous des conditions climatiques normales, les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2018-2019 atteindront 38 387 MW, soit une hausse de 443 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2017-2018. Il précise que cet écart découle de la croissance prévue des ventes au secteur commercial et institutionnel, de même qu'au secteur résidentiel et agricole¹⁵³.

[277] En audience, le Distributeur présente une mise à jour de son bilan en puissance à la pointe pour l'hiver 2018-2019¹⁵⁴, lequel est révisé à 38 123 MW, soit une baisse de 264 MW par rapport à la prévision initiale. Cette révision est attribuable à la poursuite du lock-out à l'Aluminerie de Bécancour, dont l'impact est estimé à une baisse de 400 MW sur les besoins à la pointe pour l'hiver 2018-2019. Cette baisse est cependant compensée partiellement par la hausse des besoins de 136 MW attribuable à la demande dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel¹⁵⁵.

[278] Le Distributeur précise que la pointe de l'hiver 2017-2018 est survenue le 28 décembre 2017. Celle-ci a été supérieure de 397 MW à celle annoncée dans le dossier R-4011-2017¹⁵⁶ en raison des températures plus froides que la normale de l'hiver 2017-2018 (+239 MW) et d'un écart positif de 158 MW sur les besoins en puissance normalisés.

9.2 ANNÉE DE BASE 2018

[279] La prévision des ventes de l'année 2018 indique un écart prévisionnel consolidé de -756 GWh par rapport à celle approuvée dans la décision D-2018-025¹⁵⁷. Cet écart est toutefois de +2 877 GWh lorsqu'on exclut les contrats spéciaux (-3 626 GWh) et les réseaux autonomes (-7 GWh)¹⁵⁸.

¹⁵³ Pièce [B-0012](#), p. 15.

¹⁵⁴ Pièce [B-0146](#), p. 3, tableau E-10.

¹⁵⁵ Pièce [A-0067](#), p. 145 et 146.

¹⁵⁶ La prévision des besoins en puissance acceptée par la Régie dans sa décision [D-2018-025](#) (dossier R-4011-2017) est de 37 787 MW.

¹⁵⁷ Pièce [B-0012](#), p. 13, tableau 4.

¹⁵⁸ Pièce [B-0012](#), p. 12 et 13.

[280] Le Distributeur explique les écarts constatés à l'égard des principales catégories de consommateurs de la manière suivante¹⁵⁹ :

- Tarifs D, DM et DP : l'écart total de +846 GWh découle principalement de la baisse moins importante qu'anticipée de la consommation unitaire résidentielle (546 GWh), de la croissance de la rémunération des salariés plus importante qu'anticipée (200 GWh) et d'une baisse d'un point de pourcentage du taux d'occupation des logements (100 GWh), soit la baisse la plus importante des 10 dernières années¹⁶⁰.
- Tarifs G, G-9, M et LG : l'écart consolidé des ventes se chiffre à +639 GWh, notamment en raison de ventes attribuables aux efforts de développement de marché plus élevées que prévues (+297 GWh).
- Tarif L : l'écart de +1 013 GWh découle notamment du fait que l'impact en 2018 des rationalisations attendues au secteur des pâtes et papiers a été moindre que prévu.
- Contrats spéciaux : l'écart de -3 626 GWh s'explique par le conflit de travail à l'Aluminerie de Bécancour et, dans une moindre mesure, par une révision à la baisse des besoins du client Rio Tinto Alcan inc. en lien avec la forte hydraulité observée sur son réseau depuis le début de l'année.

[281] Selon le ROÉÉ, la prévision de la demande en puissance pour l'hiver 2018-2019 pourrait être sous-estimée jusqu'à hauteur de 90 MW puisqu'elle ne tient pas compte de la nouvelle réglementation de la Ville de Montréal relative aux poêles et foyers au bois¹⁶¹.

[282] L'AQCIE-CIFQ estime, pour sa part, que le Distributeur pourrait sous-estimer les ventes liées à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs pour l'année témoin. L'intervenant recommande d'ajouter au revenus requis du Distributeur la somme de 15 M\$¹⁶² à cet égard.

Opinion de la Régie

[283] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur et ne retient pas les recommandations du ROÉÉ et de l'AQCIE-CIFQ.

¹⁵⁹ Pièce [B-0012](#), p. 13 et 14.

¹⁶⁰ Pièce [B-0062](#), p. 62.

¹⁶¹ Pièce [C-ROÉÉ-0029](#), p. 11.

¹⁶² Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0034](#), p. 2.

[284] **La Régie accepte la prévision des ventes de 173 178 GWh pour l'année témoin 2019 aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2019-2020. Elle encourage le Distributeur à poursuivre le raffinement de son modèle économétrique de prévision des ventes et à présenter toutes nouvelles améliorations qui y seraient apportées. Elle lui demande de procéder de même en ce qui a trait à sa méthode de prévision des revenus de ventes.**

[285] **Par ailleurs, la Régie accepte la prévision des besoins en énergie de 186,2 TWh¹⁶³ pour 2019, de même que celle des besoins en puissance, révisée à 38 123 MW¹⁶⁴ pour l'hiver 2018-2019.**

[286] **La Régie demande également au Distributeur de continuer à produire les tableaux énumérés au paragraphe 247 de sa décision D-2016-033¹⁶⁵.**

9.3 SUIVI DE LA DÉCISION D-2017-022 : CARACTÉRISTIQUES DE CONSOMMATION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

[287] Dans sa décision D-2017-022¹⁶⁶, la Régie demandait au Distributeur d'entreprendre, dans les meilleurs délais, des sondages auprès des propriétaires de véhicules électriques, afin de documenter leur usage des bornes de recharge et leurs habitudes de consommation et de lui en faire rapport. Elle demandait au Distributeur de documenter particulièrement l'impact de ce nouvel usage sur la pointe coïncidente.

[288] À partir d'un échantillon de bornes de recharges de différents types (domestiques, publiques de niveau 2 et de recharge rapide), le Distributeur a analysé, sur la période d'avril 2017 à avril 2018, les comportements de consommation associés à chacun de ces types de bornes. Puis, connaissant le nombre total de bornes et de véhicules électriques au Québec, le Distributeur a été en mesure d'estimer le profil moyen de la recharge d'un véhicule électrique au Québec¹⁶⁷.

¹⁶³ Pièce [B-0012](#), p. 16.

¹⁶⁴ Pièce [B-0146](#), p. 3, tableau E-10.

¹⁶⁵ Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), p. 70 et 71, par. 247.

¹⁶⁶ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 187, par. 735.

¹⁶⁷ Pièce [B-0012](#), p. 17 à 19.

[289] Le Distributeur évalue que l'impact moyen sur la pointe d'hiver est de 0,7 kW par véhicule rechargé, soit une valeur similaire à celle retenue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026 (0,6 kW)¹⁶⁸. Dans le cas spécifique de la recharge à domicile, l'impact moyen sur la pointe d'hiver du Distributeur est de 0,6 kW par véhicule électrique.

[290] La Régie prend acte des études effectuées par le Distributeur sur l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques dans le cadre du suivi de la décision D-2017-022. Elle demande que ce suivi soit présenté désormais dans les plans d'approvisionnement.

[291] La Régie demande également au Distributeur de faire rapport, dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires, de tout changement significatif constaté dans les comportements des clients attribuables à la recharge de véhicules électriques au Québec et pouvant avoir un impact significatif sur les besoins à la pointe.

9.4 TAUX DE PERTES

Suivi de la décision D-2018-025 : Évolution des pertes depuis 2004

[292] Dans le cadre du dossier R-4011-2017, le Distributeur confirmait qu'il avait entrepris des travaux conjoints avec Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) afin de comprendre les variations historiques des pertes globales de transport et de distribution entre 2004 et 2016. Cependant, constatant que leurs analyses ne permettaient pas d'obtenir les explications recherchées, l'IREQ a été mandaté, à l'été 2017¹⁶⁹, pour effectuer des travaux additionnels¹⁷⁰.

¹⁶⁸ Dossier R-3986-2016 Phase 1, pièce [B-0032](#), p. 9.

¹⁶⁹ Dossier R-4011-2017, pièce [A-0051](#), p. 62.

¹⁷⁰ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0084](#), p. 10.

[293] Dans sa décision D-2018-025¹⁷¹, la Régie ordonnait au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, les résultats de l'étude de l'IREQ relative aux variations historiques des pertes globales de transport et de distribution entre 2004 et 2016. Elle précisait qu'elle déterminerait, par la suite, si la mise sur pied d'un groupe de travail est nécessaire.

[294] Le Distributeur présente les principaux constats des études relatives aux variations historiques des pertes globales de transport et de distribution :

« Tout d'abord, le Distributeur a évalué l'impact sur les pertes du remplacement massif des compteurs électromécaniques. En plus de l'analyse effectuée en 2016, le Distributeur a reconduit une analyse plus complète en 2018. Ces deux analyses [note de bas de page omise] n'ont pas permis de détecter d'impact significatif sur le bilan des pertes provenant du remplacement massif des compteurs.

Également, tout au long de la période analysée, le Distributeur a augmenté la consommation au tarif forfaitaire (non mesurée), considérée dans le bilan des pertes. En 2017, la consommation au tarif forfaitaire a atteint 410 GWh, ce qui a entraîné une baisse de 0,3 point de pourcentage sur le taux de pertes.

Le Transporteur et l'IREQ effectuent présentement des travaux sur l'établissement du taux de pertes de transport et des besoins en énergie du Distributeur. Les variations sur les valeurs de ces derniers ont un impact sur le taux des pertes globales et celui des pertes de distribution. Ainsi, tant que les travaux du Transporteur ne seront pas terminés, le Distributeur ne sera pas en mesure d'expliquer les variations des pertes historiques. [...]

Le Distributeur poursuit la vigie de l'évolution des pertes et entreprendra, si nécessaire, des travaux additionnels »¹⁷².

[295] Le Distributeur présente, au tableau suivant, les taux de pertes globales, de transport et de distribution sur la période de 2004 à 2017. Il précise que, nonobstant l'impact de la hausse de la consommation au tarif forfaitaire sur les pertes (-0,3 %), le taux de pertes globales et celui de distribution de l'année 2017 auraient été comparables à ceux observés sur la période historique analysée.

¹⁷¹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 58, par. 187.

¹⁷² Pièce [B-0012](#), p. 17.

TABLEAU 5
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES GLOBALES,
DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux de pertes globales	7.5%	7.7%	7.4%	7.5%	7.7%	7.5%	7.9%	7.8%	7.9%	8.1%	7.6%	7.5%	7.5%	7.5%
Taux de pertes de transport	5.2%	5.3%	5.3%	5.3%	5.4%	5.4%	5.5%	5.6%	5.7%	5.9%	5.9%	6.1%	6.3%	5.8%
Taux de pertes de distribution	2.2%	2.3%	2.0%	2.1%	2.2%	1.9%	2.3%	2.1%	2.1%	2.1%	1.6%	1.3%	1.0%	1.6%

Source : Pièce [B-0012](#), p. 17.

[296] Le Distributeur élabore sur la seconde analyse effectuée en 2018¹⁷³ et la méthode utilisée afin d'évaluer l'impact du remplacement des compteurs électromécaniques sur le taux de pertes. Il confirme qu'au terme de cette dernière analyse, il est en mesure de mieux quantifier l'impact du changement de compteur sur la consommation facturée et ainsi obtenir l'assurance que le remplacement massif des compteurs n'a eu aucune influence sur le bilan des pertes¹⁷⁴.

[297] Enfin, le Distributeur considère que l'infrastructure de mesurage avancé permet un exercice d'établissement des ventes à facturer plus précis, puisqu'il bénéficie d'une lecture réelle de l'énergie distribuée pour une majorité de ses installations¹⁷⁵.

[298] En ce qui a trait à la consommation associée au tarif forfaitaire, le Distributeur précise que ce tarif s'applique à différents usages pour lesquels il ne juge pas rentable d'installer un compteur. Par conséquent, la consommation à ce tarif n'est pas mesurée mais plutôt estimée¹⁷⁶. Selon le Distributeur, une partie des pertes estimées est attribuable à une sous-estimation de la consommation d'énergie associée à ce tarif. L'augmentation de la consommation considérée à ce tarif a pour effet d'entraîner directement une baisse des pertes¹⁷⁷.

[299] Aux fins de cohérence entre les revenus facturés et l'énergie associée, le Distributeur a appliqué un ajustement à la hausse de 200 GWh sur la consommation au tarif forfaitaire estimée pour 2017. Puisque le dernier ajustement de la consommation au tarif forfaitaire

¹⁷³ Pièce [B-0067](#), p. 11 et 12, réponses aux questions 4.3 et 4.4.

¹⁷⁴ *Ibid.*

¹⁷⁵ Pièce [B-0067](#), p. 13, réponse à la question 4.7.

¹⁷⁶ Pièce [A-0063](#), p. 110 à 114.

¹⁷⁷ Pièce [B-0067](#), p. 13, réponse à la question 4.8.

remonte à 2009, le Distributeur a également augmenté de 200 GWh la consommation estimée pour les années 2009 à 2016¹⁷⁸.

[300] L'accroissement de la consommation au tarif forfaitaire en 2017 est d'environ 240 GWh additionnel par rapport à celle de la période de 2004 à 2008. L'impact de l'accroissement de la consommation au tarif forfaitaire en 2017 correspond à une baisse de 0,2 point de pourcentage du taux de pertes globales en 2017. Par rapport à la période de 2009 à 2016, cet impact correspond à une baisse de 0,1 point de pourcentage du taux de pertes globales en 2017, et se traduit par un impact équivalent sur le taux de pertes de distribution¹⁷⁹. En audience, le Distributeur précise toutefois que ces calculs sont effectués à partir des données de consommation historiques utilisées pour la facturation et non à partir de données de consommation révisées¹⁸⁰.

[301] Présentement, le Distributeur associe une consommation en énergie pour chacune des factures émises à ce tarif. Ainsi, cet élément ne devrait plus contribuer à la variation future des pertes du Distributeur¹⁸¹.

Révision des taux de pertes de transport par le Transporteur

[302] Le 16 novembre 2018, le Transporteur dépose, dans le cadre de son dossier tarifaire, un complément de preuve dans lequel il revalide les taux de pertes de transport pour les années 2015, 2016 et 2017¹⁸². Ceux-ci sont nécessaires à l'établissement du taux de pertes de transport moyen pour l'année 2019, c'est-à-dire celui considéré dans le dossier tarifaire du Transporteur¹⁸³.

[303] Cette revalidation des taux de pertes de transport pour les années 2015 à 2017 a pour effet d'entraîner un réajustement à la baisse du taux de pertes de transport prévu pour 2019. Par ailleurs, dans le cadre de cette même mise à jour, le Transporteur revoit également à la hausse les statistiques de besoins du Distributeur pour les années 2015 à 2017¹⁸⁴.

¹⁷⁸ Pièce [A-0063](#), p. 110 à 114.

¹⁷⁹ Pièce [B-0067](#), p. 15, réponse à la question 4.15.

¹⁸⁰ Pièce [A-0063](#), p. 114 et 115.

¹⁸¹ Pièce [B-0067](#), p. 13, réponse à la question 4.8.

¹⁸² Dossier R-4058-2018, pièce [B-0094](#), p. 7, tableau 1.

¹⁸³ *Ibid.*

¹⁸⁴ Pièce [B-0100](#), p. 8.

[304] L'impact de ces changements sur les besoins du Distributeur et les taux de pertes de transport, de distribution et globales pour les années 2015 à 2017 sont présentés dans le tableau suivant.

TABLEAU 6
HISTORIQUE RÉVISÉ DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR ET DES TAUX DE PERTES
DE TRANSPORT, DE DISTRIBUTION ET GLOBALES

	2015	2016	2017
Besoins du Distributeur (en TWh)	184,5	182,4	183,8
Taux de pertes globales	7,6 %	7,7 %	7,6 %
Taux de pertes de transport	5,5 %	5,2 %	5,4 %
Taux de pertes de distribution	2,0 %	2,3 %	2,1 %
Écarts par rapport aux valeurs au tableau 7 de la pièce B-0012			
Besoins du Distributeur (en TWh)	0,1	0,4	0,2
Taux de pertes globales	0,1 %	0,2 %	0,1 %
Taux de pertes de transport	-0,6 %	-1,1 %	-0,4 %
Taux de pertes de distribution	0,7 %	1,3 %	0,5 %

Source : Pièce [B-0100](#), p. 8.

[305] La baisse du taux de pertes de transport pour 2019 se traduirait, selon le Distributeur, en une hausse d'environ 0,1 % du taux de pertes globales prévu pour 2019, entraînant une hausse des besoins prévus en énergie de 160 GWh, correspondant à 5 M\$ additionnels en coûts d'approvisionnement¹⁸⁵. Le Distributeur ne juge toutefois pas nécessaire de revoir la prévision des besoins et des coûts d'approvisionnement pour l'année témoin 2019. Il précise :

« [...] Le Distributeur tient à réitérer que la prévision est soumise à des aléas plus importants que l'écart qui pourrait découler de la modification des taux de pertes globales. De surcroît, cette mise à jour des statistiques de besoins du Distributeur n'a pratiquement aucun impact sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver 2018-2019. Ceci provient du fait que les révisions par le Transporteur des statistiques de besoins en puissance à la pointe d'hiver des années 2015 à 2017 sont moins importantes que celles des besoins en énergie »¹⁸⁶.

¹⁸⁵ Pièce [B-0105](#), p. 49.

¹⁸⁶ *Ibid.*

[306] Le Transporteur n'ayant présenté aucune revalidation des taux de pertes de transport pour l'année 2014 dans son complément de preuve, le Distributeur soumet qu'il n'est pas en mesure de présenter une révision du taux de pertes de distribution pour cette même année¹⁸⁷.

[307] Pour les fins de la prévision de la demande en énergie, le Distributeur confirme qu'il a également considéré un impact à la baisse de -0,1 % sur le taux de pertes globales attribuable à la mise en service de la ligne à 735 kV Chamouchouane-Bout-de-l'Île. Pour les mois d'avril à décembre 2019, soit sur une période de huit mois, les pertes évitées par la mise en service de cette nouvelle ligne correspondraient, selon le Distributeur, à -120 GWh¹⁸⁸ et seraient estimées à -170 GWh sur une période de 12 mois¹⁸⁹.

[308] Le Distributeur estime que, compte tenu de l'ensemble des facteurs ayant des impacts à la fois positifs et négatifs sur le taux de pertes globales, la prévision de taux de pertes globales pour 2019 demeure centrée¹⁹⁰.

Opinion de la Régie

[309] La Régie prend acte des changements apportés aux taux de pertes de distribution pour les années 2015 à 2017 ainsi qu'à celui prévu pour l'année témoin 2019.

[310] Elle ordonne au Distributeur de présenter, lors du prochain plan d'approvisionnement 2020-2029, un suivi des travaux effectués conjointement avec le Transporteur et l'IREQ, notamment ceux relatifs à la détermination du taux de pertes de transport et de distribution pour l'année 2014.

¹⁸⁷ Pièce [A-0063](#), p. 89.

¹⁸⁸ Pièce [B-0067](#), p. 7.

¹⁸⁹ Pièce [A-0063](#), p. 105.

¹⁹⁰ Pièce [A-0063](#), p. 107.

10. COÛTS ÉVITÉS

10.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

[311] Dans sa décision D-2018-025¹⁹¹, la Régie considérait qu'il était important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.

[312] La Régie estimait que ce débat était rendu nécessaire, compte tenu des nombreux changements constatés dans l'utilisation des coûts évités depuis leur création :

« [204] [...] Les coûts évités n'ont plus comme principale finalité d'évaluer la rentabilité des programmes en efficacité énergétique. Cette finalité a changé et de nombreux éléments du contexte économique et réglementaire ont modifié la nature et la notion même d'approvisionnement "à la marge" »¹⁹².

[313] De même, elle estimait que l'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins pouvait, éventuellement, requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique¹⁹³.

[314] Enfin, la Régie jugeait que ces discussions étaient une étape préalable à celle sur la tarification dynamique.

[315] En réponse à cette demande de la Régie, le Distributeur présente sa position à la pièce B-0015¹⁹⁴.

10.1.1 DÉFINITION GÉNÉRALE DES COÛTS ÉVITÉS

[316] Le Distributeur définit le concept économique de coût évité, ou coût marginal, comme étant le « *coût économisé (supplémentaire) d'une réduction (accroissement) à la*

¹⁹¹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 64, par. 209.

¹⁹² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 62.

¹⁹³ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 63, par. 205.

¹⁹⁴ Pièce [B-0015](#).

marge d'une unité de demande à partir d'un bilan offre-demande ». Cette définition s'applique à la fourniture, au transport et à la distribution. Le Distributeur rappelle que le coût marginal est une notion économique qui reflète uniquement les coûts futurs¹⁹⁵.

[317] Selon le Distributeur, le coût évité est indissociable du contexte énergétique et du bilan offre-demande. Sa valeur est donc déterminée par celle des moyens à acquérir pour répondre à la demande additionnelle¹⁹⁶ :

- Lorsque les besoins peuvent être comblés par des approvisionnements sur les marchés de court terme, le coût qui y est associé durant cette période (quelle qu'en soit la durée) se définit comme un coût évité de court terme.
- En revanche, si un nouvel approvisionnement de long terme est requis, car le déséquilibre est durable et plus important, le coût de cet approvisionnement est qualifié de coût évité de long terme.

[318] La notion de court terme/long terme du signal de coût évité fait référence au service rendu par un approvisionnement et non à une notion temporelle. Cette démarche s'applique aux coûts évités en énergie et en puissance.

10.1.2 COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE

Coûts évités en énergie de court terme

[319] Le bilan offre-demande en énergie présente des surplus sur l'ensemble de la période de 2019 à 2026, lesquels se traduisent par de l'électricité patrimoniale non utilisée par le Distributeur¹⁹⁷. Malgré l'existence de ces surplus patrimoniaux, le Distributeur soumet qu'il doit effectuer des achats en hiver sur les marchés de court terme afin de combler les besoins de ses clients, qui sont plus élevés au cours de cette période.

¹⁹⁵ Pièce [B-0051](#), p. 4.

¹⁹⁶ Pièce [B-0015](#), p. 6 et 7.

¹⁹⁷ Pièce [B-0015](#), p. 8, tableau 1.

[320] Pour les mois de décembre à mars, le coût évité est de 4,1 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2018, basée sur les prix à terme des marchés de court terme de New York.

[321] Afin de refléter le fait que les prix sur le marché de référence ne sont pas uniformes selon le jour de la semaine ou l'heure de la journée, le Distributeur introduit une distinction entre les heures de pointe (6 h à 22 h tous les jours ouvrables) et hors pointe du marché de référence (les autres heures). Pour la période de 2013 à 2017, l'écart de prix moyen est de 13,29 \$/MWh (ou 1,3 ¢/kWh). Cet écart est appliqué au coût évité d'énergie¹⁹⁸.

[322] Pour la période hors-hiver (avril à novembre), le signal de coût évité utilisé par le Distributeur est celui du coût de l'électricité patrimoniale, soit 2,9 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation.

[323] L'AHQ-ARQ considère qu'un coût évité moyen en énergie pour les 2 904 heures de l'hiver est tout à fait inapproprié, alors que les achats de court terme sont significativement plus élevés aux heures de plus forte demande.

[324] L'AHQ-ARQ recommande que le Distributeur présente une méthode de détermination et produise un signal de coût évité en énergie qui soit variable pour la période d'hiver. L'intervenant recommande aussi qu'une « *valeur différente [soit] fournie pour chaque tranche d'utilisation de 100 heures et ces valeurs doivent être basées sur les prévisions et les patrons historiques observés* »¹⁹⁹.

[325] Dans un même ordre d'idées, le RNCREQ estime que, même si la Régie devait juger que les coûts évités en énergie de court terme ne sont pas pertinents à la tarification dynamique, il demeure opportun de réfléchir et de statuer, dès maintenant, sur la question des coûts évités horaires. Il rappelle que le besoin pour cette réflexion a été clairement identifié par la Régie dans sa décision D-2018-025²⁰⁰.

¹⁹⁸ Pièce [B-0015](#), p. 9.

¹⁹⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 11.

²⁰⁰ Pièce [C-RNCREQ-0034](#), p. 8.

[326] L'intervenant estime qu'il n'est pas nécessaire d'attendre qu'un projet nécessitant l'utilisation de coûts évités horaires se présente pour tenir cette réflexion dans la hâte, alors qu'elle peut être tenue dès maintenant, en amont. Le RNCREQ rappelle le dossier à venir sur le mesurage net, qui soulèvera ces enjeux de manière encore plus évidente.

[327] Le RNCREQ invite donc le Distributeur à réaliser ses propres analyses et à proposer, au besoin, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, « *des ajustements dans le mode de détermination et/ou des valeurs des coûts évités pour les 300 h et les autres heures* »²⁰¹.

[328] La Régie note qu'aucune mesure, programme ou projet n'a nécessité jusqu'à ce jour l'utilisation d'un coût évité en énergie spécifique pour les 100 ou 300 heures de plus forte charge du Distributeur. Cependant, compte tenu de la volonté d'établir de nouveaux programmes, tarifs ou options tarifaires pour les périodes de pointes hivernales, tels que ceux liés à la tarification dynamique, la Régie estime qu'il est opportun d'entreprendre, dès maintenant, une réflexion sur l'élaboration de coûts évités en énergie pour les périodes de plus fortes charges du Distributeur.

[329] Conséquemment, la Régie ordonne au Distributeur de présenter, dès le prochain dossier du plan d'approvisionnement, une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges.

[330] Finalement, la Régie approuve les coûts évités en énergie de court terme proposés par le Distributeur.

Coûts évités en énergie de long terme

[331] Le volume d'achat disponible auprès des marchés limitrophes aura atteint sa limite à compter de 2028. Autrement dit, la profondeur des marchés de court terme n'est plus suffisante pour combler les besoins du Distributeur. Un approvisionnement de long terme est donc requis pour combler les besoins additionnels²⁰².

[332] À l'instar des précédents dossiers tarifaires, le Distributeur retient comme signal de coût évité en énergie de long terme le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01). Ainsi, le signal de coût évité

²⁰¹ Pièce [C-RNCREQ-0034](#), p. 16.

²⁰² Pièce [B-0015](#), p. 8.

de long terme est de 8,0 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation, soit 6,0 ¢/kWh (\$ 2018) pour la fourniture, à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 2 ¢/kWh (\$ 2018).

[333] Le Distributeur précise que ce signal a cependant fait l'objet d'une révision depuis le dernier dossier tarifaire, notamment en ce qui a trait à son indexation, afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens, tant en Amérique du Nord qu'ailleurs dans le monde²⁰³.

[334] Le Distributeur précise que les prix de départ utilisés demeurent les prix soumis lors de l'A/O 2013-01, mais que leur indexation est ajustée pour refléter une diminution anticipée des prix réels de 1 % sur la période de 2018 à 2040 (sur la base d'un rapport de l'*U.S. Energy Information Administration*)²⁰⁴ :

- Pour la période de 2015 à 2025 : une décroissance plus soutenue est appliquée afin de refléter les évaluations de l'*International Renewable Energy Agency* pour la même période.
- Pour la période de 2026 à 2040 : une stagnation en terme réel est appliquée.

[335] Le Distributeur soumet que le signal de prix qu'il propose est objectif et reflète la valeur sur le marché d'un nouvel approvisionnement en énergie de long terme, dont les livraisons d'énergie seraient fermes et garanties²⁰⁵.

[336] Selon l'ACEFQ, le bond entre les signaux de coûts évités de court terme et ceux de long terme serait causé par l'utilisation du prix d'une seule source d'approvisionnement, soit le prix de l'énergie éolienne, selon les caractéristiques stipulées dans l'A/O 2013-01. Or, selon l'intervenante, rien ne donne l'assurance que le prix de cette source d'énergie sera compétitif dans un terme de 10 ans²⁰⁶. De plus, l'intervenante soumet que les prix obtenus ces dernières années par le Distributeur ne résulteraient que de la concurrence entre les producteurs éoliens et non entre les différentes sources d'énergie²⁰⁷.

²⁰³ Pièce [B-0015](#), p. 8 et 9.

²⁰⁴ Pièce [B-0051](#), p. 11.

²⁰⁵ Pièce [B-0155](#), p. 33.

²⁰⁶ Pièce [C-ACEFQ-0030](#), p. 3.

²⁰⁷ Pièce [C-ACEFQ-0029](#), p. 3.

[337] Pour ces motifs, l'ACEFQ recommande que le signal de coût évité en énergie de long terme soit évalué en pondérant les coûts de différentes sources d'énergie qui pourraient être disponibles à long terme, y compris l'hydroélectricité québécoise. Ce signal de coût, selon l'intervenante, serait conforme à l'exigence d'un traitement égal entre toutes les sources d'énergie, tel que stipulé à l'article 74.1 de la Loi²⁰⁸.

[338] La Régie considère qu'on ne peut présumer du contexte énergétique, des prix ou de la source d'où proviendra l'énergie qui résultera du prochain appel d'offres pour des approvisionnements en énergie de long terme. Cependant, à l'instar du Distributeur, elle estime que, selon toute vraisemblance, les prix offerts par les soumissionnaires reflèteront leurs coûts d'opportunité. Par conséquent, la Régie ne retient pas la recommandation de l'ACEFQ à cet égard.

[339] La Régie estime que le signal de coût évité de long terme en énergie proposé par le Distributeur est raisonnable. Il découle d'un processus concurrentiel relativement récent et a fait l'objet, depuis le dernier dossier tarifaire, d'un ajustement afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens²⁰⁹.

[340] Pour ces motifs, la Régie approuve les coûts évités en énergie de long terme proposés par le Distributeur.

10.1.3 COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE

[341] Le bilan offre-demande en puissance présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon 2018-2019 à 2025-2026²¹⁰. Pour équilibrer son bilan en puissance, le Distributeur peut compter sur une contribution maximale de 1 100 MW sur les marchés de court terme. Au-delà de cela, il doit se doter d'un approvisionnement de long terme afin de respecter le critère de fiabilité en puissance.

²⁰⁸ Pièce [C-ACEFQ-0030](#), p. 3.

²⁰⁹ Pièce [B-0015](#), p. 8.

²¹⁰ Pièce [B-0015](#), p. 10.

[342] Le signal de coût évité de court terme est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2018), indexé à l'inflation²¹¹.

[343] Ce signal n'est pas déterminé selon un calcul précis. Il est estimé par le Distributeur et repose sur sa connaissance des prix de puissance pour ce produit de type *Unforced Capacity* (UCAP)²¹² sur le marché de New York. Le Distributeur se base également sur les prévisions d'organismes spécialisés. Pour des raisons de droits de licence, ces prévisions ne peuvent toutefois être diffusées par le Distributeur²¹³.

[344] L'AHQ-ARQ estime que la proposition de coût évité en puissance de 20 \$/kW-hiver est trop élevée si l'on se base sur les prix payés par le Distributeur pour des achats de puissance engagés au début de l'hiver 2017-2018, soit 0,92 \$/kW-hiver, de même que ceux payés lors des hivers 2012-2013 (4,49 \$/kW-hiver), 2013-2014 (10,60 \$/kW-hiver) et 2015-2016 (4,04 \$/kW-hiver).

[345] Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande de fixer le signal de coût évité en puissance à 5 \$/kW-hiver pour l'hiver 2018-2019²¹⁴. L'intervenant estime que le signal qu'il propose est raisonnable et permet même une marge en cas d'incertitude sur les marchés et les prix²¹⁵.

[346] Le RNCREQ estime également qu'il est difficile de justifier la valeur de 20\$/kW-hiver comme signal de coût évité en puissance de court terme, notamment en regard des prix payés par le Distributeur en vertu de son appel de soumission en 2017, lesquels étaient inférieurs à 50 cents/kW-mois²¹⁶.

²¹¹ Pièce [B-0015](#), p. 10.

²¹² Produit de puissance transigé sur certains marchés hors Québec, équivalant à la capacité installée d'une centrale corrigée de l'expérience récente de pannes non planifiées.

²¹³ Pièce [B-0087](#), p. 3.

²¹⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0019](#), p. 11.

²¹⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0013](#), p. 3.

²¹⁶ Pièce [C-RNCREQ-0017](#), p. 6.

[347] Cependant, l'expert du RNCREQ estime qu'il est préférable de se baser sur des prix futurs lorsque des prévisions sont disponibles. Pour les fins du prochain dossier tarifaire, l'intervenant « [invite] le Distributeur à choisir un prévisionniste qui permet l'utilisation de ses prévisions en contexte réglementaire »²¹⁷.

[348] Compte tenu qu'un coût évité est une notion économique qui reflète les coûts futurs, la Régie estime qu'il est préférable de se baser sur des prix futurs lorsque des prévisions sont disponibles.

[349] La Régie est également consciente du contexte transactionnel particulier du Distributeur. Ce dernier n'a pas directement accès aux encans pour des produits de puissance de type UCAP mais doit plutôt procéder par appels d'offres ou par la sollicitation de plusieurs producteurs, dans le but d'obtenir le meilleur prix pour les quantités recherchées²¹⁸.

[350] La Régie doit cependant s'assurer que les signaux de coûts évités proposés par le Distributeur demeurent vraisemblables et reflètent adéquatement les anticipations du marché pour de la puissance de court terme. Pour cela, elle considère que le Distributeur doit augmenter la transparence de son processus de détermination des coûts évités en puissance de court terme.

[351] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie approuve le coût évité en puissance de court terme proposé par le Distributeur, soit 20 \$/kW-hiver (\$ 2018, annuité croissante à l'inflation).

[352] La Régie ordonne au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, au besoin sous pli confidentiel, les rapports et publications des organismes spécialisés utilisés pour la détermination du coût évité en puissance de court terme.

²¹⁷ Pièce [C-RNCREQ-0034](#), p. 12.

²¹⁸ Pièce [B-0087](#), p. 3.

Coût évité en puissance de long terme

[353] Le signal de coût évité en puissance de long terme proposé par le Distributeur est de 112 \$/kW-an (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il correspond à une annuité établie à partir du coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01²¹⁹.

[354] Le Distributeur soumet que le marché et les technologies qui prévalaient au moment de l'A/O 2015-01 demeurent similaires et, par conséquent, que les prix obtenus alors offrent le meilleur signal du coût pour un futur approvisionnement en puissance de long terme²²⁰. Le Distributeur précise :

« Lors de la demande d'approbation des contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01, le Distributeur a déposé un rapport de balisage réalisé par Merrimack Energy Group comparant les contrats retenus avec les prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est américain. Dans ce balisage, Merrimack référait aux coûts anticipés pour de nouvelles unités de production (CONE, ou Cost of New Entry) publiés par différents ISO (ISO-NE, PJM, NYISO) et certaines analyses réalisées par des firmes indépendantes pour ces entités. Les coûts des nouvelles unités de production sont basés sur le prix des turbines à gaz et leurs coûts d'opération et de maintenance. Le rapport présentait alors des CONE variant entre 142 et 185 \$CA/kW-an (\$2018) et concluait, sur cette base, que les prix obtenus lors de l'appel d'offres A/O 2015-01 étaient plus bas que l'alternative de construire de nouveaux équipements.

En novembre 2017, le NYISO a publié le rapport Annual Update for 2018-2019 ICAP Demand Curves, dans lequel le CONE pour des ajouts pour l'hiver 2018-2019 est évalué à 167 \$CA/kW-an. De même, en avril 2018, the Brattle Group a préparé pour PJM le rapport PJM Cost of New Entry. Pour l'hiver 2022-2023, le CONE pour une turbine à gaz est estimé à 137 \$CA/kW-an. Sur la base de ces informations, le Distributeur est en mesure de conclure que l'ordre de grandeur des coûts utilisés à des fins de comparaison avec les prix obtenus dans l'appel d'offres A/O 2015-01 par Merrimack Energy Group en 2015 demeure similaire. Il constate en outre que les mêmes équipements, soit une turbine à gaz, sont utilisés dans les marchés voisins pour estimer le coût des nouvelles unités de production à venir au cours des prochaines années »²²¹. [les notes de bas de page ont été omises]

²¹⁹ Pièce [B-0155](#), p. 34.

²²⁰ Pièce [B-0128](#), p. 15 à 17.

²²¹ Pièce [B-0128](#), p. 15.

[355] Ce signal est effectif à partir de 2024. La profondeur des marchés de court terme en puissance (1 100 MW) ne sera alors plus suffisante pour combler les besoins du Distributeur et un approvisionnement de long terme sera nécessaire afin de respecter le critère de fiabilité en puissance²²².

[356] L'ACEFQ estime que les prix élevés obtenus dans le cadre de l'A/O 2015-01 s'expliquent en partie par les exigences relatives à la disponibilité de la puissance sur une base annuelle, c'est-à-dire même en été, ainsi qu'à la durée du contrat, soit une période de 20 ans. Or, selon l'intervenante, le contexte énergétique à long terme est difficilement prévisible et rien n'indique que, dans le futur, le Distributeur aura toujours besoin de la puissance additionnelle en été ainsi que pour une durée aussi longue²²³.

[357] L'ACEFQ est également d'avis que le contexte énergétique du Québec, caractérisé par une production hydroélectrique, ne peut être comparé à celui des États-Unis par les coûts de construction de turbines à gaz.

[358] Conséquemment, l'intervenante soumet que l'élaboration correcte du coût évité en puissance de long terme nécessite une définition claire des caractéristiques des futurs besoins en puissance du Distributeur²²⁴.

[359] À la lumière des rapports déposés par le Distributeur dans le présent dossier, la Régie comprend que l'ordre de grandeur des coûts de construction d'une nouvelle unité de production de puissance demeure similaire aux prix obtenus par *Merrimack Energy Group* dans le cadre de l'A/O 2015-01. De ce fait, la Régie considère que le signal de coût évité en puissance de long terme proposé par le Distributeur demeure raisonnable²²⁵.

[360] La Régie approuve le coût évité en puissance de long terme proposé par le Distributeur, soit 112 \$/kW-an (\$ 2018), indexé à l'inflation, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01.

²²² Pièce [B-0015](#), p. 10.

²²³ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 57 et 58.

²²⁴ Pièce [C-ACEFQ-0030](#), p. 2 et 3.

²²⁵ Pièce [B-0128](#), p. 15.

10.1.4 COÛTS ÉVITÉS EN TRANSPORT ET DISTRIBUTION

[361] Les coûts évités en transport et distribution sont utilisés pour évaluer l'impact, sur les investissements requis sur les réseaux, d'une mesure, d'un programme ou d'un projet ayant une influence sur la demande au moment de la pointe du réseau.

[362] Le Distributeur propose de maintenir les indicateurs de coûts évités pour le transport et la distribution, tels qu'ils ont été présentés dans le dossier R-4011-2017. Exprimés en \$ 2018, le coût évité de transport est de 50,07 \$/kW-an et celui de la distribution de 18,12 \$/kW-an²²⁶.

[363] Les coûts évités en transport et distribution sont tous les deux évalués suivant la même méthodologie. Essentiellement, le Distributeur évalue la croissance prévue de la demande en puissance sur une période de 10 ans, de même que les investissements afférents à cette croissance. Le ratio entre les investissements et la croissance de la demande indique le coût d'un kW additionnel installé respectivement sur les réseaux de transport et de distribution. Ce ratio est exprimé sous forme d'annuité afin de refléter un coût de puissance annuel (\$/kW-an), ce qui permet d'obtenir un signal stable, sans les fluctuations annuelles de nature conjoncturelle²²⁷.

[364] Le Distributeur rappelle que les coûts évités en transport et distribution présentement utilisés ont été établis et approuvés par la Régie dans le cadre du dossier R-3677-2008²²⁸. Ils sont, depuis, indexés à l'inflation annuellement afin d'éviter les chocs conjoncturels. Le Distributeur s'assure également que la croissance à l'inflation demeure raisonnable en comparant annuellement les coûts indexés avec les coûts qui intègrent les nouveaux paramètres économiques et énergétiques.

[365] Afin de bien capter l'évolution du contexte et son impact potentiel sur les coûts évités en transport et distribution, le Distributeur a débuté des travaux en 2018. L'objet de ces travaux, qui sont toujours en cours, est de réévaluer la méthodologie d'établissement des coûts évités en transport et distribution utilisée jusqu'à présent en validant, entre autres, certaines des hypothèses, ainsi que d'analyser l'impact potentiel de l'intégration de nouvelles technologies de production distribuée dans le futur.

²²⁶ Pièce [B-0015](#), p. 10.

²²⁷ Pièce [B-0155](#), p. 35.

²²⁸ Pièce [B-0155](#), p. 35.

[366] Le Distributeur prévoit présenter l'état d'avancement de ces travaux lors du dossier tarifaire 2020-2021²²⁹.

[367] La Régie approuve les coûts évités en transport et distribution proposés par le Distributeur. Elle prend également acte de l'intention du Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2020-2021, l'état d'avancement de ses travaux sur la méthodologie d'établissement des coûts évités en transport et distribution.

10.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[368] Comparativement à ceux approuvés dans le dossier R-4011-2017, les coûts évités en réseaux autonomes, toujours évalués selon l'ancienne méthode²³⁰, sont légèrement plus élevés, principalement en raison de la révision à la hausse de la prévision des prix des combustibles. Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie est basé sur les paramètres du contrat avec *Nalcor Energy*.

[369] La Régie note que lors du dossier R-3986-2016, ce sont uniquement les coûts évités en énergie en ¢/kWh, d'une part, et les coûts évités en puissance en \$/kW-an, d'autre part, qu'elle a examinés et approuvés et non leur répartition par unité d'énergie produite²³¹. Cela a été réitéré dans sa décision D-2018-025²³².

[370] Dans sa décision D-2017-140²³³, la Régie a conclu que les méthodes utilisées par le Distributeur pour évaluer les coûts évités en réseaux autonomes, en énergie et en puissance, étaient adéquates.

[371] La Régie approuve les coûts évités en énergie et en puissance de chacun des réseaux autonomes, tels que proposés par le Distributeur pour l'année témoin 2019²³⁴.

²²⁹ Pièce [B-0015](#), p. 11.

²³⁰ Antérieure au dossier R-3986-2016 et approuvée dans la décision [D-2017-140](#), p. 79, par. 255.

²³¹ Dossier R-3986-2016, pièce [B-0025](#).

²³² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 65, par. 214.

²³³ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#).

²³⁴ Pièce [B-0015](#), p. 20.

11. APPROVISIONNEMENTS

11.1 APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

Besoins en énergie

[372] Le Distributeur présente les besoins en énergie sur la période de 2017 à 2019. Tel qu'illustré au tableau suivant, les besoins à approvisionner en énergie pour l'année témoin 2019 s'élèvent à 186,2 TWh.

TABLEAU 7
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2017 Année historique	2018 Année de base	2019 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	183,6	182,1	186,2
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	11,2	14,2	9,8
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	15,9	17,4	17,1

Source : Pièce [B-0017](#), p. 6.

[373] La contribution prévue de l'électricité postpatrimoniale en 2019 est de 17,1 TWh, en baisse de 0,3 TWh par rapport aux achats estimés de l'année de base 2018. Le Distributeur prévoit un volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 14,2 TWh en 2018 et de 9,8 TWh en 2019. Le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie est présenté au tableau suivant.

TABLEAU 8
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2017 Année historique	2018 Année de base	2019 Année témoin
LONG TERME	15,3	16,6	17,1
TCE	-	-	-
HQP	3,1	3,2	3,4
<i>A/O 2015-01</i>			0,1
<i>Base</i>	3,1	3,1	3,1
dont énergie rappelée	-	-	-
<i>Cyclable</i>	0,0	0,1	0,2
Intégration éolienne	0,3	0,3	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,3	0,3	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,1	1,3	1,4
Éolien I (A/O 2003-02)	2,4	2,5	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	6,0	5,9	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,7	0,7	0,8
Éolien IV (A/O 2013-01)	0,3	1,3	1,4
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	0,4	0,5	0,5
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,4	0,4	0,5
COURT TERME	0,6	0,8	0,1
Achats d'énergie	0,6	0,8	0,1
TOTAL	15,9	17,4	17,1

Source : Pièce [B-0017](#), p. 8.

[374] Les approvisionnements en énergie du Distributeur pour l'année témoin 2019 prennent également en considération les éléments suivants²³⁵ :

- aucune quantité d'énergie rappelée en vertu des conventions d'énergie différée;
- l'inclusion des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle²³⁶;

²³⁵ Pièce [B-0024](#), p. 7 et 8.

²³⁶ Dossier R-3965-2016, décision [D-2016-095](#).

- la suspension des livraisons de la centrale de *TransCanada Energy Ltd*²³⁷;
- l'intégration de l'énergie issue du recours aux trois contrats de long terme en puissance avec le Producteur, découlant de l'A/O 2015-01 et totalisant 500 MW;
- les reports ou devancements de mises en service prévues de projets de parcs éoliens, de centrales de cogénération à la biomasse et de petites centrales hydrauliques.

Besoins en puissance

[375] La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme totalise 2 927 MW pour l'année témoin 2019. Le Distributeur compte également sur des moyens de court terme totalisant 1 720 MW afin de combler l'ensemble des besoins postpatrimoniaux en puissance, dont 1 320 MW provenant de mesures en interventions en GDP et 150 MW à acquérir sur les marchés de court terme (UCAP)²³⁸.

[376] À la demande de la Régie, le Distributeur dépose un nouveau bilan en puissance dans lequel les besoins en approvisionnements postpatrimoniaux sont révisés à 4 596 MW²³⁹ afin de tenir compte, notamment, de la clause de sauvegarde relative au programme GDP Affaires²⁴⁰, laquelle fixe la contribution en puissance provenant de ce programme à 287 MW pour les besoins à la pointe de l'hiver 2018-2019.

[377] Finalement, en réponse à l'engagement n° 10 souscrit à la demande de l'AHQ-ARQ, le Distributeur présente une seconde mise à jour de son bilan en puissance à la pointe pour l'hiver 2018-2019²⁴¹. Le tableau suivant présente la dernière mise à jour des besoins en puissance ainsi que des approvisionnements postpatrimoniaux pour la pointe de l'hiver 2018-2019.

²³⁷ Dossier R-3925-2015, décision [D-2015-179](#).

²³⁸ Pièce [B-0017](#), p. 8.

²³⁹ Pièce [B-0100](#), p. 13, tableau R-3.1-A.

²⁴⁰ Dossier R-4041-2018, décision [D-2018-113](#), p. 17, par. 71.

²⁴¹ Pièce [B-0146](#), p. 3, tableau E-10.

TABLEAU 9
BILAN EN PUISSANCE À LA POINTE – VERSION NOVEMBRE 2018

	2018-2019
Besoins à la pointe visés par le plan (Note 1)	38 123
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 615
<i>Taux de réserve requise</i>	<i>9,48 %</i>
- Électricité patrimoniale - incluant réserve	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	4 296
<hr/>	
- Approvisionnements non patrimoniaux	4 376
• HQ Production - Base et cyclable	600
• Contrats de biomasse	257
• Contrats d'éolien	1 467
• Contrats de petites hydrauliques	103
• Électricité interruptible	907
• Nouvelles interventions en GDP	292
• Abaissement de tension	250
• Achats de puissance (A/O 2015-01)	500
<hr/>	
= Achats de puissance requis sur les marchés de court terme	0

Note (1) : Prévission des besoins de novembre 2018.

Source : Pièce [B-0146](#), p. 3.

[378] Tel qu'illustré à ce tableau, les besoins en puissance à la pointe pour l'hiver 2018-2019 sont révisés à 38 123 MW. Il s'agit d'une baisse de 264 MW par rapport à la prévision initiale du Distributeur, afin de tenir compte de l'impact anticipé de la poursuite du lock-out de l'Aluminerie de Bécancour (-400 MW). Cet impact à la baisse sur les besoins est cependant partiellement compensé par une augmentation anticipée des ventes aux secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (136 MW)²⁴².

²⁴² Pièce [A-0067](#), p. 145 et 146.

[379] Quant aux moyens d’approvisionnements postpatrimoniaux en puissance, le nouveau bilan ne prévoit aucune contribution en puissance provenant des marchés de court terme pour la pointe de l’hiver 2018-2019 et le Distributeur confirme qu’il ne prévoit faire aucun achat à cet égard²⁴³. Pour sa part, la contribution provenant de l’option d’électricité interruptible est révisée à la baisse à 907 MW, soit une réduction de 93 MW par rapport à la prévision initiale.

Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

[380] Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2019 s’élève à 1 831,7 M\$, ce qui correspond à un coût moyen de 106,9 \$/MWh. Il s’agit d’une hausse de 66,5 M\$ par rapport au montant reconnu par la Régie pour l’année 2018²⁴⁴. Le Distributeur précise que cette hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme avec le Producteur, particulièrement ceux découlant de l’A/O 2015-01 qui sont entrés en service le 1^{er} décembre 2018 et qui, en 2019, seront présents toute l’année (59,7 M\$). Les montants liés aux contrats de long terme découlant des blocs d’énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales hydrauliques) augmentent, pour leur part, de 4,9 M\$ par rapport au montant reconnu pour l’année 2018²⁴⁵.

[381] Le Distributeur précise²⁴⁶ que le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2019 est révisé à la baisse de 2,3 M\$ à 1 829,4 M\$ (106,8 \$/MWh), afin de tenir compte des ajustements des coûts des approvisionnements attribuables à la clause de sauvegarde relative au programme GDP Affaires²⁴⁷.

[382] Le Distributeur ne présente aucune nouvelle mise à jour du coût de ses approvisionnements postpatrimoniaux et demande à la Régie de reconnaître, pour l’année témoin 2019, les coûts d’achat d’électricité totalisant 1 829,4 M\$²⁴⁸.

[383] La Régie approuve, telle qu’ajustée lors de l’audience ainsi qu’en regard des éléments décisionnels de la présente décision, la stratégie d’approvisionnement en énergie et en puissance du Distributeur pour l’année témoin 2019.

²⁴³ Pièce [A-0061](#), p. 153.

²⁴⁴ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 79, par. 273.

²⁴⁵ Pièce [B-0017](#), p. 9 et 10.

²⁴⁶ Pièce [B-0100](#), p. 14, tableau R-3.1-C.

²⁴⁷ Dossier R-4041-2018, décision [D-2018-113](#).

²⁴⁸ Pièce [B-0155](#), p. 26.

[384] **Par ailleurs, la Régie ordonne au Distributeur de présenter annuellement, à compter du prochain dossier tarifaire, les tableaux relatifs au coût des approvisionnements postpatrimoniaux (tableau 6 de la pièce B-0017), sous la même forme que le tableau R-3.1-C, à la page 14 de la pièce B-0100²⁴⁹, c'est-à-dire en présentant distinctement, pour les trois années, les coûts des approvisionnements de court terme en énergie des différents moyens d'approvisionnement.**

[385] **De même, pour les approvisionnements de court terme en puissance, la Régie demande au Distributeur de présenter distinctement, pour les trois années, les coûts des approvisionnements de court terme en puissance selon chacun des moyens d'approvisionnement.**

Tarifs et programmes en gestion de la puissance

[386] La Régie constate que le Distributeur offre un éventail de tarifs et de programmes qui lui permet de diversifier ses sources d'approvisionnements au bénéfice de l'ensemble des consommateurs.

[387] **Afin de comprendre l'impact sur le plan d'approvisionnement de chacun de ces tarifs et programmes, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement, la contribution en kW au bilan en puissance de même que l'évaluation du taux de réserve à retenir pour chacun des tarifs et programmes, en tenant compte des modalités d'utilisation et des délais d'appel de chacun de ces tarifs et programmes.**

11.2 INDICATEUR DE PERFORMANCE DES ACHATS DE COURT TERME

[388] Dans sa décision D-2017-043²⁵⁰, la Régie demandait au Distributeur de développer un indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur devait établir un lien quantitatif entre les achats de court terme ainsi que l'énergie patrimoniale inutilisée.

²⁴⁹ Pièce [B-0100](#), p. 14.

²⁵⁰ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 100, par. 422.

[389] Dans sa décision D-2018-025, la Régie réitérait cette demande :

« [230] Afin d'être en mesure d'utiliser adéquatement l'indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale et des achats de court terme dans la seconde génération du MRI, la Régie estime qu'il est essentiel que les bases de cet indicateur soient établies et présentées à la Régie le plus tôt possible »²⁵¹.

[390] Pour des fins de discussion sur ce sujet, la Régie présentait, à l'annexe 1 de sa décision D-2018-025²⁵², deux méthodes permettant de mesurer la performance de la gestion active du Distributeur, c'est-à-dire celle des achats de court terme en énergie et en puissance ainsi que de l'approvisionnement en électricité patrimoniale.

[391] Le Distributeur a procédé au calcul de l'un des deux indicateurs proposés par la Régie, soit celui selon la méthode A.

[392] L'objectif de la méthode A est de mesurer l'écart entre la quantité d'énergie patrimoniale inutilisée observée, résultant de la gestion active du Distributeur, et la quantité théorique d'énergie patrimoniale inutilisée qui résulterait d'une gestion optimale des achats de court terme, en contexte de connaissance parfaite de la demande, des achats optimaux de court terme à réaliser et du classement optimal des bâtonnets²⁵³.

[393] Dans le tableau suivant, le Distributeur présente, pour les années 2013 à 2017, les résultats des calculs selon la méthode A, soit l'écart entre l'électricité patrimoniale horaire qui a été réellement inutilisée et l'énergie patrimoniale inutilisée de référence.

²⁵¹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 70.

²⁵² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), annexe 1, p. 232.

²⁵³ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), annexe 1, p. 232.

TABLEAU 10
ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE RÉELLE VS DE RÉFÉRENCE (GWH)

	ÉPI réel (1)	ÉPI de référence (2)	Écart (1)-(2)=(3)	% (3)/(2)
2013	4 808	4 359	453	10,39%
2014	6 725	6 171	555	8,99%
2015	12 087	11 291	796	7,05%
2016	11 770	11 687	84	0,72%
2017	11 132	11 043	90	0,81%

Source : Pièce [B-0017](#), p. 13.

Note générale : L'ÉPI réel correspond à l'électricité patrimoniale horaire qui a été réellement inutilisée et l'ÉPI de référence correspond à l'énergie patrimoniale inutilisée de référence.

[394] Selon le Distributeur, les résultats obtenus selon la méthode A suggèrent qu'il n'y aurait pas de lien direct entre l'énergie patrimoniale inutilisée de référence (2) et l'écart calculé (3). Les années avec les volumes les plus importants d'énergie patrimoniale inutilisée représentent à la fois les années avec l'écart le plus important (2015) et le plus faible (2016)²⁵⁴.

[395] Le Distributeur ajoute que le volume d'énergie patrimoniale inutilisée étant influencé par plusieurs facteurs autres que les achats de court terme, il est difficile d'établir un lien avec les achats réels. Pour ces raisons, il n'est pas en mesure d'établir un lien quantitatif entre les achats de court terme et l'électricité patrimoniale inutilisée²⁵⁵.

[396] Le Distributeur soumet qu'il existe plusieurs difficultés liées à l'utilisation d'un indicateur de performance *a posteriori* et que l'utilité d'un tel indicateur est limitée.

[397] Le Distributeur rappelle qu'il doit faire face à des aléas importants et à l'obligation de répondre à la totalité des besoins à combler, tout en assurant le respect des critères de fiabilité²⁵⁶. Or, selon lui, un indicateur utilisant des données *a posteriori* ne peut tenir compte de l'impact important lié à l'incertitude associée aux aléas²⁵⁷.

²⁵⁴ Pièce [B-0017](#), p. 14.

²⁵⁵ Pièce [B-0017](#), p. 13 et 14.

²⁵⁶ Pièce [B-0017](#), p. 15.

²⁵⁷ Pièce [B-0155](#), p. 28.

[398] Le Distributeur ajoute que la méthode A proposée par la Régie ne tient pas compte du fait que des achats pourraient être requis en raison d'exigences d'entretien sur le réseau de transport, de bris ou d'événements affectant la charge locale, ni du fait que les marchés ne permettent pas toujours l'acquisition de quantités qui suivent parfaitement les variations de la demande²⁵⁸.

[399] Enfin, le Distributeur estime qu'un indicateur *a posteriori* ne peut en aucun cas être utile pour évaluer la performance des stratégies en matière d'approvisionnement à court terme²⁵⁹.

[400] L'AHQ-ARQ est d'avis que le lien à rechercher n'est pas celui entre l'électricité patrimoniale réellement inutilisée et l'énergie patrimoniale inutilisée de référence, mais plutôt celui entre les achats qui auraient pu être évités et les achats réellement effectués par le Distributeur²⁶⁰.

[401] L'AHQ-ARQ recommande que le Distributeur poursuive le calcul selon la méthode A suggérée par la Régie, cette fois en excluant les achats de court terme effectués pour des situations d'urgence (code 6) et les achats effectués attribuables à un entretien du réseau (code 7). De même, l'intervenant recommande que le Distributeur effectue également le calcul de l'indicateur selon la deuxième méthode suggérée par la Régie et qu'il présente les résultats de ces deux méthodes lors du prochain dossier tarifaire²⁶¹.

[402] Selon le RNCREQ, l'objectif d'un indicateur est de pouvoir déterminer à quel point les achats de court terme ont directement contribué à l'énergie patrimoniale inutilisée. Bien que conscient qu'il est impossible de réduire à zéro le solde de l'énergie patrimoniale inutilisée, de même que l'utilisation des achats de court terme, l'intervenant estime néanmoins qu'il est pertinent de suivre ces variables afin d'évaluer la performance annuelle du Distributeur en termes d'optimisation des achats de court terme.

²⁵⁸ Pièce [B-0155](#), p. 28.

²⁵⁹ Pièce [B-0155](#), p. 28.

²⁶⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 31.

²⁶¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 29 à 32.

[403] À son avis, cette évaluation peut être faite en comparant les achats réels et le scénario de référence²⁶². Le RNCREQ propose cependant que l'indicateur sur le degré de l'utilisation de l'électricité patrimoniale soit remplacé par un indicateur qui mesure, pour chaque année, le volume (en GWh) et le coût total (en M \$) des achats de court terme qui contribuent à l'énergie patrimoniale inutilisée²⁶³.

Opinion de la Régie

[404] La Régie est consciente des difficultés inhérentes à un indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Elle estime cependant que l'objectif n'est pas de réduire à zéro l'énergie patrimoniale inutilisée ou les achats d'énergie sur les marchés de court terme. Il ne s'agit pas non plus d'augmenter les risques financiers du Distributeur. L'objectif est plutôt de viser une gestion optimale des différents moyens d'approvisionnements du Distributeur et d'encourager une amélioration des processus par l'apport de changements adéquats, toujours dans le respect de la fiabilité des approvisionnements.

[405] C'est dans cette perspective, mais aussi dans le but de favoriser les discussions, que la Régie proposait, dans sa décision D-2018-025, deux méthodes permettant de mesurer la performance de la gestion active du Distributeur, c'est-à-dire des achats de court terme en énergie et en puissance ainsi que de l'approvisionnement en électricité patrimoniale du Distributeur.

[406] La Régie note que le Distributeur soumet qu'il n'est pas en mesure d'établir un lien quantitatif entre les achats de court terme et l'électricité patrimoniale inutilisée. Elle constate qu'il tire des conclusions à partir des résultats des calculs effectués selon une seule des deux méthodes qu'elle a suggérées, soit la méthode A²⁶⁴.

²⁶² Pièce [C-RNCREQ-0034](#), p. 20.

²⁶³ Pièce [C-RNCREQ-0034](#), p. 21.

²⁶⁴ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 232 et ss.

[407] La Régie est d'avis que, dans une perspective d'établir les bases d'un nouvel indicateur pour le prochain MRI, il est souhaitable d'analyser plusieurs options et de tester les différents indicateurs, sur une période suffisamment longue et avec des calculs identiques d'une année à l'autre, afin d'être en mesure de statuer sur leur performance.

[408] Pour ces motifs, la Régie ordonne au Distributeur d'effectuer les calculs des indicateurs selon les deux méthodes qu'elle a formulées dans sa décision D-2018-025²⁶⁵ et de présenter les résultats lors du prochain dossier tarifaire.

[409] Tel que recommandé par l'AHQ-ARQ, la Régie demande que soient exclus des calculs des indicateurs les achats de court terme effectués pour des situations d'urgence (code 6) et les achats effectués attribuables à un entretien du réseau (code 7)²⁶⁶.

11.3 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[410] Dans sa décision D-2017-043²⁶⁷, la Régie reconnaissait les achats d'électricité à titre d'exclusion (Facteur Y) dans le cadre du présent MRI.

[411] Tels que présentés au tableau suivant, les achats d'électricité du Distributeur passent de 6 031,9 M\$, montant autorisé pour l'année 2018, à 6 435,2 M\$ en 2019, soit une hausse de 403,3 M\$ (6,7 %).

²⁶⁵ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 70, par. 230.

²⁶⁶ Tels que libellés dans le suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur.

²⁶⁷ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 80, par. 336.

TABLEAU 11
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

(en M\$)	2017 <i>Année historique</i>	2018 <i>(D-2018-025)</i>	2018 <i>Année de base</i>	2019 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2019</i> <i>vs 2018 (D-2018-025)</i>	
Électricité patrimoniale	4 520,6	4 485,2	4 525,1	4 654,7	169,5	3,8 %
Électricité postpatrimoniale	1 602,0	1 765,2	1 780,2	1 831,7	66,5	3,8 %
Tarif de gestion de la consommation	47,3	0,0	20,1	0,0	0,0	
Compte d'écarts GDP Affaires			(4,6)	4,7	4,7	
Ajustement des contrats spéciaux	(111,9)	(178,2)	(23,6)	(93,3)	84,9	(47,6 %)
Comptes de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2015-2018	19,3	(40,3)	(76,9)	37,4	77,7	192,8 %
<i>Compte de pass-on 2015</i>	9,0				0,0	
<i>Compte de pass-on 2016</i>	(8,2)	(21,0)	(21,0)		21,0	
<i>Compte de pass-on 2017</i>	18,5	(19,3)	(19,3)	0,8	20,1	
<i>Compte de pass-on 2018</i>			(36,6)	36,6	36,6	
Total	6 077,3	6 031,9	6 220,3	6 435,2	403,3	6,7 %

Source : Pièce [B-0016](#), p. 4.

[412] Cette hausse de 403,3 M\$ s'explique par une augmentation du coût des approvisionnements en électricité de 240,7 M\$, un ajustement à la baisse des contrats spéciaux de 84,9 M\$ et des impacts liés aux aléas climatiques et aux aléas de la demande, reflétés par l'entremise des comptes de *pass-on*, totalisant 77,7 M\$.

[413] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2019, des achats d'électricité au montant de 6 435,6 M\$, considérant l'ajustement de 0,4 M\$²⁶⁸ des contrats spéciaux découlant des ordonnances contenues à la décision interlocutoire D-2018-187²⁶⁹ rendue dans le dossier R-4058-2018.**

²⁶⁸ Le montant estimé à 0,4 M\$ représente un ajustement aux contrats spéciaux découlant de la charge locale de transport.

²⁶⁹ Dossier R-4058-2018, décision [D-2018-187](#), p. 5 et 8, par. 6 et 26 et dossier R-4058-2018, pièce [B-0165](#), p. 5, tableau 1.

12. SERVICE DE TRANSPORT

[414] Dans sa décision D-2017-043²⁷⁰, la Régie reconnaissait les coûts du service de transport à titre d'exclusion (Facteur Y) dans le cadre du présent MRI.

[415] Les coûts du service de transport attribuables au Distributeur s'élèvent à 3 060,5 M\$ pour l'année témoin 2019, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 12
SERVICE DE TRANSPORT

(en M\$)	2017 Année historique	2018 (D-2018-025)	2018 Année de base	2019 Année témoin	Variation Année témoin 2019 vs 2018 (D-2018-025)	
Charge locale	2 859,1	2 935,0	2 939,5	3 070,8	135,8	4,6 %
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	6,8	(4,2)	(4,2)	(14,9)	(10,7)	254,8 %
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2017	(2,0)	2,0	2,0	0,0	(2,0)	(100,0 %)
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2018			(4,5)	4,6	4,6	
Total	2 863,9	2 932,8	2 932,8	3 060,5	127,7	4,4 %

Source : Pièce [B-0016](#), p. 4.

[416] La hausse de 127,7 M\$ (4,4 %) du coût du service de transport en 2019, par rapport au montant autorisé en 2018, découle notamment de la mise en service de divers projets importants de lignes et de postes de transport de même que des besoins additionnels pour assurer la maintenance de réseau.

Coût estimé de la charge locale de transport

[417] Conformément à la décision D-2007-12²⁷¹, 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 2019. Dans

²⁷⁰ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 84, par. 354.

²⁷¹ Dossier R-3610-2006, décision [D-2007-12](#), p. 21.

sa demande, le Transporteur estime à 3 070,8 M\$²⁷² ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale. Par la suite, il les met à jour à 3 073,1 M\$²⁷³.

[418] Le 20 décembre 2018, la Régie a rendu sa décision interlocutoire D-2018-187²⁷⁴ relative à la demande de déclarer provisoires, à compter du 1^{er} janvier 2019, les tarifs proposés des services de transport pour l'année 2019, dans laquelle elle autorise un coût de la charge locale de transport au montant de 3 067,3 M\$²⁷⁵, soit une baisse de 3,5 M\$ par rapport à la demande initiale au montant de 3 070,8 M\$.

[419] La charge locale de transport au montant de 3 067,3 M\$ inclut un rendement à remettre au Distributeur au montant créditeur de 24,8 M\$, en cours d'examen dans le dossier R-4058-2018²⁷⁶.

[420] La décision 2008-024²⁷⁷ permet, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur serait 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.

[421] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2019 à un montant estimé de 3 067,3 M\$.

Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur

[422] Dans sa demande tarifaire pour l'année 2019, le Transporteur estime à -14,9 M\$ l'ajustement de ses revenus du service de transport de point à point attribuable au Distributeur²⁷⁸.

²⁷² Dossier R-4058-2018, pièce [B-0038](#), p. 7, tableau 3.

²⁷³ Dossier R-4058-2018, pièce [B-0097](#), p. 7, tableau 3.

²⁷⁴ Dossier R-4058-2018, décision [D-2018-187](#), p. 5 et 8, par. 6 et 26.

²⁷⁵ Dossier R-4058-2018, pièce [B-0165](#), p. 5, tableau 1.

²⁷⁶ Dossier R-4058-2018, pièce [B-0015](#), p. 12, tableau 6. Le montant créditeur de 24,8 M\$ représente la part du Distributeur, soit 88 %, du rendement à remettre par le Transporteur à sa clientèle au montant créditeur de 27,5 M\$, auquel s'ajoutent des intérêts créditeurs de 0,7 M\$.

²⁷⁷ Dossier R-3644-2007, décision [D-2008-024](#), p. 19.

²⁷⁸ Dossier R-4058-2018, pièce [B-0165](#), p. 5, tableau 1 et décision [D-2018-187](#), p. 5 et 8, par. 6 et 26.

[423] **La Régie approuve l'ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur attribuable au Distributeur, au montant estimé à -14,9 M\$ pour l'année témoin 2019.**

Disposition du compte d'écart relatif à la charge locale de transport 2018

[424] Conformément à la décision D-2018-025²⁷⁹, le Distributeur a tenu compte d'un tarif de 2 935,0 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2018. Conséquemment, un montant de 4,5 M\$, correspondant à l'écart avec la charge locale de 2 939,5 M\$²⁸⁰ reconnue pour le Transporteur, est versé au compte d'écart hors base pour l'année 2018. Les intérêts sur ce montant étant de 0,1 M\$, le solde du compte au 31 décembre 2018 de 4,6 M\$ est versé aux revenus requis de l'année témoin 2019.

[425] **La Régie approuve la disposition du compte d'écart relatif à la charge locale de transport 2018 au montant de 4,6 M\$ et que ce montant soit versé aux revenus requis de l'année témoin 2019.**

[426] **En conclusion, la Régie approuve, pour l'année témoin 2019, les coûts du service de transport attribuables au Distributeur au montant total de 3 057,0 M\$.**

13. COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[427] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des coûts de distribution et des services à la clientèle au montant de 2 769,9 M\$ pour l'année témoin 2019. Conformément aux décisions D-2014-037²⁸¹ et D-2014-034²⁸², ce montant est subséquemment révisé à 2 806,8 M\$ afin de tenir compte de la mise à jour des dépenses relatives à TEQ et du coût de la dette, respectivement de 40,2 M\$ et de -3,3 M\$. Les coûts de distribution et des services à la clientèle sont donc en baisse de 48,9 M\$ (-1,7 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2018.

²⁷⁹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 81, par. 279.

²⁸⁰ Dossier R-4012-2017, décision [D-2018-035](#), p. 10, par. 39.

²⁸¹ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision [D-2014-037](#), p. 27, par. 80.

²⁸² Dossier R-3842-2013, décision [D-2014-034](#), p. 68, par. 273.

[428] Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des services à la clientèle dans le cadre du MRI, soit la Formule d'indexation, les exclusions (Facteurs Y), les exogènes (Facteurs Z), le compte de neutralisation-Facteur Z, les comptes d'écarts pré-MRI et le compte d'écarts relatif au rendement à remettre à la clientèle.

TABLEAU 13
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

<i>(en M\$)</i>	<i>2017</i> <i>Année historique</i> <i>(1)</i>	<i>2018</i> <i>(D-2018-025)</i> <i>(1)</i>	<i>2018</i> <i>Année de base</i> <i>(2)</i>	<i>2019</i> <i>Année témoin</i> <i>(initiale)</i>	<i>2019</i> <i>Année témoin</i> <i>(révisée) (3)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2019</i> <i>vs 2018 (D-2018-025)</i>	
Formule d'indexation	2 555,0	2 545,6	S/O	2 586,5	2 586,5	40,9	1,6 %
Facteurs Y	438,5	311,8	308,3	253,2	290,1	(21,7)	(7,0 %)
Coût de retraite	(0,1)	8,7	11,7	9,3	9,3	0,6	6,9 %
Compte d'écarts - Coût de retraite	(10,9)	(21,2)	(24,2)	5,0	5,0	26,2	123,6 %
Interventions en efficacité énergétique	212,9	199,7	196,2	198,5	198,4	(1,3)	(0,7 %)
Dépenses relatives à TEQ	35,9	35,9	35,9	35,9	76,1	40,2	112,0 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	159,5	46,7	46,7	(66,0)	(66,0)	(112,7)	(241,3 %)
Variation du taux de rendement de la base de tarification	0,0	0,0	0,0	7,4	4,4	4,4	
Contributions à des projets de raccordements	41,2	42,0	42,0	63,1	62,9	20,9	49,8 %
Facteurs Z	0,0	4,1	(26,3)	(30,7)	(30,7)	(34,8)	(848,8 %)
Compte d'écarts- Pannes majeures	0,0	4,1	4,1	3,9	3,9	(0,2)	(4,9 %)
Révision des durées de vie utile	0,0	0,0	(30,4)	(34,6)	(34,6)	(34,6)	
Compte de neutralisation- Facteur Z	0,0	0,0	30,4	(30,6)	(30,6)	(30,6)	
Révision des durées de vie utile	0,0	0,0	30,4	(30,6)	(30,6)	(30,6)	
Comptes d'écarts pré- MRI	7,0	(5,8)	(16,3)	10,1	10,1	15,9	274,1 %
Achats de combustible	4,6	(3,4)	(13,9)	10,1	10,1	13,5	397,1 %
Modifications à l'ASC 715	2,4	(2,4)	(2,4)	0,0	0,0	2,4	
Compte d'écarts - Rendement à remettre à la clientèle	18,2	0,0	18,6	(18,6)	(18,6)	(18,6)	
Total	3 018,7	2 855,7	S/O	2 769,9	2 806,8	(48,9)	(1,7 %)
Proportion de la Formule d'indexation sur les coûts de distribution et services à la clientèle	85%	89%	S/O	93%	92%		

Sources : Pièces B-0021, p. 5, B-0134, p. 3 et 5, et B-0144, p. 3 et 4.

Note 1 : Aux fins de comparaison, les coûts de distribution et services à la clientèle reconnus pour l'année 2018 et réels pour l'année 2017 sont présentés sur la même base que ceux de l'année 2019 en isolant spécifiquement les Facteurs Y et Z et les CER pré-MRI des autres coûts présentés sous la rubrique Formule d'indexation.

Note 2 : Pour l'année de base 2018, les coûts de distribution et services à la clientèle ne peuvent être présentés selon la Formule d'indexation.

Note 3 : Le 5 décembre 2018, le Distributeur a procédé à la mise à jour des dépenses relatives à TEQ (+40,2 M\$) et du coût de la dette (-3,3 M\$), conformément aux décisions D-2014-037 et D-2014-034.

13.1 FORMULE D'INDEXATION

[429] Conformément aux décisions D-2017-043 et D-2018-067, les coûts de distribution et des services à la clientèle sont établis selon la Formule d'indexation, au montant de 2 586,5 M\$²⁸³ pour l'année témoin 2019, en vertu des caractéristiques suivantes :

- point de départ basé sur les montants autorisés en 2018, en vertu des décisions D-2018-025 et D-2018-030²⁸⁴;
- facteur d'inflation (I) de 1,17 %²⁸⁵ composé d'un indice relatif à la masse salariale de 2,1 % et d'un indice lié aux autres coûts de 1,0 %, lesquels sont pondérés sur la base des coûts reconnus de l'an 1 du MRI, soit ceux de l'année 2018;
- facteur de productivité (X) de 0,3 %²⁸⁶;
- facteur de croissance des activités liées à la croissance des abonnements (Facteur G) de 0,74 % composé d'une croissance de 0,98 %²⁸⁷ pondéré à 75 %²⁸⁸, soit la part présumée des coûts variables.

[430] Les coûts de distribution et des services à la clientèle sont donc en hausse de 40,9 M\$ (1,6 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2018.

[431] La Régie demande au Distributeur de fournir, à compter du prochain dossier tarifaire, le détail du calcul du Facteur G, selon le format du tableau R-23.1 présenté à la pièce B-0062²⁸⁹.

[432] La Régie approuve, pour l'année témoin 2019, les coûts de distribution et des services à la clientèle au montant de 2 586,5 M\$ établis selon la Formule d'indexation, en conformité avec les décisions D-2017-043 et D-2018-067.

13.2 FACTEURS Y

[433] Dans sa décision D-2018-067, la Régie a reconnu le coût de retraite et son compte d'écarts, les interventions en efficacité énergétique, les dépenses relatives à TEQ, le compte

²⁸³ Pièce [B-0021](#), p. 6, tableau 2.

²⁸⁴ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 14, par. 18.

²⁸⁵ Pièce [B-0021](#), p. 19 à 22, annexe A.

²⁸⁶ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 44, par. 161.

²⁸⁷ Pièce [B-0062](#), p. 63, tableau R-23.1.

²⁸⁸ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 47, par. 184.

²⁸⁹ Pièce [B-0062](#), p. 63.

de nivellement pour aléas climatiques à titre de Facteur Y ainsi que la variation du taux de rendement de la base de tarification à titre de Facteur Y_{cc}²⁹⁰.

13.2.1 COÛT DE RETRAITE ET SON COMPTE D'ÉCARTS

[434] Le Distributeur indique que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire conseils. Il présente les composantes du coût de retraite ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son évaluation²⁹¹.

[435] Conformément à la décision D-2018-067²⁹², le Distributeur informe la Régie que les principales dispositions qui influencent la valeur du régime de retraite et qui sont prévues au Règlement numéro 749 concernant le régime de retraite d'Hydro-Québec, n'ont pas changé.

[436] Le coût de retraite du Distributeur se chiffre à 9,3 M\$ pour l'année témoin 2019 par rapport au montant autorisé de 8,7 M\$ pour l'année 2018²⁹³. Cette constance s'explique en partie par la hausse de la composante « Intérêts sur l'obligation » qui découle notamment de l'accroissement de l'obligation, compensée partiellement par une hausse de la composante « Rendement prévu des actifs » du régime pour 2019 qui découle d'un accroissement de la valeur des actifs sous-jacents.

[437] Le solde du compte d'écarts relatif au coût de retraite s'élève à 5,0 M\$ pour l'année témoin 2019 par rapport au montant créditeur autorisé de 21,2 M\$ pour l'année 2018²⁹⁴. Une hausse de 26,2 M\$ est attribuable à la variation des comptes d'écarts de 2016 à 2018, incluant les intérêts, conformément aux traitements reconnus dans les décisions D-2011-028²⁹⁵ et D-2012-024²⁹⁶.

²⁹⁰ Facteur Y pour neutraliser l'effet de la variation des taux d'intérêt et du taux de rendement des capitaux propres (TRCP) sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) du Distributeur.

²⁹¹ Pièce [B-0021](#), p. 25, tableaux B-1 et B-2.

²⁹² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 65, par. 282.

²⁹³ Pièce [B-0021](#), p. 7, tableau 3.

²⁹⁴ Pièce [B-0021](#), p. 8, tableau 4.

²⁹⁵ Dossier R-3740-2010, décision [D-2011-028](#), p. 41, par. 148.

²⁹⁶ Dossier R-3776-2011, décision [D-2012-024](#), p. 39 et 40.

[438] La Régie approuve, pour l'année témoin 2019, le coût de retraite et le solde de son compte d'écarts, respectivement de 9,3 M\$ et de 5,0 M\$, conformément à la décision D-2018-067.

13.2.2 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[439] Le Facteur Y, afférent aux interventions en efficacité énergétique totalisant 198,4 M\$ pour l'année témoin 2019, se compose des rubriques « Interventions en efficacité énergétique » et « Coûts liés aux montants versés à la base de tarification avant 2012 associés au TEQ ».

Interventions en efficacité énergétique

[440] Les coûts liés aux interventions en efficacité énergétique s'élèvent à 183,5 M\$ pour l'année témoin 2019, en hausse nette de 1,8 M\$ (1,0 %) par rapport au montant autorisé de 181,7 M\$ en 2018. Le tableau suivant présente les composantes des coûts liés aux interventions en efficacité énergétique.

TABLEAU 14
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Charges d'exploitation	14,0	17,0	17,0	40,8
Amortissement	141,0	130,2	128,1	113,7
Rendement de la base de tarification	38,8	34,5	33,1	29,0
TOTAL	193,8	181,7	178,2	183,5
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	556,4	487,0	467,4	406,5

Source : Pièce B-0144, p. 3.

[441] La hausse nette de 1,8 M\$ (1,0 %) s'explique principalement par une hausse des charges d'exploitation de 23,8 M\$ (140 %) découlant essentiellement du programme GDP Affaires dont les appuis financiers sont désormais considérés au même titre que les autres interventions en efficacité énergétique. Cette hausse est compensée par une baisse de 22,0 M\$ (-13,4 %) liée à l'amortissement et au rendement de la base de tarification, attribuable essentiellement à la fin de la durée de vie utile de certains actifs liés aux interventions en efficacité énergétique.

Coûts liés aux montants versés à la base de tarification avant 2012 associés à TEQ

[442] Les coûts liés aux montants versés à la base de tarification avant 2012 associés à TEQ (anciennement Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques [BEIÉ]) s'établissent à 14,9 M\$ pour l'année témoin 2019, en baisse de 3,1 M\$ (-17,2 %) par rapport au montant autorisé de 18,0 M\$ en 2018, attribuable à l'amortissement des actifs antérieurs à 2012. Le tableau suivant présente les composantes du Facteur Y afférent à TEQ-Coûts liés aux montants versés à la base de tarification avant 2012.

TABLEAU 15
COÛTS LIÉS AUX MONTANTS VERSÉS À LA BASE DE TARIFICATION AVANT 2012
ASSOCIÉS À TEQ

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Amortissement	15,4	15,4	15,4	13,3
Rendement de la base de tarification	3,7	2,6	2,6	1,6
TOTAL	19,1	18,0	18,0	14,9
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	52,5	37,1	37,1	22,8

Source : Pièce [B-0144](#), p. 4.

[443] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2019, les coûts liés aux interventions en efficacité énergétique et les coûts liés aux montants versés à la base de tarification avant 2012 associés à TEQ, respectivement de 183,5 M\$ et de 14,9 M\$, conformément aux décisions D-2017-043 et D-2018-067.**

[444] **Afin de favoriser un meilleur suivi, la Régie demande au Distributeur, à compter du prochain dossier tarifaire, de déposer initialement les deux tableaux distincts pour les coûts liés aux interventions en efficacité énergétique et les coûts liés aux montants versés à la base de tarification avant 2012 associés à TEQ.**

13.2.3 DÉPENSES RELATIVES À TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC

[445] En juin 2018, la demande relative au Plan directeur de TEQ a été déposée à la Régie²⁹⁷.

[446] Dans sa demande initiale, le Distributeur se base sur le dernier décret du BEIÉ émis en août 2016 afin d'établir sa prévision des charges relatives à TEQ, au montant de 35,9 M\$ pour l'année témoin 2019, compte tenu du fait qu'aucune décision de la Régie ni décret du gouvernement n'avait été émis afin de déterminer la quote-part payable à TEQ pour l'exercice se terminant le 31 mars 2019.

[447] Le 5 décembre 2018, le Distributeur a procédé à la mise à jour des dépenses relatives à TEQ, conformément à la décision D-2014-037²⁹⁸, passant de 35,9 M\$ à 76,1 M\$ pour l'année témoin 2019, soit une hausse de 40,2 M\$ (112,0 %).

[448] La mise à jour est en fonction de la décision D-2018-146²⁹⁹ du 19 octobre 2018 relative au Plan directeur qui détermine la quote-part annuelle payable à TEQ par les distributeurs d'énergie et sa répartition par forme d'énergie, dont une quote-part pour l'électricité de 58,8 M\$ pour la période du 1^{er} avril 2018 au 31 mars 2019.

[449] Pour l'année de base 2018, le Distributeur réévalue les dépenses relatives à TEQ à 53,1 M\$, créant un écart de 17,2 M\$ par rapport au montant de 35,9 M\$ reconnu par la Régie. Il propose donc de verser cet écart, auquel s'ajoutent des intérêts de 0,1 M\$, aux revenus requis de l'année témoin 2019.

[450] Pour l'année témoin 2019, il a réévalué les dépenses relatives à TEQ, passant de 35,9 M\$ à 58,8 M\$³⁰⁰, en hausse de 22,9 M\$.

²⁹⁷ Dossier R-4043-2018, pièce [B-0001](#).

²⁹⁸ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision [D-2014-037](#), p. 27, par. 80.

²⁹⁹ Dossier R-4043-2018, décision [D-2018-146](#), p. 29 et 30, par. 94.

³⁰⁰ Pièce [B-0134](#), p. 3 et 4, tableaux 1 et 2.

[451] L'AQCIE-CIFQ est préoccupé par l'impact totalisant 40,2 M\$ dans les revenus requis de l'année témoin 2019, représentant une hausse des tarifs de l'ordre de 0,4 % par rapport à la demande initiale du Distributeur. L'intervenant propose d'amortir l'impact sur la durée du MRI de 1^{re} génération, soit trois ans.

[452] La Régie ne retient pas la proposition de l'AQCIE-CIFQ. Elle est d'avis que la révision de la quote-part 2018 et 2019 dans les revenus requis 2019 permet d'imputer les coûts à la bonne génération de clients, tout en maintenant la hausse tarifaire pour l'année témoin 2019 sous le seuil d'inflation.

[453] La Régie approuve, pour l'année témoin 2019, les dépenses relatives à TEQ au montant de 76,1 M\$, conformément aux décisions D-2018-146, D-2018-067 et D-2014-037.

13.2.4 COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

[454] Dans sa décision D-2017-043³⁰¹, la Régie reconnaissait les soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques à titre d'exclusion (Facteur Y) dans le cadre du MRI.

[455] La Régie approuve la disposition des soldes 2017 et 2018 du compte de nivellement pour aléas climatiques totalisant un montant créditeur de 66,0 M\$, conformément à des modifications au principe réglementaire, auquel s'ajoute un montant créditeur de 16,1 M\$ provenant d'une mise à jour des données au 31 octobre 2018. Elle demande ainsi au Distributeur de verser un montant créditeur de 82,1 M\$ aux revenus requis de l'année témoin 2019 (voir la section 6.2).

³⁰¹ Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 95, par. 402.

13.2.5 VARIATION DU TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[456] Dans ses décisions D-2017-043³⁰² et D-2018-067³⁰³, la Régie incluait le rendement sur la base de tarification dans la Formule d'indexation et autorisait la création d'un Facteur Ycc³⁰⁴ permettant de neutraliser l'effet de la variation des taux d'intérêt et du taux de rendement des capitaux propres sur le coût moyen pondéré du capital du Distributeur.

[457] Le 5 décembre 2018, le Distributeur a procédé à la mise à jour du coût de la dette, conformément à la décision D-2014-034³⁰⁵ (voir la section 8). La diminution du taux de rendement de la base de tarification, entre la demande initiale et la mise à jour de décembre 2018, fait passer le Facteur Ycc de 7,4 M\$³⁰⁶ à 4,4 M\$³⁰⁷ pour l'année témoin 2019, soit une réduction de 3,0 M\$.

[458] La Régie approuve, pour l'année témoin 2019, la variation du taux de rendement de la base de tarification, par l'entremise du Facteur Ycc, au montant de 4,4 M\$, conformément aux décisions D-2018-067, D-2017-043 et D-2014-034.

[459] À la demande de la Régie³⁰⁸, le Distributeur a également procédé à la mise à jour du rendement de la base de tarification des Facteurs Y et Z suivants :

- interventions en efficacité énergétique (baisse de 0,1 M\$);
- TEQ-Coûts liés aux montants versés à la base de tarification avant 2012 (impact négligeable);
- contributions à des projets de raccordement (baisse de 0,2 M\$);
- révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens (impact négligeable).

³⁰² Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 65, par. 262.

³⁰³ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 89, par. 416.

³⁰⁴ Facteur Y pour neutraliser l'effet de la variation des taux d'intérêt et du taux de rendement des capitaux propres (TRCP) sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) du Distributeur.

³⁰⁵ Dossier R-3842-2013, décision [D-2014-034](#), p. 68, par. 273.

³⁰⁶ Pièce [B-0021](#), p. 10, tableau 6.

³⁰⁷ Pièce [B-0134](#), p. 5, tableau 3.

³⁰⁸ Pièce [B-0144](#), p. 3 et 4.

[460] La Régie est d'avis que le rendement de la base de tarification des Facteurs Y et Z doit être mis à jour en décembre, tout comme celui de la Formule d'indexation. De plus, elle considère que, bien que les impacts soient négligeables en 2019, ces derniers pourraient être significatifs dans le futur.

[461] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le rendement de la base de tarification des Facteurs Y et Z lors de la mise à jour du coût de la dette en décembre.

13.2.6 CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

[462] Le Distributeur demande de reconnaître l'ensemble de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement » à titre de Facteur Y.

[463] Le Distributeur note que les contributions à des projets de raccordement ne cadrent pas dans la trajectoire définie par la Formule d'indexation, en raison de l'imprévisibilité des montants s'y rattachant et de l'absence de contrôle sur les projets.

[464] Le Distributeur affirme que l'élément fondamental dans la détermination du niveau de contribution est le moment de la mise en service des projets du Transporteur et qu'il s'agit d'un élément relevant de ce dernier. Il mentionne que le contexte économique, les besoins des partenaires d'affaires, les délais entre l'établissement de la prévision de la demande et la planification, l'autorisation et la réalisation des projets influencent la prévision des contributions et expliquent les écarts constatés au fil des années.

[465] Bien que l'imprévisibilité des montants liés aux contributions découle des mises en service récentes, le Distributeur propose le traitement en bloc à titre de Facteur Y de l'ensemble des coûts inclus à cette rubrique pour en faciliter l'application. Selon lui, ce traitement en bloc permettra de faciliter l'intégration des ajustements découlant de la Politique d'ajouts au réseau de transport qui, lorsqu'ils seront intégrés aux contributions du Distributeur, auront un impact majeur sur ses revenus requis.

[466] L'ensemble des coûts liés aux contributions à des projets de raccordement s'élève à 62,9 M\$ pour l'année témoin 2019, en hausse de 20,9 M\$ (49,8 %) par rapport au montant autorisé de 42,0 M\$ en 2018. Le tableau suivant présente les composantes de l'ensemble des coûts liés aux contributions à des projets de raccordement sur la période de 2017 à 2019.

TABLEAU 16
ENSEMBLE DES COÛTS LIÉS À DES CONTRIBUTIONS
À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Amortissement	12,7	12,6	12,6	18,5
Rendement de la base de tarification	28,5	29,4	29,4	44,4
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT	41,2	42,0	42,0	62,9
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	408,1	415,0	416,0	622,9

Source : Pièce [B-0144](#), p. 3.

[467] En argumentation³⁰⁹, le Distributeur rappelle que ses contributions sont et doivent demeurer le miroir de celles comptabilisées par le Transporteur. Chez le Transporteur, les charges résultant des contributions, soit les dépenses en capital, dont l'amortissement et le rendement de la base de tarification, sont considérées hors de la Formule d'indexation. Le Distributeur précise que l'absence de traitement miroir est susceptible de créer une distorsion réglementaire, du seul fait que le traitement pourrait être différent entre lui et le Transporteur.

[468] Le Distributeur souligne également que le critère relatif au seuil de 15 M\$ doit être examiné eu égard à l'impact de l'ensemble de la rubrique sur les revenus requis³¹⁰, et non en ne tenant compte que de la variation annuelle³¹¹.

[469] L'AQCIE-CIFQ, OC et la FCEI s'opposent à la demande de création du Facteur Y afférent aux contributions à des projets de raccordement. Seul SÉ-AQLPA appuie la demande du Distributeur.

³⁰⁹ Pièce [B-0155](#), p. 8 et 9.

³¹⁰ En réponse à l'engagement n° 8, le Distributeur présente la mise à jour des composantes des contributions cumulatives totalisant 52,5 M\$ en 2019 (pièce [B-0150](#), p. 4, tableau E-8-B).

³¹¹ En réponse à l'engagement n° 8, le Distributeur présente la mise à jour des composantes des contributions annuelles totalisant 12,0 M\$ en 2019 (pièce [B-0150](#), p. 4, tableau E-8-A).

[470] Selon l'AQCIE-CIFQ et OC, le Distributeur exerce un certain contrôle, même s'il n'est pas complet. Quant aux événements cités par le Distributeur, l'AQCIE-CIFQ est d'avis qu'ils font partie des activités courantes d'un distributeur et de son risque d'affaires, lequel est pris en compte dans l'établissement du taux de rendement.

[471] De plus, l'AQCIE-CIFQ et OC mentionnent qu'il faut avoir une vision d'ensemble et non une approche ligne par ligne. L'AQCIE-CIFQ indique qu'il ne faut pas, d'une part, conserver dans la Formule d'indexation un élément de coûts qui diminue et, d'autre part, retirer un élément de coûts qui aurait un impact à la hausse.

[472] OC ajoute qu'un certain degré de variations est normal dans le cadre d'un MRI et qu'il peut être compensé par des variations d'autres éléments de coûts inclus dans la Formule d'indexation. L'intervenante rappelle l'importance d'inclure un maximum de coûts dans la Formule d'indexation.

[473] La FCEI estime qu'il est souhaitable que les coûts liés aux contributions à des projets de raccordement soient inclus à l'intérieur de la Formule d'indexation. L'intervenante prétend que dans le cadre du MRI, le Distributeur n'a aucun incitatif à s'assurer que le Transporteur minimise ses investissements ou que ses demandes d'ajout au réseau de transport soient optimales.

[474] Par ailleurs, cette intervenante soumet que le traitement approprié de l'impact des contributions à des projets de raccordement est à titre de Facteur Z et non de Facteur Y. Elle considère que les contributions s'apparentent aux investissements majeurs non prévus, lesquels doivent être traités comme des facteurs exogènes.

[475] Au surplus, la FCEI, l'AQCIE-CIFQ et OC sont d'avis qu'aucun Facteur Y ou Z n'est requis à la Formule d'indexation pour les contributions à des projets de raccordement puisque l'impact sur les revenus requis de la mise à jour des contributions annuelles de 2019 est inférieur au seuil de matérialité de 15 M\$³¹².

[476] Quant à SÉ-AQLPA, il recommande l'introduction d'un nouveau Facteur Y portant sur les contributions à des projets de raccordement, car cet élément de coûts satisfait les critères fixés par la Régie en ce qui a trait à la récurrence, l'imprévisibilité des montants et l'absence de contrôle. Selon l'intervenant, une telle contribution est de nature similaire à

³¹² Pièce [B-0150](#), p. 4, tableau E-8-A.

un coût de transport. De plus, par souci de cohérence réglementaire, il croit que le montant des contributions devrait être exclus de la Formule d'indexation, indépendamment de son niveau de matérialité.

Opinion de la Régie

[477] Dans sa décision D-2018-067³¹³, la Régie déterminait les critères dans l'établissement d'éléments de coûts à être traités en Facteur Y (exclusion) et en Facteur Z (exogène).

[478] La Régie reconnaît que les contributions à des projets de raccordement ne cadrent pas dans la trajectoire définie par la Formule d'indexation en raison de l'imprévisibilité des montants s'y rattachant et de l'absence de contrôle sur les projets. Elle note que l'élément fondamental dans la détermination du niveau de contribution est le moment de la mise en service des projets du Transporteur et qu'il s'agit d'un élément relevant de ce dernier.

[479] Par ailleurs, la Régie convient que les contributions du Distributeur (montants débiteurs) doivent demeurer le miroir de celles comptabilisées par le Transporteur (montants créditeurs). Le fait que les montants liés aux contributions sont considérés hors de la Formule d'indexation par le Transporteur milite pour un traitement similaire chez le Distributeur, afin d'éviter une distorsion réglementaire. Elle souligne aussi que les montants créditeurs comptabilisés par le Transporteur sont captés par l'entremise de la charge locale à 88 %, dont l'effet net pour le Distributeur est de 12 %.

[480] La Régie constate que le critère du seuil de matérialité de 15 M\$ soulève une certaine confusion quant à l'objet de son application. À cet effet, elle réitère que le seuil de matérialité s'applique sur le montant total de l'élément de coûts³¹⁴ et non à la variation annuelle. L'ensemble des coûts liés aux contributions à des projets de raccordement s'élève à plus de 60 M\$ pour les années 2019-2021³¹⁵ (à plus de 50 M\$ selon la mise à jour présentée à la réponse à l'engagement n° 8³¹⁶).

³¹³ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 48, 55 et 57, par. 179, 183, 227 et 239.

³¹⁴ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 53, par. 215.

³¹⁵ Pièce [B-0021](#), p. 14, tableau 9.

³¹⁶ Pièce [B-0150](#), p. 4, tableau E-8-B.

[481] Considérant que l'ensemble des projets mis en service par le Transporteur et que les paramètres n'ont pas fait l'objet d'une mise à jour complète, la Régie ne retient pas la mise à jour partielle de la contribution, spécifique à trois projets, présentée à la réponse à l'engagement n° 8³¹⁷.

[482] Finalement, contrairement à ce que soumet la FCEI, les contributions à des projets de raccordement ne peuvent être traitées à titre de Facteur Z, en raison de la récurrence des coûts, critère qui justifie la qualification d'un Facteur Y.

[483] Pour ces motifs, la Régie considère que cet élément de coûts se qualifie à titre d'exclusion.

[484] Par conséquent, la Régie accepte de traiter l'ensemble des contributions à des projets de raccordement en Facteur Y, dans le cadre du MRI, et approuve un montant de 62,9 M\$ à cet égard, pour l'année témoin 2019.

13.3 FACTEURS Z

13.3.1 COMPTE D'ÉCARTS – PANNES MAJEURES

[485] Dans sa décision D-2018-067, la Régie reconnaissait les pannes majeures à titre de Facteur Z, tout en maintenant le mécanisme de récupération des charges approuvé par sa décision D-2013-037³¹⁸.

[486] Le Distributeur dispose du solde du compte d'écart relatif aux pannes majeures aux revenus requis 2019, pour un montant de 3,9 M\$, incluant les intérêts de 0,1 M\$. Cet écart représente l'excédent du seuil de 16,0 M\$ du coût des pannes majeures de 19,8 M\$ pour l'année 2017³¹⁹. La Régie note que le Distributeur dispose correctement du compte d'écart-Pannes majeures.

³¹⁷ Pièce [B-0150](#), p. 4 et 5.

³¹⁸ Dossier R-3814-2012, décision [D-2013-037](#), p. 41 et 42.

³¹⁹ Pièce [B-0024](#), p. 11, tableau 6.

[487] **La Régie approuve la disposition du solde du compte d'écart relatif aux pannes majeures pour un montant de 3,9 M\$ et que ce montant soit versé aux revenus requis de l'année témoin 2019, conformément aux décisions D-2018-067 et D-2013-037.**

13.3.2 RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[488] Le Distributeur demande la création d'un Facteur Z pour la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens afin d'y comptabiliser, dès 2018, les impacts sur ses revenus requis, jusqu'au prochain recalibrage (*rebasing*).

[489] Le tableau suivant présente les composantes de l'impact de la révision de la durée de vie utile pour les transformateurs aériens sur la période 2018 et 2019.

TABLEAU 17
RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS

	Année de base 2018	Année témoin 2019
Amortissement	-31,2	-38,2
Rendement de la base de tarification	0,8	3,6
RÉVISION DE DURÉE DE VIE UTILE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS	-30,4	-34,6
Impact sur la base de tarification (moyenne 13 soldes)	12,0	50,3

Source : Pièce [B-0144](#), p. 3.

[490] **La Régie accepte de traiter l'impact de la révision de la durée de vie utile pour les transformateurs aériens en Facteur Z, pendant le premier terme du MRI. Elle approuve donc les coûts liés à cet élément de coûts au montant créditeur de 34,6 M\$ pour l'année témoin 2019 (voir la section 6.6.1).**

13.4 COMPTE DE NEUTRALISATION – FACTEUR Z

13.4.1 RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[491] Le Distributeur propose d'adjoindre au Facteur Z, pour la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens, un compte de neutralisation hors base de tarification pour y comptabiliser l'impact relatif à l'année 2018 au montant créditeur de 30,4 M\$ ainsi que les intérêts créditeurs y afférents de 0,2 M\$ et de verser la totalité du solde de ce compte à ses revenus requis de 2019.

[492] **La Régie accepte le compte de neutralisation relatif à l'impact de la révision de la durée de vie utile pour les transformateurs aériens au montant créditeur de 30,6 M\$³²⁰ de l'année 2018 et que ce montant créditeur soit versé aux revenus requis de l'année témoin 2019, conformément à la présente décision (voir la section 6.6.2).**

13.5 COMPTE D'ÉCARTS PRÉ-MRI

13.5.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[493] Le Distributeur établit les coûts des achats de combustible sur la prévision des prix du pétrole léger américain *West Texas Intermediate* par la *U. S. Energy Information Administration*, selon la méthode reconnue à la décision D-2016-033³²¹.

[494] Dans sa décision D-2018-067³²², la Régie acceptait le principe de verser aux revenus requis 2019 et 2020 les soldes associés au compte d'écart pré-MRI relatif aux achats de combustible des années 2017 et 2018, hors de la Formule d'indexation.

[495] Dans sa décision D-2018-025³²³, la Régie reconnaissait l'évaluation des achats de combustible pour l'année 2018 à 85,9 M\$, excluant les comptes d'écart. Pour l'année de base 2018, le Distributeur évalue le montant des achats de combustible à 96,4 M\$. L'écart de 10,5 M\$ (débit) est versé aux revenus requis de l'année témoin 2019.

³²⁰ Pièce [B-0024](#), p. 16, tableau 11.

³²¹ Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), p. 138, par. 514.

³²² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 107 et 108, par. 513 et 514.

³²³ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 122, par. 437.

[496] Le solde résiduel du compte d'écart relatif aux achats de combustible de l'année 2017, au montant créditeur de 0,4 M\$, est versé également aux revenus requis de l'année témoin 2019.

[497] La Régie approuve la disposition des soldes du compte d'écart pré-MRI relatif aux achats de combustible 2017 et 2018 pour un montant total de 10,1 M\$ et que ce montant soit versé aux revenus requis de l'année témoin 2019, conformément à la décision D-2018-067.

13.6 COMPTE D'ÉCARTS – RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE

[498] Dans sa décision D-2014-034³²⁴, la Régie a approuvé la mise en place d'un MTÉR.

[499] En avril 2015, le gouvernement du Québec a suspendu l'application du MTÉR jusqu'au retour à l'équilibre budgétaire, le partage des excédents de rendement ne pouvant s'appliquer qu'à partir de l'année tarifaire suivant le retour à l'équilibre budgétaire. À l'automne 2016, le gouvernement annonçait le retour à l'équilibre budgétaire. En conséquence, l'année 2017 constitue la première année à partir de laquelle le MTÉR autorisé par la décision D-2014-034 prend effet.

[500] Dans sa lettre d'attestation de conformité émise pour le rapport annuel 2017 du Distributeur suivant l'article 75 de la Loi³²⁵, la Régie constate que, sur la base de l'écart de taux de rendement des capitaux propres, les activités du Distributeur se sont soldées par un écart de rendement de 36,4 M\$, avant partage. Elle se questionne sur l'opportunité de considérer, dans le cadre du MTÉR, un montant additionnel de 25,6 M\$ représentant les écarts de rendement estimés des fournisseurs internes.

[501] Le Distributeur soutient que la Régie ne peut considérer ce montant dans le cadre de l'application du MTÉR. Ainsi, il maintient le rendement à remettre à sa clientèle pour l'année 2017 au montant créditeur de 18,2 M\$³²⁶, auquel s'ajoutent des intérêts créditeurs de 0,4 M\$. Le solde créditeur de 18,6 M\$ est versé aux revenus requis 2019³²⁷.

³²⁴ Dossier R-3842-2013, décision [D-2014-034](#), p. 91 à 93, par. 359, 367 et 370.

³²⁵ Rapport annuel 2017 du Distributeur, dossier R-9001-2017, pièce [A-0007](#).

³²⁶ Soit 50 % de 36,4 M\$ à remettre à la clientèle du Distributeur.

³²⁷ Pièce [B-0024](#), p. 13 et 14.

[502] En réponse à une demande de renseignements (DDR), le Distributeur explique qu'il comptabilise, comme il a été mentionné à la Régie au dossier R-3933-2015³²⁸, les charges de services partagés liées à ses fournisseurs internes, selon la méthode du coût complet décrite ci-après, conformément aux encadrements de l'entreprise :

- Le coût complet des produits forfaitaires et à la consommation est réparti aux clients selon des bases de facturation représentatives de l'utilisation des services ayant été présentées et reconnues par la Régie dans les dossiers tarifaires précédents.
- Pour les produits forfaitaires (soit 80 %), les montants facturés à toutes les unités d'Hydro-Québec sont ceux convenus lors de l'établissement des grilles tarifaires des fournisseurs internes. Le traitement est similaire à celui d'un fournisseur externe.
- Pour les produits à la consommation (soit 20 %), la facturation s'effectue en fonction du volume réellement consommé, puisque les écarts de volume relèvent de la responsabilité des clients.

[503] Le Distributeur précise que lorsque des écarts entre le coût complet prévu et réel des fournisseurs internes sont constatés, l'efficience ainsi réalisée est intégrée dans l'établissement des grilles tarifaires des années subséquentes servant à établir ses charges de services partagés³²⁹.

[504] En argumentation³³⁰, le Distributeur rappelle que l'un des objectifs de la centralisation de certaines activités est justement de favoriser l'efficience par rapport au maintien de ces activités dans les divisions qui, dans ce dernier cas, peut entraîner de la redondance. La clientèle bénéficie donc de cette centralisation des services.

[505] Le Distributeur souligne qu'il ne peut être question d'étendre le périmètre du MTÉR aux fournisseurs internes, sans une analyse complète et sans que la Régie ne rende une décision à ce sujet. Préalablement à une telle extension, il faudrait, minimalement, revoir :

- l'encadrement de la facturation des services internes et donc tout le processus d'établissement des grilles tarifaires, puisque ce processus n'est pas spécifique au Distributeur mais bien un processus d'entreprise;

³²⁸ Dossier R-3933-2015, pièces [B-0068](#), p. 60 et 61, R22.3, et [B-0075](#), p. 51, R27.1.

³²⁹ Pièce [B-0105](#), p. 4 et 5.

³³⁰ Pièce [B-0155](#), p. 9 à 13.

- l'approche d'intégration des fournisseurs internes au calcul des écarts de rendements à partager (dont la prise en compte de leur base de tarification et le traitement de l'ajustement au titre de rendement des fournisseurs);
- le recalibrage du MTÉR afin de tenir compte de la nouvelle réalité.

[506] Le Distributeur souligne également que si la Régie voulait considérer les écarts chez les fournisseurs internes, il ne serait pas adéquat de simplement considérer, pour l'application du MTÉR de 2017, le montant de 25,6 M\$ identifié pour les fournisseurs internes. Ce montant constitue une estimation au prorata des revenus facturés. Le calcul devrait plutôt être refait, afin de tenir compte des coûts réels des fournisseurs pour chacun des produits et de la révision des volumes associés aux bases de facturation, en fonction de données réelles.

[507] Le Distributeur soutient qu'une révision « à la pièce » du MTÉR n'est pas envisageable au cours du présent MRI et qu'un tel exercice devrait faire l'objet d'un dossier distinct, s'il s'avérait nécessaire.

[508] L'AQCIE-CIFQ soumet que le traitement des coûts des fournisseurs internes, selon la méthode du coût complet, a été établi depuis 2003, dans la décision D-2003-93, et que le Distributeur aurait dû suivre de façon fine l'ordonnance de la Régie.

[509] Il fait valoir aussi l'importance de considérer tous les gains d'efficience des fournisseurs internes réalisés en 2017, puisqu'il s'agit de la première année où il y a un partage de l'excédent de rendement entre le Distributeur et sa clientèle. Avant 2017, les excédents de rendement étaient conservés en totalité par le Distributeur³³¹.

[510] L'intervenant est d'avis que la Régie a toutes les informations pertinentes pour rendre une décision dans le présent dossier sur l'opportunité de considérer, dans le cadre du MTÉR, un montant additionnel de 25,6 M\$ représentant les écarts de rendement estimés des fournisseurs internes. Subsidiairement, il recommande de comptabiliser ce montant dans un compte d'écarts³³².

³³¹ Pièce [A-0079](#), p. 75 à 79.

³³² Pièce [A-0079](#), p. 60 et 61.

[511] La Régie est d'avis qu'une révision du MTÉR n'est pas envisageable au cours du présent MRI.

[512] **Cependant, elle juge qu'il est opportun d'examiner l'encadrement de la facturation des services des fournisseurs internes. En conséquence, elle demande à ce que ce sujet fasse l'objet d'un examen dans un dossier distinct, conjointement avec le Distributeur et le Transporteur, afin que les résultats soient pris en compte après le présent MRI.**

[513] **La Régie approuve le rendement à remettre à la clientèle pour l'année 2017 au montant créditeur de 18,6 M\$³³³, incluant les intérêts, tel qu'établi par le Distributeur. Elle approuve également que ce montant créditeur soit versé aux revenus requis de l'année témoin 2019.**

13.7 CONCLUSION SUR LES COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[514] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des coûts de distribution et des services à la clientèle au montant de 2 769,9 M\$ pour l'année témoin 2019. Conformément aux décisions D-2014-037³³⁴ et D-2014-034³³⁵, ce montant est subséquemment révisé à 2 806,8 M\$ afin de tenir compte de la mise à jour des dépenses relatives à TEQ et du coût de la dette, respectivement de 40,2 M\$ et de -3,3 M\$.

[515] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2019, les coûts de distribution et des services à la clientèle au montant de 2 790,7 M\$, considérant l'ajustement du Facteur Y relatif au compte de nivellement pour aléas climatiques de -16,1 M\$ (voir les sections 6.2 et 13.2.4).**

³³³ Pièce [B-0024](#), p. 14, tableau 8.

³³⁴ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision [D-2014-037](#), p. 27, par. 80.

³³⁵ Dossier R-3842-2013, décision [D-2014-034](#), p. 68, par. 273.

14. BASE DE TARIFICATION

[516] Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification pour l'année témoin 2019 se chiffre à 11 030,1 M\$. Le tableau suivant présente les composantes de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification sur la période de 2017 à 2019.

TABLEAU 18
BASE DE TARIFICATION

(en k\$) (moyenne des 13 soldes)	2017 Année historique (1)	2018 (D-2018-025) (1)	2018 Année de base (2)	2019 Année témoin	Variation Année témoin 2019 vs 2018 (D-2018-025)	
Base de tarification indexée	9 716 521	9 770 987	S/O	9 927 700	156 713	1,6 %
Facteurs Y	1 017 092	939 144	920 510	1 052 174	113 030	12,0 %
Interventions en efficacité énergétique	556 437	487 044	467 404	406 523	(80 521)	(16,5 %)
Programmes et activités de TEQ	52 545	37 115	37 115	22 757	(14 358)	(38,7 %)
Contributions à des projets de raccordement	408 110	414 985	415 991	622 894	207 909	50,1 %
Facteur Z			11 985	50 275	50 275	
Révision de durée de vie utile des transformateurs			11 985	50 275	50 275	
Total	10 733 613	10 710 131	S/O	11 030 149	320 018	3,0 %

Tableau préparé par la Régie.

Sources : Pièces B-0062, p. 66, et B-0134, p. 5; dossiers R-9001-2017, pièce B-0014, p. 4, et R-4011-2017, pièce B-0232, p. 11.

Note 1 : Aux fins de comparaison, la base de tarification, selon la moyenne des 13 soldes, reconnue pour l'année 2018 et réelle pour l'année 2017 est présentée sur la même base que celle de l'année 2019 en isolant spécifiquement les Facteurs Y et Z de la base de tarification indexée selon les taux de la Formule d'indexation.

Note 2 : Pour l'année de base 2018, la base de tarification indexée, selon la moyenne des 13 soldes, ne peut être présentée selon les taux de la Formule d'indexation.

[517] La hausse de 320,0 M\$ (3,0 %) en 2019 par rapport au montant autorisé en 2018 s'explique principalement par :

- une hausse de 156,7 M\$ de la base de tarification indexée selon le taux de la Formule d'indexation de 1,6 %;
- une hausse de 207,9 M\$ du Facteur Y relatif aux contributions à des projets de raccordement;
- une hausse de 50,3 M\$ du Facteur Z relatif à la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens.

[518] Cette hausse est compensée en partie par les éléments suivants :

- une baisse de 80,5 M\$ du Facteur Y relatif aux interventions en efficacité énergétique;
- une baisse de 14,4 M\$ du Facteur Y relatif aux programmes et activités de TEQ³³⁶.

[519] **La Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2019, selon la moyenne des 13 soldes, estimée au montant de 11 030,1 M\$.**

[520] **La Régie demande au Distributeur de fournir les données mensuelles de la base de tarification et la moyenne des 13 soldes, selon le format du tableau R-24.2 de la pièce B-0062³³⁷, en y ajoutant la base de tarification indexée, pour l'année historique, le montant autorisé, l'année de base et l'année témoin. Elle lui demande également, à compter du prochain dossier tarifaire, d'expliquer les écarts entre le montant autorisé et l'année témoin de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification associée aux Facteurs Y et Z.**

[521] **La Régie demande au Distributeur de déposer sa base de tarification de l'année témoin 2019 pour tenir compte de la présente décision, au plus tard le 12 mars 2019, à 12 h.**

15. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2019

15.1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

[522] Pour l'année témoin 2019, les besoins d'investissements prévus par le Distributeur totalisent 824,8 M\$. Ce montant inclut les investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi, les investissements en vertu de l'article 52.1.2 de la Loi, les projets supérieurs à 10 M\$ requérant une autorisation spécifique et les projets

³³⁶ Depuis 2012, conformément à la décision [D-2012-021](#) (dossier R-3768-2011), p. 18, par. 79, aucun montant supplémentaire n'est versé à la base de tarification depuis cette date et, par conséquent, l'amortissement du solde non amorti prendra fin en 2021.

³³⁷ Pièce [B-0062](#), p. 66, tableau R-24.2.

d'investissements dont les montants individuels sont inférieurs à 10 M\$. Le tableau suivant présente les investissements prévus par catégories et par type d'autorisation.

TABLEAU 19
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2019 (EN M\$)

Catégories	Investissements autorisés avant entrée en vigueur art. 73	Investissements en vertu de l'art. 52.1.2	AUTORISATION SPÉCIFIQUE Projets majeurs > 10 M\$		DEMANDE D'AUTORISATION Investissements < 10 M\$			Grand total
			Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs			3,6	33,8	233,3	27,9	261,2	298,6
Réseau de distribution					134,2	2,2	136,4	136,4
Centrales de production			3,6			19,0	19,0	22,6
Réseau de transport						6,1	6,1	6,1
Mesurage et relèvement					20,2		20,2	20,2
Bâtiments					28,3	-	28,3	28,3
Matériel roulant					37,0		37,0	37,0
Autres actifs de soutien				33,8	13,6	0,6	14,2	48,0
Amélioration de la qualité					33,1	-	33,1	33,1
Croissance de la demande		7,0	117,8	27,5	274,5	13,4	287,9	440,2
Respect des exigences	10,9				41,4	0,6	42,0	52,9
Total	10,9	7,0	121,4	61,3	582,3	41,9	624,2	824,8

Source : Pièce B-0022, p. 5.

[523] Le processus de planification budgétaire du Distributeur n'a connu aucune modification significative depuis le dossier tarifaire R-4011-2017. Le Distributeur effectue sa planification sur l'ensemble des travaux à réaliser selon deux types d'investissements, soit ceux à impact de main-d'œuvre et les autres investissements. Dans le cas des investissements à impact de main-d'œuvre, le processus prend en compte l'évolution des besoins du réseau de distribution, la priorité des travaux en fonction du niveau de risque et la force de travail totale. Pour ce qui est des autres types d'investissements, le Distributeur les planifie en fonction d'un plan de pérennité ou de croissance mis à jour annuellement et des investissements réalisés antérieurement. Le tableau suivant présente un sommaire par type d'investissements du Distributeur.

TABLEAU 20
SOMMAIRE PAR TYPE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	481,1	482,9	463,5	469,5
<i>Investissements autorisés avant article 73</i>	11,1	11,7	5,8	10,6
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	426,3	409,2	401,7	425,6
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	43,7	62,0	56,0	33,3
Autres investissements	193,8	254,7	279,9	355,4
<i>Investissements autorisés avant article 73</i>	0,3	0,3	0,3	0,3
<i>Investissements en vertu de l'article 52.1.2</i>			3,1	7,0
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	179,3	166,8	201,2	198,6
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	14,2	87,6	75,3	149,5
Investissements totaux	675,0	737,7	743,4	824,8
<i>Investissements autorisés avant article 73</i>	11,4	12,0	6,1	10,9
<i>Investissements en vertu de l'article 52.1.2</i>	0,0	0,0	3,1	7,0
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	605,7	576,0	602,9	624,2
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	57,9	149,6	131,3	182,7

Source : Pièce [B-0022](#), p. 7.

[524] Les investissements à impact de main-d'œuvre sont essentiellement réalisés par la main-d'œuvre interne. Pour l'année témoin 2019, ils représentent 469,5 M\$ ou 57 % des investissements totaux, dont la moitié des coûts en prestations de travail et l'autre moitié en travaux civils et en matériel, tels que les câbles, les conducteurs, les transformateurs et les poteaux.

[525] Quant aux autres types d'investissements, ils représentent 355,4 M\$ ou 43 % des investissements totaux. Ils incluent principalement les travaux liés aux réseaux autonomes, aux activités de mesurage et de relève, aux technologies de l'information, aux bâtiments et au matériel roulant.

15.2 PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$

[526] Pour l'année témoin 2019, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser un montant de 624,2 M\$ pour les projets d'investissements dont le coût est inférieur à 10 M\$.

Pour ces projets, il prévoit réaliser des investissements à impact de main-d'œuvre de 425,6 M\$ et des investissements autres de 198,6 M\$.

[527] Ces investissements permettront au Distributeur de renouveler les équipements de son réseau, de poursuivre les projets d'amélioration de son service à la clientèle, de raccorder plus de 40 000 nouveaux clients, de prolonger et de renforcer le réseau de distribution et de répondre aux exigences législatives.

[528] Le tableau suivant présente l'évolution des investissements inférieurs à 10 M\$ par catégorie d'investissement sur la période de 2017 à 2019.

TABLEAU 21
SOMMAIRE DES PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Maintien des actifs	292,1	259,1	281,4	261,2
Amélioration de la qualité	18,2	18,1	25,6	33,1
Croissance de la demande	257,2	262,7	260,4	287,9
Respect des exigences	38,2	36,1	35,5	42,0
TOTAL	605,7	576,0	602,9	624,2

Source : Pièce [B-0022](#), p. 9.

[529] Pour l'année témoin 2019, l'ensemble des investissements inférieurs à 10 M\$ représente une hausse de 48,2 M\$ par rapport à ceux autorisés en 2018 et de 18,5 M\$ par rapport aux investissements de l'année historique 2017.

[530] La hausse du montant des investissements en 2019 par rapport à celui autorisé en 2018 découle principalement d'une augmentation de 25,2 M\$ en « croissance de la demande » et de 15,0 M\$ en « amélioration de la qualité ».

[531] Pour l'année témoin 2019, les investissements de 287,9 M\$ en « croissance de la demande » visent à raccorder 40 000 nouveaux clients, à renforcer et à prolonger son réseau de distribution. Enfin, le Distributeur prévoit 33,1 M\$ d'investissements en « amélioration

de la qualité », dont 25,3 M\$ alloués aux logiciels d'application opérationnelle et 7,8 M\$ aux équipements de soutien et autres.

[532] L'AQCIE-CIFQ estime que les explications fournies par le Distributeur quant à la catégorie « amélioration de la qualité » des investissements inférieurs à 10 M\$ ne justifient pas le montant demandé pour l'année témoin 2019. L'intervenant recommande une réduction de 15 M\$ en « amélioration de la qualité » et, ainsi, l'autorisation d'un montant de 609,2 M\$ pour les investissements inférieurs à 10 M\$.

[533] Pour sa part, le GRAME questionne la nécessité de la réfection des cheminées de la centrale des Îles-de-la-Madeleine et son exploitation après la mise en service d'un câble sous-marin en provenance de la Gaspésie pour alimenter les Îles en énergie propre³³⁸.

[534] Le GRAME estime qu'il est nécessaire de procéder à court terme et de manière urgente à la réfection des cheminées au coût de 7 M\$. Toutefois, il recommande à la Régie d'autoriser ces travaux seulement à titre d'avant-projet puisque les coûts y afférents pourraient dépasser le seuil de 10 M\$³³⁹.

Opinion de la Régie

[535] La Régie constate que l'acuité prévisionnelle du Distributeur en matière d'investissements continue de s'améliorer. Elle note également qu'il a bien expliqué son processus de planification et justifié les investissements demandés pour l'année témoin 2019.

[536] La Régie constate que les investissements dans la catégorie « maintien des actifs » sont nécessaires afin de permettre au Distributeur de renouveler ses équipements et de corriger les situations problématiques de son réseau de distribution. Elle est d'avis qu'il est important pour le Distributeur d'investir dans la réfection de ses centrales en réseaux autonomes afin de les garder en bon état de fonctionnement. Pour ces motifs, la Régie ne retient pas la recommandation du GRAME d'autoriser les travaux de réfection de la centrale des Îles-de-la-Madeleine à titre d'avant-projet.

³³⁸ Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 9.

³³⁹ Pièce [A-0079](#), p. 178.

[537] De même, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AQCIE-CIFQ de réduire de 15 M\$ le budget demandé dans la catégorie « amélioration de la qualité » pour l'année témoin 2019. Bien qu'elle note une augmentation importante à cet égard par rapport au montant autorisé en 2018, la Régie est d'avis que les investissements du Distributeur dans les technologies de l'information et des communications sont spécifiques à chaque année et qu'ils sont importants afin de poursuivre l'amélioration de son service à la clientèle, sa performance et sa recherche d'efficience.

[538] Dans l'ensemble, la Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur quant aux besoins d'investissements qu'il prévoit réaliser durant l'année témoin 2019. Elle l'encourage à poursuivre ses efforts afin d'améliorer la précision de ses budgets d'investissements.

[539] Pour ces motifs, la Régie autorise un montant de 624,2 M\$ pour les investissements dont le montant est inférieur à 10 M\$, soit le montant demandé par le Distributeur pour l'année témoin 2019.

15.3 RÉSULTATS DU BALISAGE ET INDICATEURS DE PERFORMANCE

[540] Dans ses décisions D-2017-022³⁴⁰ et D-2018-025³⁴¹, la Régie demandait au Distributeur de continuer à présenter l'indicateur externe développé dans le cadre du balisage sur la performance des investissements dans ses prochains dossiers tarifaires.

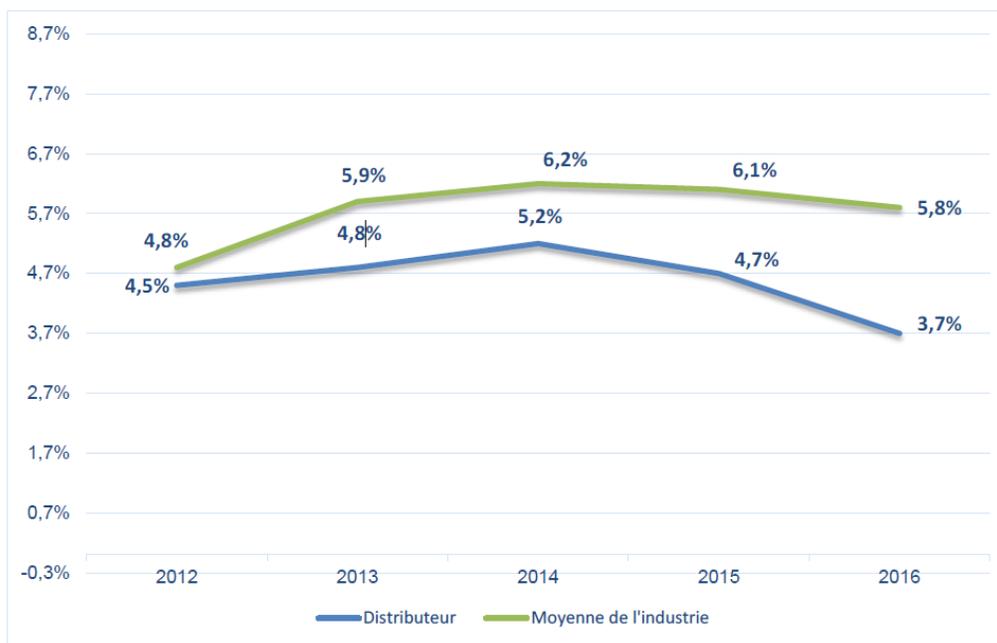
Indicateur externe relatif aux investissements

[541] Le Distributeur présente la figure suivante, qui représente les résultats de l'indicateur externe relatif à ses investissements comparativement à la moyenne de l'industrie sur la période de 2012 à 2016.

³⁴⁰ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 137, par. 506.

³⁴¹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 142, par. 515.

FIGURE 1
INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES –
COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L'INDUSTRIE
2012-2016



Source : Pièce [B-0022](#), p. 25.

[542] Selon le Distributeur, la moyenne de l'industrie affiche une stabilité depuis 2013, alors que son indicateur poursuit sa décroissance amorcée en 2014, après deux années d'augmentation de ses investissements attribuables essentiellement au projet Lecture à Distance (LAD). Il soutient que l'industrie semble investir massivement dans les projets d'automatisation du réseau, ce qu'il a fait au milieu des années 2000. Finalement, il conclut que le niveau de ses investissements est comparable à celui de la moyenne de l'industrie.

Indicateur interne relatif aux investissements

[543] Dans sa décision D-2017-022³⁴², la Régie demandait au Distributeur de lui faire part des résultats de son travail sur un indicateur qui pourrait l'aider à évaluer la justesse des montants d'investissements demandés.

[544] Dans sa décision D-2018-025³⁴³, la Régie soulignait que le Distributeur travaillait à l'élaboration d'un indicateur reflétant l'état de santé de son réseau soit, notamment, la continuité de service, la croissance du réseau et l'état des actifs. Plus particulièrement, cet indicateur permettrait de refléter les besoins d'investissements futurs dans les programmes d'équipements et en renouvellement des actifs.

[545] Dans le présent dossier, afin d'illustrer les besoins d'investissements requis en programmes d'équipements, le Distributeur a évalué la corrélation de ces investissements avec la croissance globale du nombre d'abonnés et l'évolution de la charge globale sur l'ensemble du réseau. Il a ensuite analysé l'évolution du niveau de charge par ligne. De ses résultats, il conclut qu'il est difficile d'établir un lien direct entre les budgets d'investissements dans les programmes d'équipements et les besoins du réseau, particulièrement sur une base annuelle³⁴⁴.

[546] En ce qui a trait aux projections des investissements requis en renouvellement des actifs³⁴⁵, le Distributeur a évalué le taux de remplacement annuel des équipements par rapport au parc d'équipements ainsi que la proportion de ces remplacements en raison de causes externes et de leur vieillissement. Selon lui, les résultats de son analyse ne permettent pas d'améliorer significativement la planification des investissements.

[547] Compte tenu de ces résultats, le Distributeur demande à la Régie d'être soustrait de son obligation de produire, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, un indicateur interne relatif aux investissements.

³⁴² Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 137, par. 506.

³⁴³ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 142, par. 513.

³⁴⁴ Pièce [B-0022](#), p. 27.

³⁴⁵ *Ibid.*

Opinion de la Régie

[548] La Régie reconnaît l'effort fourni par le Distributeur pour permettre une meilleure appréciation du budget d'investissements proposé pour l'année 2019. Elle lui demande de maintenir ce niveau de détail à chaque année dans ses futurs dossiers tarifaires. Elle lui demande également de continuer de présenter l'indicateur externe dans le cadre du balisage sur la performance des investissements lors des prochains dossiers tarifaires.

[549] En ce qui a trait à l'indicateur interne relatif aux investissements, la Régie reconnaît la difficulté du Distributeur de trouver des outils permettant d'évaluer la justesse des investissements futurs dans les programmes d'équipements et le renouvellement des actifs. Elle juge que les explications fournies à cet égard sont satisfaisantes et relève le Distributeur de son obligation de poursuivre ses travaux sur cet indicateur.

[550] Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de présenter l'indicateur externe dans le cadre du balisage sur sa performance des investissements lors des prochains dossiers tarifaires. Elle accepte de relever le Distributeur de son obligation de produire un indicateur interne relatif aux investissements et de poursuivre ses travaux sur ce dernier indicateur.

16. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

16.1 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2019

[551] Le Distributeur présente ses interventions en efficacité énergétique, incluant les programmes de GDP. Les budgets demandés pour l'année témoin 2019, au montant de 100,8 M\$, sont résumés dans le tableau suivant, préparé par la Régie à partir de la preuve du Distributeur. Ce tableau donne également les impacts attendus en économies d'énergie de 405,2 GWh/an ajoutés et la réduction de la demande de puissance à la pointe de 372,3 MW.

TABLEAU 22
BUDGETS ET IMPACTS DES PROGRAMMES ET ACTIVITÉS 2019 DU DISTRIBUTEUR
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP

	Investissements M\$	Charges M\$	Budget total M\$	Impact en énergie GWh/an ajoutés	Impact à la pointe MW
Efficacité énergétique					
Marché résidentiel hors MFR	4,1	2,7	6,9	114,4	
Offre MFR	4,6	0,4	4,9	2,1	
Marché commercial et institutionnel	21,0	0,8	21,8	146,1	
Marché industriel	19,9	0,8	20,7	140,9	
Réseaux autonomes	3,2	0,4	3,6	1,7	
Innovations technologiques et commerciales	0,7	6,8	7,5		
Activités communes	1,5	3,9	5,4		
Gestion de la demande en puissance					
Marché résidentiel	4,7	2,2	6,9		7,3
Marché Affaires	0,3	22,9	23,2		365,0
TOTAL	60,0	40,8	100,8	405,2	372,3

Source : Pièce [B-0026](#), p. 25, tableau A-1 et p. 26, tableau A-2.

Note générale : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

[552] Conformément à sa décision D-2018-129³⁴⁶, la Régie rappelle qu'afin d'éviter un risque de décisions contradictoires dans le cadre de la présente demande et celle de TEQ³⁴⁷ et de favoriser une saine utilisation des ressources, elle juge qu'il est opportun de limiter l'examen des interventions en efficacité énergétique aux modifications significatives entre le budget reconnu en 2018 et celui demandé pour l'année témoin 2019.

[553] Ainsi, seuls les enjeux liés au programme de GDP dans le marché résidentiel (6,9 M\$) et ceux liés aux réseaux autonomes (3,6 M\$) ont été examinés au présent dossier.

[554] Le suivi de la demande de la Régie d'une option de biénergie télécommandée est traité dans la présente section en tant que mesure de GDP. **Considérant sa décision D-2018-129, la Régie reconduit les montants des autres interventions en efficacité énergétique prévues par le Distributeur pour l'année témoin 2019.**

³⁴⁶ Décision [D-2018-129](#), p. 7 et 8, par. 23 à 25.

³⁴⁷ Dossier R-4043-2018.

16.2 GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

[555] Le Distributeur présente au tableau suivant les demandes budgétaires et les prévisions d'impact de la GDP au présent dossier³⁴⁸.

TABLEAU 23
BUDGETS ET OBJECTIFS 2019 – GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

	2019	
	M \$	MW
Gestion de la demande en puissance		
Chauffe-eau à trois éléments	2,9	2,0
Sensibilisation et biénergie DT	0,4	-
Charges interruptibles résidentielles	3,6	5,3
Charges interruptibles – Affaires	23,2	365,0
	30,1	372,3

Source : Pièce [B-0026](#), p. 13.

[556] Conformément à la décision D-2018-129³⁴⁹, la Régie rappelle que le programme GDP Affaires est examiné dans le dossier R-4041-2018. Il ne fait donc pas l'objet d'un examen dans le présent dossier.

[557] La Régie constate que le budget réclamé pour les interventions de GDP, excluant le Marché Affaires de 23,2 M\$, est de 6,9 M\$, soit 3,9 M\$ de plus que le budget de 3 M\$ autorisé en 2018³⁵⁰.

16.2.1 PROGRAMME CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENTIELLES

[558] La Régie a concentré son examen sur le programme « Charges interruptibles résidentielles » dont le budget de 3,6 M\$ représente la plus grande partie de la hausse

³⁴⁸ Pièce [B-0026](#), p. 17, 18, 26 et 27.

³⁴⁹ Décision [D-2018-129](#), p. 8.

³⁵⁰ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 155, tableau 42.

globale du budget réclamé pour les programmes GDP par rapport à celui de 2018. Le Distributeur précise et justifie sa demande pour ce programme comme suit :

« [...] Au cours du 2^e semestre de 2019, le Distributeur envisage déployer un programme visant entre autres l'installation de thermostats qui intègrent une technologie permettant la télécommande à distance auprès de 3 500 résidences de clients facturés au tarif D. Le Distributeur s'assurera que les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW économisé »³⁵¹.

[559] De plus, il présente au tableau suivant la prévision budgétaire et les gains de puissance pour l'année témoin 2019.

TABLEAU 24
PRÉVISION ÉNERGÉTIQUE ET BUDGÉTAIRE 2019 DU PROGRAMME CHARGES
INTERRUPTIBLES RÉSIDENIELLES

Charges (M\$)	Investissements (M\$)	MW
1,5	2,1	5,3

Source : Pièce [B-0062](#), p. 89.

[560] Il précise que des conditions d'admissibilité spécifiques sont prévues. Ainsi, un client ne pourra être admis à ce programme s'il souscrit à l'une des options de tarification dynamique et, inversement, qu'il ne pourra s'abonner à l'une des options de tarification dynamique s'il profite du programme « Charges interruptibles résidentielles ».

[561] Le Distributeur précise les hypothèses au soutien de la rentabilité de ces programmes. Il indique notamment que :

« La durée de vie des mesures déployées dans le cadre de ce programme est évaluée à 7 ans en moyenne. Cette évaluation est basée sur la durée de vie de l'équipement qui, par exemple, pour un thermostat est d'environ 10 ans et pour la technologie de télécommande à distance, de 5 ans »³⁵².

³⁵¹ Pièce [B-0062](#), p. 89.

³⁵² Pièce [B-0094](#), p. 54.

[562] La Régie note que ce programme doit s'étendre sur une période de sept ans pour être rentable, ce qui signifie que les participants, pendant toute cette période, ne pourront bénéficier d'aucun avantage financier en lien avec leur effacement autre que d'avoir initialement bénéficié d'équipements domotiques. Le Distributeur explique à ce sujet que :

« Ce programme s'ajoute au portefeuille d'interventions en gestion de la demande en puissance du Distributeur afin de rejoindre une clientèle différente de celle visée par les options de tarification dynamique. Le participant au programme Charges interruptibles résidentielles, en plus de bénéficier d'équipements de nouvelle technologie, n'aura pas à modifier ses comportements puisque ses équipements seront télécommandés à distance pendant les besoins du Distributeur »³⁵³.

[nous soulignons]

[563] Or, le Distributeur mentionne que l'intérêt de mesures, notamment comme la domotique, est justement de pouvoir profiter de la tarification dynamique :

« [...] Puisque les participants auront la liberté d'utiliser n'importe quel moyen à leur disposition pour réduire leur consommation d'électricité lors des événements de pointe critique, les conseils d[u] Distributeur porteront sur divers moyens tant manuels qu'automatiques, selon le recours ou non à des technologies facilitantes. Le Distributeur est d'avis que l'attrait des technologies telles que les thermostats communicants, la domotique ou le stockage, augmentera en fonction des économies réalisées par les participants sur leur facture d'électricité reliées aux options de tarification dynamique »³⁵⁴. [nous soulignons]

[564] Même si les participants n'ont pas à modifier leur comportement pendant les périodes de pointe, puisque leurs équipements seront télécommandés par le Distributeur, ces interventions auront nécessairement un impact sur leur consommation. De ce fait, il y a lieu de clarifier comment ces participants seront convaincus, à partir du deuxième hiver, d'accepter que leurs équipements continuent d'être contrôlés par le Distributeur, sans aucun bénéfice en retour, la perception de la nouveauté et de l'intérêt des équipements domotiques pouvant s'effriter rapidement avec le temps.

³⁵³ Pièce [B-0094](#), p. 57.

³⁵⁴ Pièce [B-0094](#), p. 56.

[565] **La Régie autorise le budget de 3,6 M\$ réclamé par le Distributeur pour le programme « Charges interruptibles résidentielles », portant le budget total pour les mesures de GDP autres que le programme « GDP Affaires » à 6,9 M\$ pour 2019.**

[566] **La Régie demande toutefois au Distributeur de clarifier comment il entend intéresser les participants à accepter d'être interrompus en période de pointe, sans aucune rémunération.**

16.2.2 SUIVI D'UNE OPTION DE BIÉNERGIE TÉLÉCOMMANDÉE DEMANDÉE PAR LA RÉGIE

[567] À la suite des demandes de la Régie³⁵⁵, le Distributeur confirme qu'il a réalisé, au cours de l'hiver 2016-2017, un projet pilote de biénergie interruptible. Il explique qu'il a, à l'automne 2017, effectué auprès de l'ensemble de la clientèle DT (non participante au projet pilote) un sondage qui visait à évaluer sa satisfaction à l'égard du tarif et l'intérêt qu'elle aurait pour une nouvelle offre commerciale de biénergie interruptible. Cette étude a permis de constater que :

- 96 % des adhérents au tarif DT en sont satisfaits, dont 60 % très satisfaits;
- 5 % seulement seraient « *certainement ouverts* » et 22 % « *probablement ouverts* » à une nouvelle offre de biénergie télécommandée³⁵⁶.

[568] Sur la base de ce sondage, le Distributeur conclut qu'il n'y a pas d'intérêt de la part de la clientèle pour une nouvelle option de biénergie télécommandée.

[569] La FCEI rappelle que l'effritement du tarif DT est connu et que la Régie s'en préoccupe depuis longtemps³⁵⁷. L'intervenante estime que la conclusion du Distributeur relative au manque d'intérêt de la clientèle pour la biénergie télécommandée est hâtive et sans fondement et qu'elle se base sur une seule question posée dans un sondage qui portait plus largement sur la tarification dynamique.

³⁵⁵ Dossiers R-3864-2013, pièce [B-0073](#), p. 35, R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), p. 259, et R-3986-2016, pièce [B-0032](#), p. 4.

³⁵⁶ Pièce [B-0026](#), p. 16.

³⁵⁷ Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 21.

[570] La FCEI rappelle l'intérêt non seulement économique mais aussi environnemental du contrôle à distance de la biénergie, tel que pratiqué depuis des décennies par Hydro-Sherbrooke sur la base du tarif DT³⁵⁸. Elle demande que le Distributeur dépose une proposition tarifaire pour rendre l'ensemble de la clientèle DT sujet à la télécommande et qui serait plus avantageuse pour le client que le tarif DT actuel. La FCEI souligne l'importance d'agir promptement, considérant la proportion rapidement croissante d'anciens clients du tarif DT qui ne disposent plus des équipements requis pour pouvoir revenir à ce tarif.

[571] L'UC souligne qu'il est possible que les clients au tarif DT soient mieux servis par une option de biénergie interruptible³⁵⁹. Eu égard aux résultats du sondage, l'UC abonde dans le même sens que la FCEI et soumet qu'une biénergie commandée à distance par le Distributeur, selon ses besoins et non uniquement selon la température et qui, en conséquence, pourrait limiter l'appel au chauffage au mazout, est une option qui mérite d'être étudiée plus à fond³⁶⁰.

[572] La Régie juge que les résultats du sondage ne sont pas concluants, au motif que la question ne permettait pas de comprendre les avantages économiques d'une option de biénergie télécontrôlée par rapport au tarif DT.

[573] En conséquence, elle demande au Distributeur de poursuivre sa réflexion en ce qui a trait à l'option biénergie télécontrôlée et de faire un suivi à cet égard dans le prochain dossier tarifaire.

16.3 RÉSEAUX AUTONOMES

[574] Pour l'année 2019, le Distributeur demande, pour les interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes, un budget de 3,6 M\$, en baisse de 60 % par rapport au budget autorisé pour 2018, pour un impact de 1,7 GWh, en baisse de 65 % par rapport aux impacts initialement prévus pour 2018³⁶¹.

³⁵⁸ *Ibid.*

³⁵⁹ Pièce [C-UC-0010](#), p. 9.

³⁶⁰ Pièce [C-UC-0018](#), p. 11 et 12.

³⁶¹ Pièce [B-0062](#), p. 95, tableau R-33.2.

[575] L'ARK est directement visée par cet enjeu. L'intervenante souligne sa volonté et la nécessité de collaborer avec le Distributeur pour que des progrès réels en efficacité énergétique soient réalisés au Nunavik.

[576] La Régie a pris connaissance de l'ensemble de la preuve de l'ARK³⁶². Elle rappelle l'importance qu'elle accorde depuis de nombreuses années à l'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes³⁶³. Elle est dans l'attente de l'analyse des résultats des audits réalisés en 2018. Ces résultats pourront servir d'assise pour développer de nouvelles interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.

[577] Pour ces considérations, la Régie approuve le budget de 3,6 M\$ demandé par le Distributeur pour lui permettre de déployer les interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes pour 2019.

[578] Elle invite le Distributeur à poursuivre ses actions afin de développer davantage de programmes en efficacité énergétique en collaboration avec les intervenants du milieu.

16.4 BUDGET GLOBAL APPROUVÉ EN 2019

[579] Pour l'ensemble des motifs mentionnés à la précédente section, la Régie approuve, pour l'année témoin 2019, un budget global en interventions en efficacité énergétique de 60,0 M\$ en investissements et de 40,8 M\$ en charges, pour un montant total de 100,8 M\$, tel que demandé par le Distributeur.

17. REVENUS REQUIS

[580] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les revenus requis au montant de 12 265,6 M\$ pour l'année témoin 2019. Conformément aux décisions

³⁶² Pièces [C-ARK-0014](#), [C-ARK-0015](#) et [A-0079](#), p. 87 à 122.

³⁶³ [Suivi de la décision D-2011-028, PTE EÉ en réseaux autonomes, Méthodologie proposée](#) et dossier R-3854-2013, pièce [B-0038](#).

D-2014-037 et D-2014-034, ce montant est subséquemment ajusté à 12 302,5 M\$, afin de tenir compte de la mise à jour du 5 décembre 2018, des dépenses relatives à TEQ pour un montant de 40,2 M\$ (voir la section 13.2.3) et du coût de la dette pour un montant de -3,3 M\$ (voir la section 13.2.5) pour l'année témoin 2019.

[581] Le tableau suivant présente le détail des revenus requis pour les années 2017 à 2019.

TABLEAU 25
REVENUS REQUIS 2019

(en M\$)	2017 Année historique (1)	2018 (D-2018-025) (1)	2018 Année de base (2)	2019 Année témoin (initiale)	2019 Année témoin (révisée) (3)	Variation Année témoin 2019 vs 2018 (D-2018-025)	
Achats d'électricité et service de transport	8 941,2	8 964,7	9 153,1	9 495,7	9 495,7	531,0	5,9 %
Facteurs Y							
Achats d'électricité	6 077,3	6 031,9	6 220,3	6 435,2	6 435,2	403,3	6,7 %
Service de transport	2 863,9	2 932,8	2 932,8	3 060,5	3 060,5	127,7	4,4 %
Coûts de distribution et SALC	3 018,7	2 855,7	S/O	2 769,9	2 806,8	(48,9)	(1,7 %)
Formule d'indexation	2 555,0	2 545,6	S/O	2 586,5	2 586,5	40,9	1,6 %
Facteurs Y	438,5	311,8	308,3	253,2	290,1	(21,7)	(7,0 %)
Facteurs Z	0,0	4,1	(26,3)	(30,7)	(30,7)	(34,8)	(848,8 %)
Compte de neutralisation - Facteur Z	0,0	0,0	30,4	(30,6)	(30,6)	(30,6)	
Comptes d'écarts pré-MRI	7,0	(5,8)	(16,3)	10,1	10,1	15,9	274,1 %
Compte d'écarts- Rendement à remettre à la clientèle	18,2	0,0	18,6	(18,6)	(18,6)	(18,6)	
Total	11 959,9	11 820,4	S/O	12 265,6	12 302,5	482,1	4,1 %

Sources : Pièces [B-0016](#), p. 3, [B-0134](#), p. 3 et 5, et [B-0144](#), p. 3 et 4.

Note 1 : Aux fins de comparaison, les coûts de distribution et services à la clientèle reconnus pour l'année 2018 et réels pour l'année 2017 sont présentés sur la même base que ceux de l'année 2019 en isolant spécifiquement les Facteurs Y et Z et les CER pré-MRI des autres coûts présentés sous la rubrique Formule d'indexation.

Note 2 : Pour l'année de base 2018, les coûts de distribution et services à la clientèle ne peuvent être présentés selon la Formule d'indexation.

Note 3 : Le 5 décembre 2018, le Distributeur a procédé à la mise à jour des dépenses relatives à TEQ (+40,2 M\$) et du coût de la dette (-3,3 M\$), conformément aux décisions D-2014-037 et D-2014-034.

[582] Les revenus requis demandés et révisés par le Distributeur pour l'année témoin 2019 sont en hausse de 482,1 M\$ (4,1 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2018.

[583] Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 403,3 M\$ des achats d'électricité et de 127,7 M\$ des coûts du service de transport. Elle est compensée par une diminution de 48,9 M\$ relative aux coûts de distribution et des services à la clientèle provenant essentiellement de la variation des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques et de l'effet de la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens.

[584] Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 12 283,3 M\$ pour l'année témoin 2019, comme présenté au tableau suivant.

TABLEAU 26
ESTIMATION DES REVENUS REQUIS AUTORISÉS EN 2019

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandés</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnus</i>
Achats d'électricité			
Ajustement des contrats spéciaux (voir la section 11.3)		0,4	
Service de transport			
Charge locale (voir la section 12)		(3,5)	
Coûts de distribution et SALC			
Facteur Y- Compte de nivellement pour aléas climatiques (voir les sections 6.2 et 13.2.4)		(16,1)	
Revenus requis	12 302,5	(19,2)	12 283,3

[585] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis 2019, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis 2019 ainsi ajustés, au plus tard le 12 mars 2019 à 12 h.

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

18.1 REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[586] Les revenus autres que les ventes d'électricité proviennent essentiellement de la facturation externe et interne émise. Ces revenus réduisent les revenus requis du Distributeur. Pour l'année témoin 2019, ils diminuent de 4,4 M\$ (-3,0 %) à 143,9 M\$ par rapport au montant autorisé pour l'année 2018³⁶⁴.

[587] Le tableau suivant présente le détail des revenus autres que les ventes d'électricité pour les années 2017 à 2019.

TABLEAU 27
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2017</i> <i>Année historique</i>	<i>2018</i> <i>(D-2018-025)</i>	<i>2018</i> <i>Année de base</i>	<i>2019</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2019</i> <i>vs 2018 (D-2018-025)</i>	
Facturation externe émise	70,9	65,0	116,7	64,0	(1,0)	(1,5 %)
Facturation interne émise	80,2	83,0	80,8	79,4	(3,6)	(4,3 %)
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,3	0,3	0,5	0,5	0,2	66,7%
Total	151,4	148,3	198,0	143,9	(4,4)	(3,0 %)

Source : Pièce [B-0027](#), p. 3.

Facturation externe émise

[588] Les revenus de la facturation externe diminuent de 1,0 M\$ (-1,5 %), soit de 65,0 M\$ à 64,0 M\$ pour l'année témoin 2019, par rapport au montant autorisé en 2018. Cette baisse provient principalement de la diminution de 4,3 M\$ (-10,9 %) des revenus de frais d'administration imputable principalement par la gestion active des comptes à recevoir du Distributeur. Cette baisse est toutefois largement compensée par une augmentation des

³⁶⁴ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 161, par. 581.

revenus provenant de frais de mise sous tension, de vol d'électricité et de frais de recharges, pour un montant global de 3,9 M\$ pour l'année témoin 2019.

[589] L'UC s'interroge sur le fait que le Distributeur ne tire aucun revenu de la chaleur fournie par la centrale de Cap-aux-Meules au Centre intégré de santé et de services sociaux (CISSS) des Îles³⁶⁵. Elle invite la Régie à exiger du Distributeur qu'il récupère auprès du CISSS des Îles une partie des gains réalisés par la valorisation de la chaleur de la centrale Cap-aux-Meules.

[590] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur au sujet de la chaleur fournie par la centrale de Cap-aux-Meules au CISSS³⁶⁶. Elle retient de la preuve que l'entente entre le Distributeur et le CISSS est bénéfique pour les deux parties. Cette entente paraît raisonnable. Par conséquent, la Régie ne retient pas la proposition de l'UC.

[591] Par ailleurs, la Régie autorise la disposition du CER relatif à la vente de l'immeuble situé au 140, boulevard Crémazie Ouest à Montréal et de verser un gain sur disposition de 7,9 M\$ dans les revenus requis de l'année témoin 2019 (voir la section 6.3).

[592] Ainsi, les revenus relatifs à la facturation externe émise passent de 116,7 M\$ à 108,7 M\$ pour l'année de base 2018 et de 64,0 M\$ à 71,9 M\$ pour l'année témoin 2019.

Facturation interne émise

[593] Les revenus de la facturation interne émise diminuent de 3,6 M\$ (-4,3 %), soit de 83,0 M\$ à 79,4 M\$ pour l'année témoin 2019, par rapport au montant autorisé en 2018. Cette baisse découle principalement de la diminution de 2,6 M\$ (-6,1 %) des revenus relatifs à la refacturation d'espaces pour l'année témoin 2019.

[594] En conclusion, la Régie approuve un budget de 151,8 M\$ pour les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2019.

³⁶⁵ Pièce [C-UC-0010](#), p. 30.

³⁶⁶ Pièce [A-0057](#), p. 144 à 160.

18.2 RABAIS SUR VENTES - MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[595] Le rabais sur ventes correspond au soutien à la consommation courante qui découle des ententes personnalisées³⁶⁷ pour les ménages à faibles revenu. Il est présenté en réduction des ventes d'électricité. Le tableau suivant présente le rabais sur ventes pour les années 2017 à 2019.

TABLEAU 28
RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

<i>(en M\$)</i>	<i>2017</i> <i>Année historique</i>	<i>2018</i> <i>(D-2018-025)</i>	<i>2018</i> <i>Année de base</i>	<i>2019</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2019</i> <i>vs 2018 (D-2018-025)</i>	
Rabais sur ventes - MFR	(12,4)	(18,3)	(12,6)	(12,1)	6,2	(33,9 %)

Source : Pièce [B-0027](#), p. 5.

[596] Le rabais sur ventes pour les ménages à faible revenu prévu pour l'année témoin 2019 est de 12,1 M\$, en baisse de 6,2 M\$ (-33,9 %) par rapport au montant autorisé en 2018³⁶⁸. Le Distributeur soutient que cette baisse est attribuable à l'abandon³⁶⁹ de la mise en place de la mesure relative à l'effacement graduel de la dette³⁷⁰ autorisée en 2018.

[597] La Régie approuve le budget de 12,1 M\$ demandé par le Distributeur au titre du rabais sur ventes pour les ménages à faible revenu pour l'année témoin 2019.

19. CONDITIONS DE SERVICE

[598] Le Distributeur propose des modifications aux *Conditions de service* en lien avec les travaux préalables que les clients doivent effectuer lors de projets de conversion de tension de 12 kV à 25 kV. Outre ces modifications, le Distributeur apporte des corrections

³⁶⁷ Pièce [B-0074](#), p. 5.

³⁶⁸ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 163, par. 585.

³⁶⁹ Pièce [B-0006](#), p. 23.

³⁷⁰ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 220, par. 879.

de terminologie et de syntaxe et des modifications visant principalement à améliorer la clarté et la compréhension des modalités.

[599] Le Distributeur propose également des modifications aux frais et prix liés au service d'électricité prévu au chapitre 20 des *Conditions de service*³⁷¹ et fait état du suivi des demandes de la Régie dans ses précédentes décisions.

19.1 CONVERSION DE TENSION

[600] Le Distributeur indique que d'ici 2030, plus de 20 postes du Transporteur situés à Montréal seront convertis à la tension 25 kV. En cohérence avec ces projets de conversion de postes, le Distributeur procédera à la conversion de tension de plusieurs lignes de distribution d'électricité, laquelle touchera environ 470 clients. Malgré ses efforts de communication, le Distributeur indique être souvent confronté à de la résistance et des retards, causant des délais dans la conversion de tension d'un groupe de lignes de distribution d'électricité, dont celles alimentant les clients visés. Cette résistance des clients est notamment liée au fait qu'ils se voient actuellement dans l'obligation de déboursier des sommes pour un projet initié par le Distributeur.

[601] Dans ce contexte, le Distributeur propose les modifications suivantes aux *Conditions de service* en lien avec les travaux préalables que les clients doivent effectuer lors de projets de conversion de tension de 12 kV à 25 kV :

- bonification des compensations offertes aux clients;
- clarification des *Conditions de service* quant à la possibilité d'interrompre le service d'électricité;
- envoi d'un avis aux tiers pouvant être touchés par la conversion de tension, au moins 30 jours avant l'envoi de l'avis d'interruption³⁷².

³⁷¹ Pièce [B-0029](#), p. 16.

³⁷² Pièce [B-0028](#), p. 5 à 9, 21, 27 et 32.

[602] En réponse à une DDR de la Régie³⁷³, le Distributeur apporte une modification au texte de ses propositions, précisant l'article relatif à l'envoi d'un avis d'interruption de service.

[603] La Régie juge que les propositions du Distributeur relatives aux bonifications des compensations offertes aux clients dans le cas d'une conversion de tension, ainsi que celles relatives à l'interruption de service, sont raisonnables.

[604] En ce qui a trait au délai prévu pour l'envoi d'un avis aux tiers pouvant être visés par une conversion de tension, la Régie observe qu'un délai de 60 jours ne poserait pas de difficultés opérationnelles supplémentaires au Distributeur³⁷⁴ et permettrait une plus grande sécurité pour la clientèle.

[605] Pour ces motifs, la Régie approuve les modifications relatives à la conversion de tension proposées par le Distributeur³⁷⁵, sauf pour ce qui est du délai de 30 jours proposé à l'article 7.2.3 des *Conditions de service*, qu'elle fixe plutôt à 60 jours.

19.2 AUTRES MODIFICATIONS

[606] Le Distributeur apporte d'autres modifications aux *Conditions de service* qui sont présentées à la pièce B-0028³⁷⁶. Il indique qu'il s'agit principalement de corrections de terminologie et de syntaxe et de modifications visant à améliorer la clarté et la compréhension des modalités et leur cohérence avec sa pratique.

[607] Le Distributeur propose certaines modifications aux articles 7.1.2 et 13.7 des *Conditions de service* relatives à un compteur dont le sceau est échu. Il justifie ces modifications en indiquant, entre autres, qu'il souhaite mieux faire ressortir le rôle de Mesures Canada dans l'homologation des compteurs, notamment dans le contexte des sceaux échus. Les modifications visent, entre autres, à préciser la possibilité, pour le Distributeur, de procéder à une interruption de service lorsque le sceau d'un compteur est

³⁷³ Pièce [B-0128](#), p. 37.

³⁷⁴ Pièce [B-0128](#), p. 36.

³⁷⁵ Pièce [B-0028](#).

³⁷⁶ Pièce [B-0028](#).

échu et que, par conséquent, ce dernier n'est plus conforme à la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz*³⁷⁷ ou à ses règlements.

[608] Le Distributeur indique que, malgré les modalités relatives à l'accès aux équipements, aucune modalité actuellement en vigueur ne vient clairement mentionner la situation des sceaux échus³⁷⁸.

[609] Enfin, en réponse à des DDR de la Régie³⁷⁹, le Distributeur apporte des modifications au texte de ses propositions en lien avec les équipements de production raccordés.

[610] **La Régie accepte l'ensemble des autres modifications proposées par le Distributeur, sauf celles relatives au compteur dont le sceau est échu.** Le Distributeur n'a pas convaincu la Régie qu'il y a lieu d'accepter les modifications proposées à cet égard aux articles 7.1.2 et 13.7 des *Conditions de service*, dans le contexte où les dispositions actuelles paraissent suffisantes. Ces dispositions permettent notamment au Distributeur d'interrompre le service lorsqu'il n'a pas accès à un compteur dont le sceau est échu³⁸⁰.

19.3 FRAIS ET PRIX LIÉS AU SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

[611] Dans sa décision D-2017-118³⁸¹, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'élaborer une Formule d'indexation afin de mettre à jour annuellement les grilles des frais et prix.

[612] Dans le présent dossier, le Distributeur indique qu'il reporte le dépôt de cette proposition au prochain dossier tarifaire, en regard des travaux réalisés en lien avec les demandes de la Régie relatives au service de base en souterrain et en aérien dans le dossier R-3964-2016 et la pertinence de considérer les fluctuations des frais et prix sur une plus longue période afin de proposer une Formule d'indexation plus conforme à leur évolution³⁸².

³⁷⁷ [L.R.C., 1985, ch. E-4.](#)

³⁷⁸ Pièce [B-0062](#), p. 106.

³⁷⁹ Pièce [B-0094](#), p. 62.

³⁸⁰ Articles 14.3 et 7.1.2 des *Conditions de service*.

³⁸¹ Dossier R-3964-2016, décision [D-2017-118](#).

³⁸² Pièce [B-0029](#), p. 13.

[613] Par ailleurs, le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'ensemble des modifications proposées aux frais et prix liés au service d'électricité prévus au chapitre 20 des *Conditions de service*³⁸³. **La Régie juge que les modifications proposées sont raisonnables et les approuve.**

[614] **La Régie demande au Distributeur de déposer sa proposition de Formule d'indexation afin de mettre à jour annuellement les grilles de frais et prix lors de son prochain dossier tarifaire.**

19.4 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2017-118

[615] La Régie prend acte du suivi déposé par le Distributeur à la suite de la décision D-2017-118, présentant les résultats de l'étude de balisage sur l'utilisation de limiteur de consommation par d'autres distributeurs d'électricité en Amérique du Nord³⁸⁴. **La Régie s'en déclare satisfaite.**

[616] La Régie prend acte des suivis déposés par le Distributeur, à la suite de la décision D-2017-118, relatifs aux mesures prises pour informer sa clientèle en matière de tarifs³⁸⁵. Elle note que le Distributeur prévoit procéder à la refonte des pages Web dédiées à la clientèle résidentielle au courant de l'année 2019³⁸⁶. **Elle demande au Distributeur de faire un suivi à ce sujet lors du prochain dossier tarifaire.**

[617] Le Distributeur n'a pas présenté, au présent dossier, le suivi de ses démarches relatives à la possibilité de faire un sondage et un projet pilote sur le choix de la date de relève, demandé dans la décision D-2017-118³⁸⁷. **La Régie demande au Distributeur de faire un suivi à ce sujet lors du prochain dossier tarifaire.**

³⁸³ Pièce [B-0029](#), p. 16.

³⁸⁴ Pièce [B-0028](#), p. 11.

³⁸⁵ Pièce [B-0028](#), p. 10, 11 et 53 à 68.

³⁸⁶ Pièce [B-0062](#), p. 105.

³⁸⁷ Dossier R-3964-2016, décision [D-2017-118](#), p. 57.

[618] La Régie prend acte du suivi réalisé par le Distributeur relativement à la possibilité d'exiger une caution, pour certaines demandes de prolongement ou de modification de réseau³⁸⁸. **Elle se déclare satisfaite du suivi présenté.**

[619] Par ailleurs, en lien avec l'application de nouveaux modes de calcul pour les travaux non inclus dans le service de base et des nouveaux frais et prix liés au service d'électricité, la Régie observe que le Distributeur n'a pas présenté, au présent dossier, le suivi demandé dans la décision D-2017-118³⁸⁹ relativement à l'analyse de l'impact de ces nouveaux modes de calculs. **La Régie demande au Distributeur de déposer les résultats de son analyse à cet égard lors du prochain dossier tarifaire.**

20. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2019-2020

20.1 OPTIONS D'AJUSTEMENT TARIFAIRE TENANT COMPTE DE LA VARIATION DES COÛTS

[620] Le Distributeur propose, pour l'année 2019-2020, une hausse uniforme révisée des tarifs de 1,2 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance, pour lesquels l'ajustement est de 0,6 %, étant donné qu'ils ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

[621] Le Distributeur motive sa hausse uniforme des tarifs comme suit :

« Le Distributeur souligne, comme il l'a fait au cours des dernières années, que les ajustements tarifaires différenciés peuvent s'avérer très instables d'une année à l'autre, à cause notamment de l'évolution des caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs et de l'évolution des montants associés aux rubriques de charges spécifiques à chacun des dossiers. Dans ce contexte, les différents principes tarifaires, notamment ceux du reflet des coûts, de la stabilité tarifaire ou de la prévisibilité des tarifs, doivent faire l'objet d'un arbitrage lorsqu'ils ne peuvent être respectés simultanément.

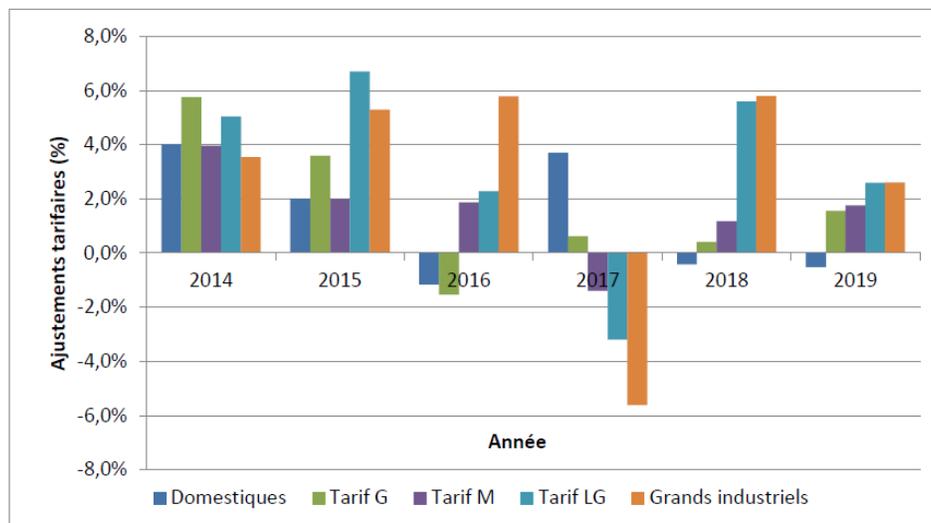
³⁸⁸ Pièce [B-0062](#), p. 105.

³⁸⁹ Dossier R-3964-2016, décision [D-2017-118](#), p. 147, par. 600.

De plus, il n'est pas souhaitable qu'un ajustement différencié ait pour effet d'aller à l'encontre de préoccupations économiques, sociales ou environnementales indiquées par le gouvernement du Québec à la Régie ou d'orientations préalablement approuvées par la Régie. À cet égard, le Distributeur fait référence notamment à la stabilité des tarifs de toutes les catégories de consommateurs préconisée par le gouvernement dans son décret 1164-2007 et par la Régie, ainsi qu'au rééquilibrage des tarifs généraux visant à améliorer la position concurrentielle de la clientèle de moyenne puissance amorcé depuis 2014, avec l'approbation de la Régie. Or, l'application d'ajustements différenciés reflétant la variation des coûts pourrait résulter en 2019 en un impact tarifaire important pour les clients des tarifs généraux et les grands industriels par rapport à la proposition de hausse uniforme, ce qui irait à l'encontre des orientations gouvernementales et de la Régie visant la stabilité tarifaire et la préservation de la compétitivité des tarifs de cette clientèle »³⁹⁰. [les notes de bas de page ont été omises]

[622] La figure suivante illustre comment l'évolution des ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts peut s'avérer instable selon les années témoins autorisées³⁹¹.

FIGURE 2
ÉVOLUTION DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS
REFLÉTANT LA VARIATION DES COÛTS



Source : Pièce [B-0105](#), p. 70.

³⁹⁰ Pièce [B-0105](#), p. 68 et 69.

³⁹¹ Pièce [B-0105](#), p. 70.

[623] L'ACEFQ recommande que la Régie ajuste à la baisse ou gèle les tarifs domestiques pour l'année tarifaire 2019-2020 afin de ralentir la diminution de l'interfinancement en leur faveur et de tenir compte de la baisse anticipée des coûts alloués à la clientèle domestique en 2019³⁹².

[624] L'intervenante recommande que le retour graduel de l'indice d'interfinancement de la catégorie « *Domestiques* » au niveau de 81 % à court terme soit considéré comme prioritaire³⁹³.

[625] L'UC soumet que la hausse uniforme des tarifs proposée par le Distributeur aura pour effet d'augmenter l'indice d'interfinancement des clients domestiques à 86,9 %, alors qu'il se situait à 85,6 % en 2018. Sur la base stricte de la croissance du coût de service, les clients domestiques auraient plutôt droit à une baisse de 0,5 % de leur tarif, alors que les clients aux tarifs LG devraient assumer une hausse de 2,6 %³⁹⁴.

[626] Or, « *UC plaide depuis plusieurs années en faveur d'ajustements tarifaires qui soient justes et équitables et respectent le maintien de l'interfinancement de la catégorie domestique à un niveau comparable à celui de 2002-2003* »³⁹⁵.

[627] Dans son argumentation, l'intervenante cite la décision D-2003-93 où, affirme-t-elle, la Régie rejetait l'approche d'ajustement tarifaire basé strictement sur les variations des coûts, car une telle approche risquait d'atténuer l'interfinancement au fil des ans. À son avis, la Régie reconnaissait donc clairement que l'interfinancement devait être maintenu sans atténuation :

*« Contrairement à cette décision et sans qu'un changement législatif ne soit intervenu il semble que la Régie tende désormais à favoriser cette atténuation de l'interfinancement »*³⁹⁶.

³⁹² Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 23.

³⁹³ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 8.

³⁹⁴ Pièce [C-UC-0010](#), p. 5.

³⁹⁵ Pièce [C-UC-0018](#), p. 3.

³⁹⁶ Pièce [C-UC-0018](#), p. 4.

[628] L'UC demande à la Régie d'intervenir afin d'inverser cette tendance, en refusant la proposition du Distributeur et en ajustant les tarifs domestiques en fonction de la variation des coûts, afin de mettre un frein à la détérioration de l'interfinancement dont doivent bénéficier les clients domestiques.

Opinion de la Régie

[629] Dans le cadre de chaque dossier tarifaire, la Régie est appelée à arbitrer entre différentes dispositions de la Loi. De plus, elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de l'application de grands principes tarifaires reconnus, dont l'équité entre les catégories de consommateurs, la stabilité tarifaire et le reflet des coûts.

[630] Sur la base de la preuve déposée, la Régie constate d'abord que les impacts climatiques causent une réduction de 35 M\$ des coûts de service³⁹⁷.

[631] La Régie note également que la modification aux modalités de disposition du compte de nivellement entraînerait une réduction globale de 53,6 M\$ des revenus requis en 2019, mais des hausses de 2,0 M\$ à 18,4 M\$ les années suivantes³⁹⁸.

[632] Or, les impacts de cette modification aux modalités de disposition du compte de nivellement climatique ne sont pas répartis également entre les catégories de consommateurs. Tel qu'il appert de la pièce B-0045³⁹⁹, 89 % de l'amortissement du compte de nivellement est attribué aux tarifs D et DM, contre 0 % au tarif L.

[633] Le Distributeur présente au tableau suivant l'impact des effets financiers liés aux impacts climatiques sur le revenu additionnel requis en 2019, par catégories de consommateurs⁴⁰⁰.

³⁹⁷ Pièce [B-0006](#), p. 9.

³⁹⁸ Pièce [B-0010](#), p. 12.

³⁹⁹ Pièce [B-0045](#), p. 64, tableau B-2, colonne 17.

⁴⁰⁰ Pièce [B-0105](#), p. 65 et 66.

TABLEAU 29
EFFETS FINANCIERS DES IMPACTS CLIMATIQUES
SUR LE REVENU ADDITIONNEL REQUIS
PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS

Catégories de consommateurs	Revenu additionnel requis
Domestiques	(60,6)
Généraux	12,6
Tarif G	(1,3)
Tarif M	16,3
Tarif LG	(2,4)
Grands industriels	13,5
Total	(34,5)

Source : Pièce [B-0105](#), p. 65.

[634] La Régie constate que les effets financiers liés aux impacts climatiques expliquent en grande partie la variation des coûts des différentes catégories de consommateurs⁴⁰¹. Ainsi, la réduction des tarifs domestiques demandée par certains intervenants reflèterait la combinaison des impacts climatiques et de l'effet ponctuel et non récurrent du changement des modalités de disposition du compte de nivellement.

[635] Selon la Régie, il n'apparaît pas souhaitable que les tarifs fluctuent au gré des variations climatiques ou de modifications de règles comptables, ce qui irait à l'encontre du principe de stabilité et de prévisibilité des tarifs et revenus.

[636] Par ailleurs, la mise à jour des dépenses relatives à TEQ, déposée le 5 décembre 2018, représente une hausse globale des coûts de 40,2 M\$⁴⁰². Or, considérant le facteur de répartition attribuant une très forte proportion de ces dépenses à la catégorie de consommateurs domestiques, cette mise à jour, non reflétée dans la preuve initiale et la répartition des coûts mentionnée précédemment, ajoute au coût de service de la clientèle domestique et atténue davantage la justification en faveur de hausses différenciées.

⁴⁰¹ Pièce [B-0105](#), p. 70.

⁴⁰² Pièce [B-0134](#), p. 3.

[637] La Régie note, bien que l'ACEFQ reconnaisse l'importance de la stabilité tarifaire⁴⁰³, que cette intervenante et l'UC lui demandent de rétablir les indices d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique au niveau de 2002-2003, soit autour de 81 %⁴⁰⁴. Au soutien de leurs demandes, ces intervenantes citent la décision D-2003-93.

[638] À cet égard, la Régie souligne que chaque décision s'inscrit dans un contexte énergétique et économique qui lui est propre. En corollaire, il importe de tenir compte du changement de contexte énergétique et économique lorsqu'il se présente, comme la Régie est appelée à le faire à l'occasion, par exemple dans le cadre de la décision D-2014-037, lors de l'approbation du rééquilibrage des tarifs généraux⁴⁰⁵.

[639] De plus, la Régie rappelle que dans sa décision D-2007-12, soit quatre années après sa décision D-2003-093, elle reconnaissait explicitement que la balise de l'indice d'interfinancement de 2003 avait une pertinence pour suivre l'évolution de l'indice, mais qu'il ne s'agissait pas d'un niveau que la Régie devait maintenir :

« Il existe certainement une contrainte dans la Loi et une obligation pour la Régie à l'égard de l'interfinancement. L'article 52.1 de la Loi reconnaît une situation de fait : une catégorie de consommateurs bénéficie d'un interfinancement, c'est-à-dire que le coût pour la desservir est supérieur aux revenus tarifaires qu'elle génère. La contrainte veut que la Régie ne puisse modifier les tarifs de cette catégorie afin d'atténuer (de diminuer) l'interfinancement dont elle bénéficie.

Cela dit, les autres dispositions de la Loi doivent produire leurs effets. Au strict plan de l'interprétation législative, si la Loi dit que la Régie « ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs », cela signifie, a contrario, que la Régie peut le faire pour d'autres motifs.

[...]

La balise établie en 2003 a certainement une pertinence en ce qui a trait au suivi de l'évolution du niveau d'interfinancement et à l'exercice, par la Régie, de son pouvoir discrétionnaire d'établir des tarifs justes et raisonnables. Il ne s'agit

⁴⁰³ Pièce [A-0072](#), p. 228.

⁴⁰⁴ Pièce [A-0072](#), p. 185.

⁴⁰⁵ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision [D-2014-037](#), p. 190 à 192 et 211 à 217.

cependant pas d'un niveau d'interfinancement que la Régie est obligée de maintenir par la Loi, contrairement à ce que prétendent certains intervenants.

Si tel avait été le cas, le législateur l'aurait dit clairement, en prévoyant, dans la Loi, un niveau précis d'interfinancement ou, comme le souligne un intervenant, en écrivant le texte de l'article 52.1 différemment afin de donner à la Régie la discrétion de le déterminer par règlement ou autrement [note de bas de page omise] »⁴⁰⁶. [nous soulignons]

[640] Comme le soulignait la Régie dans l'Avis 2017-01, les principes ou caractéristiques souhaitables d'une structure tarifaire ont été bien définis par James C. Bonbright⁴⁰⁷, un expert faisant autorité en matière de méthodologie de la tarification des services publics. Bonbright précise d'ailleurs que l'ensemble des principes définis convergent vers trois objectifs prioritaires qu'une structure tarifaire doit respecter :

- permettre de générer les revenus nécessaires pour couvrir les coûts de desserte et assurer la santé financière de l'entreprise;
- favoriser une allocation optimale des ressources;
- être équitable et non discriminatoire⁴⁰⁸.

[641] Dans d'autres juridictions, comme le rappelait l'Avis 2017-01, en l'absence de la contrainte de l'article 52.1 de la Loi, les régulateurs, lorsqu'ils fixent les tarifs, visent généralement à les faire tendre vers le coût de desserte de chacune des catégories de consommateurs. Cependant, comme la fixation des tarifs doit satisfaire à de multiples critères et principes difficilement compatibles, il n'est pas rare d'observer des tarifs qui comportent un certain degré d'interfinancement :

« [O]n peut observer un certain niveau d'interfinancement entre les tarifs dans plusieurs autres juridictions. Toutefois, parmi les juridictions canadiennes étudiées, la Régie constate, d'une part, que l'interfinancement n'est pas toujours en faveur des tarifs résidentiels et, d'autre part, que l'écart entre les catégories de consommateurs n'est pas aussi élevé qu'il l'est au Québec »⁴⁰⁹.

⁴⁰⁶ Dossier R-3610-2006, décision [D-2007-12](#), p. 92 et 93.

⁴⁰⁷ J. C. Bonbright, A. L. Danielsen, D. R. Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, 2^e éd., 1988.

⁴⁰⁸ Traduction libre de la Régie à partir de J. C. Bonbright, A. L. Danielsen, D. R. Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, 2^e éd., 1988, p. 384 et 385.

⁴⁰⁹ Avis [2017-01](#), p. 51.

[642] **Pour ces motifs, la Régie considère que le retour au niveau d'interfinancement prévalant en 2002-2003 n'est pas un objectif à atteindre dans le cadre de la fixation des tarifs.**

[643] Au présent dossier, le Distributeur fait le constat que les incidences financières liées aux impacts climatiques expliquent en grande partie la variation des coûts afférents aux différentes catégories de consommateurs. Selon la Régie, il n'apparaît pas souhaitable que les tarifs fluctuent au gré des variations climatiques ou de modifications de règles comptables.

[644] **Pour ces motifs, la Régie considère que la proposition du Distributeur de hausse uniforme des tarifs respecte davantage les grands principes tarifaires visant une structure tarifaire qui soit équitable et non discriminatoire, des tarifs justes et raisonnables, tout en assurant une plus grande stabilité et prévisibilité des tarifs.**

20.2 RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[645] Par ailleurs, à la demande de la Régie, le Distributeur dépose à l'annexe B de la pièce B-0045 - Stratégie tarifaire, les tableaux B-1 à B-18 présentant la répartition du coût de service par catégories de consommateurs⁴¹⁰. Ces tableaux de répartition sont essentiels à l'analyse de l'enjeu des hausses tarifaires différenciées reflétant la variation des coûts demandée par deux intervenants.

[646] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service déposée à la pièce B-0045 et demande au Distributeur de déposer l'ensemble de ces tableaux au prochain dossier tarifaire.**

20.3 STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

[647] Pour les tarifs domestiques, le Distributeur poursuit l'implantation graduelle de la stratégie déjà reconnue par la Régie. En particulier, la 1^{re} tranche de consommation du tarif domestique D passera de 36 kWh/jour à 40 kWh/jour en 2019, soit la cible reconnue par la

⁴¹⁰ Pièce [B-0045](#), p. 59 à 80.

Régie. Cette consommation plus importante à prix plus bas contribuera à l'allègement de la facture des petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu, qui utilisent l'électricité pour le chauffage de leur résidence.

[648] Par ailleurs, le Distributeur propose d'appliquer à ce tarif une hausse uniforme des prix de l'énergie pour tenir compte du contexte énergétique et de la position concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres sources d'énergie. Il propose également de geler les prix d'énergie du tarif biénergie DT, de manière à poursuivre la bonification des économies réalisées par les clients et ainsi ralentir l'effritement du parc biénergie résidentiel.

[649] Les tarifs domestiques sont constitués des tarifs D, DM, DT, DP et DN. Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017, le Distributeur comptait environ 3,73 millions de clients abonnés aux tarifs domestiques.

20.3.1 TARIFS D ET DM

[650] Le tarif D sert de base aux autres tarifs domestiques. Il s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée à des fins d'habitation ou livrée à une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation où le mesurage est collectif.

[651] Au présent dossier, le Distributeur propose de poursuivre l'implantation graduelle de la stratégie touchant les tarifs domestiques en proposant, aux tarifs D et DM, de maintenir la redevance au niveau actuel de 40,64 ¢ par jour et de hausser le seuil de la 1^{re} tranche de 36 à 40 kWh/jour au 1^{er} avril 2019.

[652] Ces deux propositions sont conformes à la décision D-2017-022 et n'ont suscité aucune objection.

[653] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de maintenir la redevance au niveau actuel de 0,4064 \$ par jour et de porter le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 40 kWh/jour au 1^{er} avril 2019 pour les tarifs D et DM.**

[654] Le Distributeur propose une hausse uniforme du prix des tranches d'énergie aux tarifs D et DM. Il stipule que le contexte énergétique actuel et la transition énergétique en cours justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie. En effet, le contexte de surplus énergétiques fait en sorte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D, pour les années 2019 à 2023, se situent bien en-deçà du prix actuel de la 2^e tranche d'énergie de 9,12 ¢/kWh.

[655] Le Distributeur précise que c'est en se basant sur l'évolution des coûts évités de long terme qu'il en est venu à la conclusion qu'il est justifié d'appliquer une hausse uniforme des prix de l'énergie.

[656] La proposition de hausse uniforme du prix des tranches d'énergie est contestée par l'ACEFQ, mais appuyée par le GRAME et l'UPA.

[657] Selon l'ACEFQ, l'écart entre le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie et le coût évité du chauffage des locaux en 2027 est de 16 % :

« Cela impliquerait qu'il y ait encore « de la place » pour une hausse plus importante du prix de la 2^{ème} tranche que celle de la 1^{ère} tranche pour l'exercice 2019-2020 »⁴¹¹.

[658] En argumentation, l'ACEFQ soumet qu'une hausse plus importante du prix de la 2^e tranche que celui de la 1^{re} tranche permettrait à la fois d'atténuer les impacts des hausses tarifaires sur les petits consommateurs et les ménages à faible revenu et d'aligner le prix de la 2^e tranche sur son coût de long terme⁴¹².

Opinion de la Régie

[659] La Régie note qu'il y a eu des réductions successives des coûts évités pour le chauffage des locaux au fil des quatre derniers dossiers tarifaires. Ainsi, au présent dossier, comme le fait remarquer le Distributeur :

⁴¹¹ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 46.

⁴¹² Pièce [C-ACEFQ-0030](#), p. 5.

« Le coût évité total du chauffage des locaux en 2024 exprimé en \$2018 s'élève à 9,11 ¢/kWh. Ainsi, le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie (9,12 ¢/kWh) reflète déjà la prise en compte du coût d'approvisionnement de long terme en puissance.

Toutefois, la structure des coûts évités n'est pas reflétée adéquatement dans la structure des prix d'énergie du tarif D puisque le ratio des coûts évités du chauffage de locaux par rapport à ceux des usages de base est de 1,44, alors que le ratio entre les deux prix d'énergie du tarif D est de 1,54. Ainsi, le coût évité de long terme de 2024 pourrait justifier une hausse appliquée en totalité sur le prix de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif D »⁴¹³.

[660] Une nouvelle hausse du coût évité est prévue en 2028, attribuable à un besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme en énergie, applicables pour toutes les heures de l'année. Cette hausse s'appliquant autant pour les usages de base que pour le chauffage des locaux, elle réduit davantage le ratio des coûts évités de chauffage par rapport à ceux des usages de base.

[661] La Régie convient qu'à la lumière des baisses successives des prévisions de coûts évités au fil des derniers dossiers tarifaires, la structure des prix des tranches d'énergie s'éloigne de la structure des coûts évités.

[662] Le Distributeur suggère que ce déséquilibre entre la structure des coûts évités de long terme et la structure actuelle des prix d'énergie du tarif D pourrait même justifier une hausse appliquée en totalité sur le prix de la 1^{re} tranche.

[663] Dans ce contexte, la Régie partage l'avis du Distributeur que l'application d'une hausse uniforme du prix des tranches d'énergie constitue une stratégie plus équilibrée, permettant de mieux refléter la structure des coûts évités de long terme, tout en atténuant les impacts pour les petits consommateurs, notamment les ménages à faible revenu.

[664] Pour ces motifs, la Régie approuve la proposition du Distributeur d'une hausse uniforme du prix des tranches d'énergie aux tarifs D et DM.

⁴¹³ Pièce [B-0062](#), p. 118.

[665] Par ailleurs, le Distributeur propose de hausser la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW en 2019 aux tarifs DM, DT et DN, permettant ainsi d'atteindre la parité avec celle d'hiver.

[666] Cette proposition, qui complète au 1^{er} avril 2019 la hausse progressive de la prime d'été, n'est contestée par aucun intervenant.

[667] La Régie approuve la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW au 1^{er} avril 2019 aux tarifs DM, DT et DN.

20.3.2 TARIF DT

[668] Le Distributeur propose, outre le gel de la redevance, de geler les prix d'énergie du tarif DT de manière à poursuivre la bonification des économies réalisées par les clients et ainsi ralentir l'effritement du parc biénergie résidentiel. Il propose de récupérer auprès des autres clients domestiques le manque à gagner de 100 000 \$ résultant de cette proposition.

[669] L'UC s'oppose à la proposition du Distributeur de geler les prix de l'énergie au tarif DT. L'intervenante s'interroge sur la justification et l'équité de cette proposition, puisque l'érosion de la clientèle au tarif DT se poursuit malgré tout⁴¹⁴.

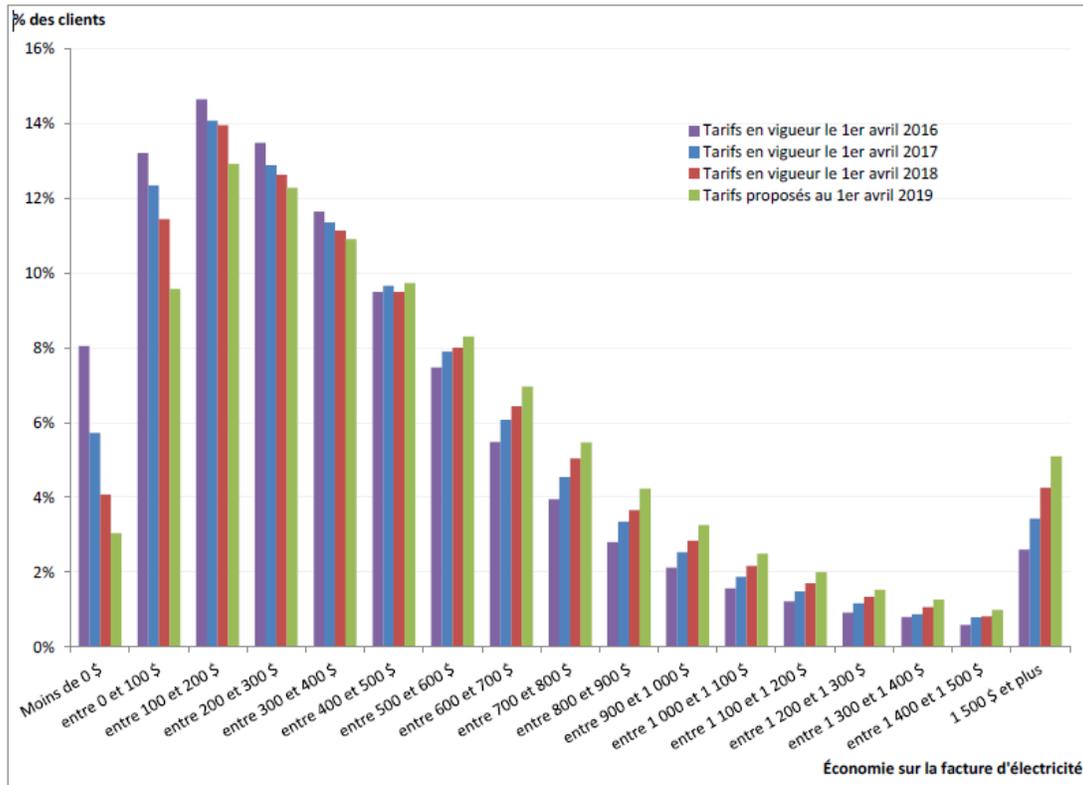
[670] L'UC se dit préoccupée par la situation des clients au tarif DT qui se retrouveraient avec une facture énergétique supérieure à celle qu'ils auraient s'ils étaient facturés au tarif D. En argumentation, et basé sur la figure suivante de la réponse du Distributeur à la DDR de l'UC⁴¹⁵, l'intervenante affirme que 25 % des clients au tarif DT font moins de 200 \$ d'économies brutes (avant les coûts d'entretien et de mazout) et donc, selon l'UC, perdent fort probablement de l'argent en étant à ce tarif⁴¹⁶.

⁴¹⁴ Pièce [C-UC-0010](#), p. 11.

⁴¹⁵ Pièce [B-0079](#), p. 5.

⁴¹⁶ Pièce [C-UC-0018](#), p. 9.

FIGURE 3
DISTRIBUTION DE L'ÉCONOMIE SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ
DES CLIENTS AU TARIF DT
(CONDITIONS CLIMATIQUES RÉELLES DE L'ANNÉE 2017)



Source : Pièce [B-0079](#), p. 5.

[671] La Régie comprend que, tel que confirmé par le Distributeur en audience, l'exercice présenté à la figure précédente consiste à recalculer ce qu'auraient été les factures des clients biénergie, en utilisant leurs données de consommation réelle de l'année 2017, soit les kWh consommés, comme s'ils avaient été au tarif D plutôt qu'au tarif DT. Selon la Régie, un tel exercice ne permet aucunement de valider la rentabilité du tarif DT et, par conséquent, la conclusion à laquelle arrive l'UC⁴¹⁷.

[672] Au contraire, cet exercice démontre que, basé sur les kWh réels de consommation de l'année 2017, au tarif en vigueur au 1^{er} avril 2018, pour 96 % des clients biénergie le tarif DT est plus avantageux que le tarif D. De plus, avec la proposition de gel du tarif DT au 1^{er} avril 2019, ce pourcentage passerait à 97 %. Cet exercice permet également de

⁴¹⁷ Pièce [A-0067](#), p. 79.

démontrer que la bonification du tarif DT, telle que réalisée au cours des deux dernières années et proposée pour 2019, permet de réduire le pourcentage de clients qui perdent de l'argent au tarif DT par rapport au tarif D, de 8 % selon les tarifs en vigueur en 2016, à 3 % selon les tarifs proposés pour 2019.

[673] La Régie considère qu'on ne peut porter de jugement sur la rentabilité de la biénergie, sur la base de la simple comparaison des tarifs DT et D, en y ajoutant une portion des coûts du mazout et d'entretien. La rentabilité de la biénergie, par rapport au chauffage tout électrique au tarif D, doit non seulement tenir compte du coût du mazout et de l'entretien du système biénergie, mais également de la consommation additionnelle d'électricité qui serait nécessaire pour la chauffe durant les 400 à 600 heures les plus froides de l'hiver.

[674] Considérant qu'au 1^{er} avril 2019, le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie passera de 36 kWh/jour à 40 kWh/jour et que cela permettra aux clients des tarifs D et DM de bénéficier du prix plus faible de la 1^{re} tranche pour couvrir une portion du chauffage de base, la Régie considère que le gel du prix de l'énergie au tarif DT pour l'année 2019-2020 est justifié afin de préserver l'effort de bonification du tarif DT visant à ralentir l'effritement du parc biénergie résidentiel.

[675] La Régie accepte la proposition du Distributeur de gel de la redevance, de gel des prix d'énergie au tarif DT et la récupération du manque à gagner d'environ 100 000 \$ auprès des autres clients domestiques.

20.3.3 TARIF DN

[676] Au tarif domestique applicable aux clients des réseaux autonomes (tarif DN), le Distributeur propose, outre le gel de la redevance et la hausse de la prime de puissance tout comme au tarif DM, le maintien du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 30 kWh/jour, la fixation du prix de la 1^{re} tranche d'énergie au niveau de celui du tarif D et la hausse du prix de la 2^e tranche selon la hausse tarifaire moyenne, dans le contexte de l'analyse des causes de la consommation en 2^e tranche au tarif DN et de la suspension par la Régie du rattrapage de 8 %⁴¹⁸.

⁴¹⁸ Pièce [B-0045](#), p. 10.

[677] En audience, le Distributeur affirme toutefois qu'il serait favorable à une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 40 kWh/jour.

[678] En argumentation, l'ARK plaide en faveur d'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 40 kWh et soumet que la preuve au présent dossier est suffisante pour rendre une telle décision.

[679] L'ARK affirme que le fait que la consommation de certains ménages en 2^e tranche d'énergie est typiquement liée à la présence d'appareils de chauffage électrique d'appoint dans les maisons au Nunavik n'a jamais été démontré, ni chiffré de manière fiable et prépondérante.

[680] L'intervenante estime la consommation électrique moyenne d'une chambre mécanique, sur la base des données d'Hydro-Sherbrooke, à 17,87 kWh/jour. Cette estimation de la consommation est sous-estimée, selon elle, si on considère le surpeuplement des logements, les habitudes culturelles et le climat très rigoureux au Nunavik⁴¹⁹.

[681] L'ARK reconnaît que dans les unités multilogements, chacun des plex possède une chambre mécanique disposant de son propre compteur, bénéficiant ainsi d'une 1^{re} tranche de consommation de 30 kWh/jour. Elle invoque toutefois la surpopulation des logements sociaux pour soutenir que la problématique se retrouve autant dans les multilogements que dans les unités unifamiliales.

[682] Dans sa décision D-2018-025, la Régie demandait au Distributeur d'effectuer des audits énergétiques au Nunavik et une étude afin de préciser les causes de la consommation à la 2^e tranche d'énergie au tarif DN en visant plus précisément la consommation des chambres mécaniques des immeubles à logements et des résidences unifamiliales. Les résultats de ces audits devaient être déposés dans le cadre du présent dossier, ce qui n'a pas été respecté par le Distributeur.

[683] La Régie considère que la consommation électrique des chambres mécaniques et le surpeuplement des logements sociaux constituent des éléments qui doivent être pris en considération dans l'évaluation de la consommation de la 1^{re} tranche du tarif DN.

⁴¹⁹ Pièce [A-0079](#), p. 90.

[684] La Régie réitère qu'elle juge important d'avoir un portrait plus précis de la consommation d'énergie au nord du 53^e parallèle et d'approfondir l'analyse des causes possibles de surconsommation en 2^e tranche d'énergie avant de se prononcer.

[685] La Régie note, par ailleurs, que 69 % des logements sociaux se retrouvent dans des multilogements disposant d'une chambre mécanique ayant son propre compteur, bénéficiant ainsi d'une 1^{re} tranche de consommation de 30 kWh/jour⁴²⁰. Elle rappelle également que, selon la réponse du Distributeur à l'engagement n° 21 au dossier tarifaire R-4011-2017, le pourcentage de consommation d'énergie consommée en 1^{re} tranche avec un seuil de 30 kWh/jour se situe à 89 % et, qu'avec un seuil de 40 kWh/jour, ce ratio augmenterait à 95 %⁴²¹.

[686] Par conséquent, la Régie juge qu'il est préférable d'attendre les résultats des études réalisées et d'explorer toutes les possibilités afin de trouver la meilleure solution. Dans sa preuve, le Distributeur espérait « *pouvoir présenter les résultats de ses analyses d'ici les audiences du présent dossier de façon à permettre à la Régie d'évaluer dès cette année la question de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche du tarif DN [...]* »⁴²².

[687] Dans son argumentation, le Distributeur affirme que les résultats des audits seront communiqués en début d'année à l'ARK et, à l'occasion d'un prochain dossier tarifaire, à l'ensemble des participants⁴²³.

[688] La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 31 mars 2019, les résultats et constats de l'étude précisant les causes de la consommation en 2^e tranche d'énergie au tarif DN et permettant d'estimer plus précisément la consommation des chambres mécaniques des unités multilogements et des résidences unifamiliales.

[689] Suivant le dépôt de ces résultats, la Régie fixera un échéancier pour le traitement de l'enjeu du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie au tarif DN dans le cadre du présent dossier.

⁴²⁰ Pièce [C-ARK-0015](#), p. 22.

⁴²¹ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0164](#), p. 3.

⁴²² Pièce [B-0045](#), p. 40.

⁴²³ Pièce [B-0155](#), p. 30.

[690] **Entretiens, la Régie suspend la hausse prévue du prix de la 2^e tranche de 8 % en sus de la hausse tarifaire moyenne et maintient le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 30 kWh/jour. Elle fixe le prix de la 1^{re} tranche d'énergie au tarif DN au niveau du prix de la 1^{re} tranche au tarif D. Elle accepte la proposition de gel de la redevance et la hausse de la prime de puissance proposées par le Distributeur.**

20.3.4 TARIF DP

[691] Dans sa décision D-2018-025, la Régie a demandé au Distributeur de présenter une nouvelle proposition de montant mensuel minimal de la facture aux tarifs domestiques ainsi que des scénarios de propositions alternatives, préalablement discutées en séance de travail, afin de déterminer la structure cible du tarif DP. Dans un souci d'allègement, le Distributeur reporte ces analyses et ne présente aucune proposition relative à ces deux sujets dans le présent dossier tarifaire⁴²⁴.

[692] Ainsi, au tarif DP, en l'absence d'une structure cible, le Distributeur propose le maintien du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie, des primes de puissance et du montant mensuel minimal. Il propose de poursuivre la hausse uniforme des prix d'énergie.

[693] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de maintien du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie au tarif DP, des primes de puissance et du montant mensuel minimal ainsi que la hausse uniforme du prix des tranches d'énergie pour ce tarif.**

20.4 STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL

[694] Le tarif de petite puissance (tarif G), celui de moyenne puissance (tarif M) et celui de grande puissance (tarif LG) composent les tarifs généraux. Le tarif L est celui applicable à la grande industrie.

[695] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 65 kW.

⁴²⁴ Pièce [B-0045](#), p. 9.

[696] Le tarif M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kW au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

[697] Le tarif LG, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kW ou plus, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle, pour lequel le tarif L s'applique.

[698] Le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les PME au tarif M. La fin des mesures transitoires associées à l'introduction du mécanisme automatique d'établissement de la puissance à facturer minimale au tarif LG implique que, pour l'année 2019, celle-ci sera basée sur 75 % de la puissance maximale appelée des 12 derniers mois pour l'ensemble des clients bénéficiant de ces mesures. Compte tenu que l'impact s'élève à près de 3 M\$ pour les réseaux municipaux qui sont toujours facturés sur la base de ces mesures, le Distributeur propose de limiter le rééquilibrage en faveur du tarif M à ces revenus additionnels.

[699] Le Distributeur demande ainsi de reporter au prochain dossier tarifaire une proposition de rééquilibrage plus accentué, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2018-025. Cette mesure pourrait permettre à la clientèle du tarif M de bénéficier d'une hausse similaire à celle du tarif L, tout en limitant l'impact pour les clients aux tarifs G et LG.

[700] La Régie accepte le rééquilibrage proposé par le Distributeur des tarifs généraux en faveur du tarif M et le report au prochain dossier tarifaire du dépôt d'une proposition de rééquilibrage plus accentué.

[701] Quant à la stratégie relative aux tarifs généraux et industriel, en continuité avec le dernier dossier tarifaire, le Distributeur propose une hausse uniforme des composantes énergie et puissance. Il poursuit, par ailleurs, l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif G.

[702] Ainsi, l'application de la hausse tarifaire aux tarifs généraux et industriel se décline de la façon suivante :

- gel de la redevance au tarif G;
- hausse uniforme des primes de puissance et des prix de l'énergie;
- maintien des crédits d'alimentation à leur niveau actuel;
- hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif G afin de poursuivre l'élimination de la dégressivité de ce tarif;
- hausse uniforme du prix des deux tranches d'énergie du tarif M afin de préserver la dégressivité des prix.

[703] **La Régie approuve les ajustements aux tarifs généraux et industriel que propose le Distributeur et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.**

20.5 INTRODUCTION D'UN TARIF DE RELANCE INDUSTRIELLE POUR LA CLIENTÈLE AU TARIF M

[704] Depuis le 1^{er} avril 2018, le tarif de relance industrielle (TRI) est offert aux clients industriels de grande puissance. Dans sa décision D-2018-025, la Régie encourageait le Distributeur à explorer la possibilité d'offrir un tarif similaire aux plus grands clients du tarif M.

[705] Le Distributeur propose au présent dossier d'introduire un TRI pour les grands clients industriels de moyenne puissance, soit ceux dont la puissance est d'au moins 500 kW, qui s'engagent à remettre en exploitation les capacités de production inutilisées d'une installation ou à convertir à l'électricité un procédé industriel d'une puissance d'au moins 250 kW.

[706] À l'instar du TRI offert à la clientèle au tarif L, ce tarif serait basé sur le coût évité de l'électricité du Distributeur et sujet à des périodes de restriction en hiver, à la demande du Distributeur. Le prix plancher correspondrait au prix d'énergie de la 2^e tranche du tarif M, soit 3,73 ¢/kWh proposé au 1^{er} avril 2019.

[707] Afin de bonifier son offre et d'uniformiser le critère d'admissibilité avec celui du TRI, le Distributeur propose de réduire le seuil d'admissibilité à l'option d'électricité additionnelle pour la clientèle de moyenne puissance de 1 000 kW à 500 kW.

[708] Comme l'a démontré le Distributeur dans le cadre de l'Avis 2017-01, l'avantage concurrentiel du tarif, dans le contexte nord-américain, est nettement inférieur à celui des autres tarifs⁴²⁵. De plus, le Distributeur note une décroissance de la consommation annuelle moyenne du secteur industriel PME (-0,4 %) depuis 2015⁴²⁶.

[709] Ce nouveau tarif permettant d'améliorer la compétitivité de certaines entreprises pouvant remettre en exploitation des capacités de production inutilisées, la Régie approuve l'introduction d'un tarif de relance industrielle pour les grands clients industriels de moyenne puissance et la proposition du Distributeur d'uniformiser le seuil d'admissibilité à l'option d'électricité additionnelle avec celui-ci.

20.6 MODIFICATIONS DES MODALITÉS RELATIVES AUX ESSAIS D'ÉQUIPEMENTS PAR LA CLIENTÈLE DE MOYENNE PUISSANCE

[710] Le Distributeur propose d'adapter les modalités relatives aux essais d'équipements afin de mieux répondre aux besoins de la clientèle de moyenne puissance. Il constate que la facturation de la puissance pendant la période de consommation visée par les essais, qui est basée sur la puissance maximale appelée des 12 dernières périodes de consommation, est un frein à l'utilisation de ces modalités.

[711] Lors de l'entrée en vigueur de ces modalités, l'absence de données horaires pour une partie de cette clientèle limitait la possibilité d'offrir à ces clients les mêmes modalités que celles offertes à la clientèle de grande puissance. Il est désormais possible d'appliquer à la clientèle de moyenne puissance des modalités similaires grâce aux compteurs communicants maintenant installés.

⁴²⁵ Dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 18.

⁴²⁶ Pièce [B-0045](#), p. 36.

[712] Ainsi, le Distributeur propose de baser la facturation de la puissance sur la puissance maximale enregistrée lors de la période de consommation en cours, à l'exclusion des périodes d'essai, pour les clients dont la puissance maximale appelée est d'au moins 500 kW pendant la ou les périodes d'essai.

[713] **La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur aux modalités relatives aux essais d'équipements par la clientèle moyenne puissance.**

20.7 AUTRES MODIFICATIONS AU TEXTE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

[714] Outre les changements indiqués aux sections précédentes, le Distributeur apporte des précisions sur l'application des tarifs. De plus, certaines modifications sont apportées afin d'harmoniser la formulation et la présentation des dispositions actuelles ou de corriger la terminologie et la syntaxe. Les changements suivants sont proposés au texte des *Tarifs d'électricité* :

- Le terme « *titulaire de l'abonnement* » est remplacé par « *responsable de l'abonnement* » afin d'uniformiser la terminologie avec celle utilisée dans les *Conditions de service*.
- Le terme « *redevance d'abonnement* » est remplacé par le terme plus transparent pour la clientèle de « *frais d'accès au réseau* ».
- L'article 2.2 du chapitre 2, relatif au mesurage de l'électricité dans les immeubles collectifs d'habitation, les résidences communautaires et les maisons de chambres à louer, est transféré dans les *Conditions de service* (article 13.6.3) puisque le choix du mesurage relève davantage des conditions de service que de l'application des tarifs.
- Les articles 2.16 et 2.23 sont supprimés des *Tarifs d'électricité*, étant donné que les situations visées sont déjà traitées à l'alinéa d) de l'article 13.6.1 des *Conditions de service*.
- Les articles 3.5 du chapitre 3 et 4.7 et 4.13 du chapitre 4, relatifs à la puissance à facturer minimale, sont modifiés afin d'y ajouter une disposition visant à éviter, comme il est déjà prévu pour les abonnements annuels, qu'un client ne mette fin à son abonnement pour se soustraire à la facturation de sa puissance à facturer minimale.

- L'article 4.7 du chapitre 4, relatif à l'abonnement de courte durée au tarif M, est modifié par l'application de la majoration du montant mensuel minimal, à l'instar des abonnements de courte durée aux tarifs G et G9.
- Les articles de la section 4 du chapitre 4 relatifs au tarif de transition – photosynthèse sont abrogés puisqu'il n'y a plus aucun client facturé à ce tarif.
- La sous-section 2.2 du chapitre 5 relative aux mesures transitoires au tarif LG est supprimée, étant donné que ces mesures ne s'appliqueront plus à compter des périodes de consommation commençant après le 31 mars 2019.
- À l'instar de l'article 5.1.1 des *Conditions de service*, un article « *Restriction concernant les abonnements* » est ajouté au chapitre 10, afin de permettre au Distributeur de refuser une demande de changement de tarif ou de résiliation d'un abonnement, dans le but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les *Tarifs d'électricité*.

[715] Par ailleurs, le Distributeur propose également, parmi ces autres modifications, que les modalités liées à l'éclairage de photosynthèse applicables aux tarifs DP, M et G9 soient ajoutées à l'article 6.38 des *Conditions de service* permettant ainsi de les appliquer aux abonnements au tarif LG, afin de tenir compte de l'évolution de la taille des serres.

[716] La Régie rappelle que l'offre d'une option d'électricité supplémentaire à l'éclairage de photosynthèse des exploitations agricoles s'inscrivait dans le contexte précis de la Politique de souveraineté alimentaire, tel que la décision D-2013-174 l'évoquait :

« [8] Le Distributeur indique que sa demande s'inscrit dans le cadre de la Politique de souveraineté alimentaire (la Politique) dévoilée le 16 mai 2013 par le gouvernement du Québec. En vue d'appuyer le développement du secteur serricole, le gouvernement a annoncé l'accès à des tarifs d'électricité adaptés qui permettront aux entreprises serricoles québécoises de réduire leurs coûts énergétiques. Ainsi, elles pourront améliorer leur compétitivité, tout en contribuant au développement durable. Le Distributeur, citant un extrait de la Politique, précise que cette initiative fait partie d'un ensemble de mesures pour le secteur bioalimentaire visant à “ encourager l'innovation, susciter l'investissement, soutenir la relève et faciliter l'accès à des leviers de financement adaptés aux besoins [note de bas de page omise] ” »⁴²⁷. [les notes de bas de page ont été omises]

⁴²⁷ Dossier R-3854-2013, décision [D-2013-174](#), p. 5, par. 8.

[717] La Régie rappelle également que l'UPA et les Producteurs en serre du Québec, favorables à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse, plaident, tant en 2013 que dans le cadre de l'Avis 2017-01, en faveur d'un abaissement du seuil d'admissibilité de 400 kW, jugé trop élevé pour les besoins des producteurs agricoles.

[718] La Régie note, par ailleurs, que le tarif LG constitue le tarif où l'avantage concurrentiel par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord est le plus grand parmi les tarifs généraux et industriel, comme le Distributeur le démontrait dans le cadre de l'Avis 2017-01⁴²⁸.

[719] À l'opposé, le tarif M où se retrouve la très grande majorité des producteurs en serre, soit 12 sur 14, constitue le tarif où l'avantage concurrentiel est le plus faible par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord. Cette réalité se traduit également dans l'indice d'interfinancement, le tarif M contribuant davantage à interfinancer les tarifs domestiques, à hauteur d'environ 127 %, tandis que le tarif LG est celui qui interfinance le moins les tarifs domestiques, soit à environ 101,6 %⁴²⁹.

[720] La Régie considère que le Distributeur n'a pas démontré la nécessité d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse aux clients du tarif LG, déjà très avantageux par rapport aux autres tarifs. En conséquence, elle rejette la proposition du Distributeur d'étendre cette option au tarif LG.

[721] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie accepte toutes les autres modifications proposées au texte des *Tarifs d'électricité*, telles que précisées à la pièce B-0032, sauf pour les modifications proposées à l'article 6.38 - Modalités liées à l'éclairage de photosynthèse ainsi que pour les modifications relatives au mesurage net pour autoproduiteur, aux sections 6 et 7 du chapitre 2, conformément à la décision D-2018-129⁴³⁰.

⁴²⁸ Dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 18.

⁴²⁹ Pièce [B-0045](#), p. 65.

⁴³⁰ [Page 10](#), par. 38.

[722] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs d'électricité*, conformément à la présente décision et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le 12 mars 2019, à 12 h.**

20.8 SUIVI DES MESURES VISANT LES EXPLOITATIONS AGRICOLES

[723] Dans sa décision D-2013-174, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse et lui demandait de faire un suivi des adhésions et de leur impact. Ces mesures, qui faisaient partie d'une série d'initiatives du gouvernement du Québec dans le cadre de sa Politique de souveraineté alimentaire, visaient à appuyer le développement du secteur serricole en réduisant les coûts énergétiques des producteurs en serre et en améliorant leur compétitivité, tout en contribuant au développement durable.

20.8.1 TARIF DT

[724] Le Distributeur indique que deux serres maraîchères, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit au tarif DT en 2014. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis.

[725] Pour la 4^e année d'adhésion, le Distributeur constate une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 8 %, une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité d'environ 40 % par rapport au tarif DP et un prix unitaire d'environ 50 % plus avantageux par rapport à un prix du mazout de 93 ¢/litre. Ces économies tiennent compte du fait que ces deux abonnements paient une prime de puissance au tarif DT. Par ailleurs, l'ajout de ces deux clients agricoles au parc biénergie existant n'affecte pas la rentabilité du tarif DT.

[726] **La Régie prend acte du suivi déposé par le Distributeur à cet égard.**

20.8.2 ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ÉCLAIRAGE DE PHOTOSYNTHÈSE

[727] Le Distributeur indique qu'au 1^{er} juillet 2018, 18 abonnements sont facturés à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse. Aux fins du suivi, les données de référence 2017 sont utilisées et comprennent les 14 serres facturées à cette option pendant les 12 mois de 2017.

[728] Parmi ces serres, 12 avaient une consommation de base facturée au tarif M, alors que les deux autres étaient facturées au tarif domestique.

[729] Durant l'hiver 2017-2018, il y a eu cinq périodes de restriction qui ont totalisé 24 heures. Seule une consommation négligeable a été enregistrée pendant cette période.

[730] **La Régie prend acte du suivi déposé par le Distributeur à cet égard.**

20.8.3 ABROGATION DU SUIVI DES MESURES VISANT LES EXPLOITATIONS AGRICOLES

[731] Dans un souci d'allègement et compte tenu des résultats obtenus et de la stabilité de la situation depuis l'introduction des mesures visant les exploitations agricoles, le Distributeur propose de ne plus effectuer ces suivis dans ses dossiers tarifaires.

[732] La Régie convient de la très grande stabilité des résultats au tarif DT, mais elle fait une distinction pour l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse.

[733] En effet, le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle vient, au 1^{er} avril 2018, d'être abaissé de 400 kW à 300 kW, alors que l'UPA demandait un abaissement jusqu'à 100 kW. Cet abaissement a été proposé dans le cadre d'une piste de solution encourageant le Distributeur, l'UPA et les Producteurs en serre du Québec à poursuivre leurs discussions visant un abaissement progressif du seuil d'admissibilité. Ces changements peuvent avoir un impact sur la rentabilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse.

[734] Par ailleurs, l'ajout de nouveaux tarifs non fermes et des options en pointe critique ainsi que les programmes de gestion de la demande militent en faveur de suivis plus étroits de l'effacement à la pointe. La Régie doit en effet s'assurer de la cohésion entre l'offre de tarifs à prix réduit, justifiés par une obligation d'effacement à la pointe, d'une part, et une augmentation des crédits et appuis financiers offerts dans ses programmes et options tarifaires visant l'effacement à la pointe, d'autre part.

[735] Pour ces motifs, la Régie accepte de mettre fin au suivi relatif au tarif DT mais demande au Distributeur de poursuivre le suivi relatif à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse.

20.9 SUIVI DU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[736] Le Distributeur dépose le suivi du tarif de développement économique (TDÉ) et un tableau de simulation de la rentabilité de ce tarif.

[737] Le Distributeur a conclu des ententes avec 23 clients, incluant 10 centres de données et huit entreprises impliquées dans les chaînes de blocs. Treize de ces clients, dont sept centres de données et cinq entreprises impliquées dans les chaînes de blocs, bénéficiaient du TDÉ au 31 mars 2018.

[738] Le potentiel estimé de ventes annuelles pour les 23 clients acceptés au TDÉ est de l'ordre de 2,4 TWh, pour un impact sur les besoins en puissance d'environ 317 MW.

[739] Par ailleurs, dans sa décision D-2018-025⁴³¹, la Régie a demandé au Distributeur de s'assurer que chacun des projets soumis respecte les conditions d'admissibilité en ce qui a trait à la forte valeur ajoutée à l'économie québécoise.

[740] Le Distributeur confirme que, dans le cas des 10 demandes relatives aux centres de données, les clients ont attesté qu'ils respectent un critère minimal variant de 3 à 3,5 emplois directs par MW, à l'exception d'une demande pour laquelle le Distributeur n'a pas exigé de critère minimal d'emplois directs par MW, son analyse ayant été faite en tenant pour acquis que le critère générique adopté en juillet 2017 était respecté.

⁴³¹ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 216, par. 856.

[741] Les demandes relatives à la technologie des chaînes de blocs ont été traitées, au départ, comme celles des centres de données, c'est-à-dire en faisant l'hypothèse qu'elles respectaient le critère minimal d'emplois. Toutefois, pour les trois dernières ententes liées à ce secteur d'activité, le Distributeur a exigé des clients qu'ils attestent le respect d'un minimum de trois emplois directs par MW.

[742] Le Distributeur rappelle qu'en vertu des modalités prévues dans les ententes entre lui et les clients adhérant au TDÉ contenant une exigence en matière d'emplois par MW, des audits seront effectués auprès des entreprises afin de vérifier si les engagements des clients sont respectés. En cas de non-respect de leurs engagements, le Distributeur appliquera les conditions prévues à l'article 6.48 des *Tarifs d'électricité*.

[743] Le Distributeur dépose un tableau de la mise à jour de simulation de neutralité du TDÉ pour chacun des tarifs L, M et LG. Ces trois tableaux démontrent une rentabilité nettement moins importante au tarif L, soit de 0,24 ¢/kWh, qu'aux tarifs M et LG, soit de 2,19 ¢/kWh au tarif M et 1,18 ¢ au tarif LG⁴³².

[744] La Régie note que la rentabilité présentée par le Distributeur est calculée sur la période de 2015 à 2026. Or, la rentabilité affichée au tableau provient largement des années antérieures, soit de 2015 à 2018. À la demande de la Régie, le Distributeur dépose un tableau de simulation de la neutralité calculée sur l'horizon 2019-2026. Le tableau de simulation de la rentabilité du TDÉ au tarif L, pour la période de 2019 à 2026, montre une rentabilité beaucoup plus faible, à 0,07 ¢/kWh.

[745] Selon la Régie, la décision de maintenir l'option du TDÉ pour les nouveaux clients doit reposer sur la neutralité du tarif au moment où il est offert et cette neutralité doit être calculée pour les années à venir à compter du moment où il est offert.

[746] Par ailleurs, appelé à confirmer que le signal de coût évité d'énergie de court terme, qui est appliqué au nombre d'heures d'achats sur les marchés de court terme prévu, est un signal de prix moyen applicable à l'ensemble des 2 904 heures d'hiver, le Distributeur le confirme et ajoute :

« le Distributeur prévoit effectuer des achats sur les marchés pour 629 heures en 2019, ce qui implique que ces achats s'effectueront sur une période couvrant au

⁴³² Pièce [B-0062](#), p. 138 et 139.

moins 2 mois d'hiver. Le Distributeur mentionne que le signal de coût évité pour la période d'hiver, en ne considérant que les mois de janvier et février, par exemple, ne serait pas sensiblement différent de la moyenne des 4 mois d'hiver [de 4,1 ¢/kWh], puisqu'il serait de 4,7 ¢/kWh (\$ 2018) »⁴³³.

[747] Considérant le nombre d'heures d'achats sur les marchés de court terme prévu par le Distributeur et le fait que ces achats surviennent principalement durant la pointe et donc, à des prix plus élevés⁴³⁴, la Régie juge qu'il est raisonnable et plus précis d'utiliser le signal de coût évité pour les mois de janvier et février, soit 4,7 ¢/kWh, pour estimer le coût des achats à la marge, dans le cadre de la simulation de la neutralité du TDÉ.

[748] La Régie considère utile de rappeler certains passages de sa décision D-2015-018 ayant autorisé la création du TDÉ :

« [1026] La Régie doit s'assurer que le tarif proposé permet au Distributeur de couvrir les frais de fourniture d'électricité, les frais découlant du tarif de transport et autres frais, tel que stipulé à l'article 52.1 de la Loi. Autrement dit, la Régie doit s'assurer de la rentabilité de l'offre tarifaire pour le Distributeur et son équité envers les autres clients.

[...]

[1029] La Régie note également qu'une révision annuelle est prévue, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, afin de modifier l'offre et sa date de terminaison en fonction de l'évolution du contexte énergétique québécois et des coûts marginaux du Distributeur.

[1030] Considérant ce cadre, la Régie juge que l'utilisation du coût marginal plutôt que du coût moyen pour analyser la rentabilité, pour le Distributeur, de son offre tarifaire et de baser cette analyse sur le coût de l'électricité patrimoniale est appropriée.

[...]

[1043] En conséquence, la Régie approuve les dispositions tarifaires relatives au tarif de développement économique.

⁴³³ Pièce [B-0062](#), p. 144.

⁴³⁴ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0115](#), p. 11.

[1044] Afin de s'assurer de façon continue que la clientèle du Distributeur n'est pas pénalisée et que les tarifs offerts couvrent toujours le coût à la marge du Distributeur, incluant les coûts d'énergie en périodes de pointe et les coûts des approvisionnements en puissance, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique »⁴³⁵. [nous soulignons]

[749] Selon la Régie, une simulation de neutralité qui ne tient pas compte du changement de l'horizon temporel, auquel s'applique le TDÉ et qui maintient constant l'horizon initial débutant en 2015, ne constitue pas un exercice valable et va à l'encontre du but recherché énoncé au paragraphe 1044 de la décision D-2015-018.

[750] La Régie prend acte du suivi du TDÉ et demande au Distributeur de le poursuivre dans le prochain dossier tarifaire. Elle précise toutefois que la simulation de neutralité du TDÉ devra se faire en utilisant l'horizon débutant à l'année témoin et en utilisant comme coût des achats le signal de coût évité pour les mois de janvier et février.

20.10 SUIVI DU TARIF EXPÉRIMENTAL BR

[751] Conformément à la demande de la Régie⁴³⁶, le Distributeur présente les statistiques de consommation des 82 bornes de recharge rapide au tarif BR. L'évaluation de l'impact de la recharge de véhicules électriques sur la pointe coïncidente du réseau est présentée à la section 3.2 de la pièce B-0012⁴³⁷.

[752] La Régie prend acte du suivi du tarif BR et demande au Distributeur de le poursuivre dans le prochain dossier tarifaire.

⁴³⁵ Dossier R-3905-2014, décision [D-2015-018](#), p. 244, 245 et 248.

⁴³⁶ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 187, par. 735 et 737.

⁴³⁷ Pièce [B-0012](#), p. 17 à 19.

20.11 SUIVI DE L'OPTION TARIFAIRE DE MESURAGE NET EN RÉSEAUX AUTONOMES

[753] Dans sa décision D-2018-025⁴³⁸, la Régie a demandé au Distributeur de présenter un suivi de la réponse de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes à l'option III de mesurage net pour autoproducteurs et, le cas échéant, de proposer certains aménagements si la preuve montrait que ces systèmes, en devenant plus nombreux, mettent en danger la fiabilité de ces réseaux.

[754] Depuis le 1^{er} avril 2018, aucun nouveau client n'a adhéré à cette option⁴³⁹.

[755] Dans sa décision D-2018-025⁴⁴⁰, la Régie demandait également au Distributeur d'étudier la possibilité, les avantages opérationnels et les difficultés d'implantation d'une option tarifaire visant à valoriser, au taux de l'option III, l'énergie renouvelable produite et utilisée directement par l'autoproducteur et à ne pas encourager l'injection d'énergie sur le réseau à des périodes où elle pourrait mettre en danger sa stabilité.

[756] La Régie prend acte du suivi fait par le Distributeur à l'effet qu'il n'y a eu aucun nouvel adhérent à l'option de mesurage net en réseaux autonomes depuis le 1^{er} avril 2018. Elle réitère sa demande d'étude d'une option visant à mieux valoriser l'énergie produite par les autoproducteurs, sans encourager l'injection d'énergie dans le réseau aux heures de faible demande. Elle considère qu'il sera opportun d'en traiter en même temps que sera étudiée la mise à jour de l'option de mesurage net en réseau intégré.

21. TARIFICATION DYNAMIQUE

[757] En réponse à une piste de solutions présentées dans l'Avis 2017-01, le Distributeur propose d'introduire, de façon progressive, des options de tarification dynamique, sur une base volontaire. Ces options seront offertes à partir de l'hiver 2019-2020. Ceci permettra

⁴³⁸ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 201, par. 778.

⁴³⁹ Pièce [B-0030](#), p. 41.

⁴⁴⁰ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 201, par. 779 à 785.

au Distributeur de développer et implanter les outils informatiques requis et de mettre en place une stratégie complète d'accompagnement de la clientèle dans ses choix tarifaires.

[758] Ces options, assurant une diversification et une bonification de l'offre tarifaire, sont susceptibles d'intéresser différents segments de clientèle. Elles permettront aux clients ayant la capacité de diminuer leur consommation en pointe ou de la déplacer en dehors des heures de pointe, de réduire leur facture d'électricité.

[759] Ces options contribueront également à réduire les besoins en puissance à la pointe du Distributeur, lors des journées les plus froides, et ainsi réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle. Les deux périodes de pointe retenues par le Distributeur correspondent aux heures de plus forte consommation de la clientèle, soit les plages horaires de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h.

[760] Le Distributeur considère qu'une réduction de la consommation durant ces périodes de 3 ou 4 heures, appelées « *événements de pointe critique* », pouvant totaliser un maximum de 100 heures par hiver, contribuera de manière efficace à la gestion plus fine des aléas de la demande.

[761] Les options proposées visent, dans un premier temps, les clients au tarif domestique D et au tarif général de petite puissance (tarif G) dont l'appel de puissance n'excède pas 50 kW. Elles prennent la forme soit d'un nouveau tarif de pointe critique (TPC), soit d'un crédit en pointe critique (CPC) sur la facture au tarif régulier. Le Distributeur propose également la mise en oeuvre d'un projet pilote de TPC aux tarifs M et G-9 auprès d'un nombre restreint de clients.

[762] Le Distributeur propose un signal de prix de 50 \$/kW-hiver durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme de crédit ou de prix d'énergie en période critique⁴⁴¹.

⁴⁴¹ Pièce [B-0045](#), p. 19.

21.1 CRÉDIT EN POINTE CRITIQUE

[763] Le CPC est une option qui s'applique en sus du tarif régulier. Il récompense les clients lorsqu'ils réduisent leur consommation durant les heures critiques en période d'hiver, en réponse à l'appel du Distributeur d'un événement de pointe critique.

[764] Pour chaque événement de pointe critique, l'effacement du client correspond à la différence entre ce qu'il aurait normalement consommé, sans événement, et ce qu'il a effectivement consommé lors de l'événement. Cette option ne présente aucun risque pour les clients qui y souscrivent, leur facture ne pouvant que diminuer, selon les efforts déployés lors d'événements de pointe critique. En effet, dans le cas où le client ne réduit pas sa consommation lors d'un événement, le tarif régulier lui est appliqué et aucun crédit ne lui est versé.

[765] Le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre, selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment, de la rigueur de chaque hiver. Le nombre d'heures ne peut dépasser 100 heures critiques.

[766] Le Distributeur propose de verser un crédit de 50 ¢/kWh d'énergie effacée sur la facture des clients participants. Aucun crédit n'est cependant versé si l'effacement de la consommation au cours de la période critique est inférieur à 2 kWh.

[767] Dans le cadre du CPC, les événements de pointe critique peuvent avoir lieu en hiver, tous les jours de la semaine, de 6 h à 9 h ou de 16 h à 20 h. Les plages horaires incluent les fins de semaine, afin d'offrir un plus grand potentiel d'économies pour la clientèle à cette option, sans risque pour le participant, puisque ce dernier peut décider de ne pas participer à l'événement de pointe critique, sans que sa facture d'électricité ne soit haussée.

21.2 TARIF DE POINTE CRITIQUE

[768] Le TPC est un tarif distinct du tarif régulier offert aux clients des tarifs D et G. À ce tarif, un prix plus élevé s'applique à la consommation durant les événements de pointe critique, totalisant au maximum 100 heures en semaine en période d'hiver. En contrepartie, un prix plus faible par rapport au tarif régulier est appliqué durant les 2 800 heures restantes

en période d'hiver. En période d'été, des prix identiques au tarif régulier s'appliquent en tout temps.

[769] Ainsi, selon la proposition du Distributeur, chaque kWh d'énergie consommée durant les heures de pointe critique sera facturé au prix de 50 ¢/kWh. À titre indicatif, le tableau suivant présente le prix des tranches d'énergie en dehors des heures critiques au TPC au tarif D, appelé tarif DPC.

TABLEAU 30
TARIF DE POINTE CRITIQUE PROPOSÉ – TARIF DPC

Composantes tarifaires	Prix
Frais d'accès au réseau (¢/jour)	40,64
Période d'hiver	
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche en dehors des heures critiques (¢/kWh)	3,98
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche en dehors des heures critiques (¢/kWh)	7,03
Prix de l'énergie - Heures critiques (¢/kWh)	50,00
Période d'été	
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,07
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	9,38

Source : Pièce [B-0045](#), p. 30.

[770] Selon la proposition du Distributeur, ces prix de l'énergie pour la période d'hiver au tarif DPC sont calibrés à partir du tarif D, de manière à être neutre en utilisant le nombre maximum de 100 heures de pointe critique. Le Distributeur précise d'ailleurs l'importance du calibrage :

« [...] le calibrage du TPC doit assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, c'est-à-dire que les clients qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe critique ont, en moyenne, la même facture annuelle au tarif régulier et au TPC. Par ricochet, cette neutralité permet au Distributeur de récupérer les mêmes revenus globaux au TPC avant effacement qu'au tarif régulier »⁴⁴².

⁴⁴² Pièce [B-0045](#), p. 29.

[771] Dans le cadre du TPC, les événements de pointe critique peuvent avoir lieu de 6 h à 9 h ou de 16 h à 20 h, durant les jours de semaine seulement. Contrairement au CPC, le client qui ne réussit pas à déplacer ou effacer sa consommation paie un prix plus élevé pour l'électricité consommée. Selon le Distributeur, l'exclusion des heures de pointe critique des fins de semaine est nécessaire au succès commercial du TPC :

« En effet, le client qui ne réussirait pas à effacer ou à déplacer sa consommation paierait un prix très élevé et ne disposerait que du prix faible des heures hors pointe en période d'hiver pour tenter de compenser ce surcoût. Or, les jours de fin de semaine sont consacrés généralement aux tâches ménagères et les membres du ménage sont davantage présents à la maison, ce qui laisse peu de marge de manoeuvre »⁴⁴³.

21.3 AUTRES OPTIONS ET MODALITÉS D'IMPLANTATION

[772] Pour la clientèle de moyenne puissance (tarifs M et G9), seul un TPC est proposé puisque cette clientèle a déjà accès au programme GDP Affaires. Le Distributeur propose d'offrir ce type de tarif, dans le cadre d'un projet pilote, à un nombre restreint de clients (de 15 à 20 abonnements) qu'il aura ciblés.

[773] Le calibrage du TPC pour la clientèle au tarif M, appelé tarif MPC, est basé sur un prix de 50 ¢/kWh durant les heures critiques, en contrepartie d'un prix plus bas en hiver uniquement. Il en résulte qu'il n'y aura plus qu'une seule tranche d'énergie et un seul prix en dehors des heures critiques, tel qu'illustré au tableau suivant. Cette proposition pourrait contribuer à augmenter la compétitivité des clients du tarif M pouvant répondre aux appels du Distributeur lors d'événements de pointe critique⁴⁴⁴.

⁴⁴³ Pièce [B-0100](#), p. 25 et 26.

⁴⁴⁴ Pièce [B-0045](#), p. 31.

TABLEAU 31
TARIF DE POINTE CRITIQUE PROPOSÉ – TARIF MPC

Composantes tarifaires	Prix
Prime de puissance (\$/kW)	14,55
Période d'hiver	
Prix de l'énergie - En dehors des heures critiques (¢/kWh)	3,00
Prix de l'énergie - Heures critiques (¢/kWh)	50,00
Période d'été	
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	210 000
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,03
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	3,73

Source : Pièce [B-0045](#), p. 31.

[774] La mise en place d'options tarifaires de pointe critique implique des modifications aux différents processus et systèmes du Distributeur. Le coût de la solution permettant d'offrir la tarification dynamique est estimé à 9,5 M\$ non récurrent. Les coûts de commercialisation et d'opérationnalisation, notamment ceux associés à l'augmentation de la charge de travail pour assurer les services à la clientèle des options de tarification dynamique, sont des coûts récurrents estimés à 1,3 M\$ en 2019. Ces coûts font partie de l'enveloppe globale de coûts couverts par la Formule d'indexation⁴⁴⁵.

[775] Le Distributeur mettra en place une stratégie d'accompagnement des clients pour faciliter la prise de décision d'adhérer à l'une ou l'autre des options proposées. Différents outils sur le Web seront offerts pour permettre de simuler les économies potentielles, selon les habitudes de consommation des clients, ainsi que pour suivre la consommation et la facture d'électricité à la suite des événements de pointe critique.

[776] À l'instar de l'ACEFQ, plusieurs regroupements de consommateurs résidentiels demandent au Distributeur de porter une attention particulière aux ménages à faible revenu dans l'accompagnement proposé, en l'informant sur les avantages et inconvénients de chacune des options.

⁴⁴⁵ Pièce [B-0072](#), p. 50.

[777] OC est généralement favorable à la mise en place d'une proposition de tarification dynamique volontaire, puisqu'elle est dans l'intérêt des consommateurs, tant sur le plan individuel que sur le plan collectif.

[778] Pour OC, il est toutefois essentiel que le Distributeur développe une approche de communication proactive avec les clients qui adhèrent aux options de tarification dynamique⁴⁴⁶.

[779] OC est également d'avis que le Distributeur devrait instaurer un mécanisme de protection automatique, une espèce de disjoncteur comptable, qui ferait en sorte que le client est automatiquement retiré de l'option s'il dépasse un certain seuil de consommation au tarif supérieur. Ce mécanisme devrait être mis en place pour tous les clients ayant opté pour l'option TPC, ou subsidiairement pour les ménages à faible revenu.

[780] L'UC, pour sa part, s'oppose à toute tarification dynamique, même optionnelle, puisqu'une telle option ne peut garantir, selon elle, qu'aucun client ne perdra de l'argent en choisissant d'y adhérer⁴⁴⁷.

[781] L'UC recommande donc à la Régie de ne pas approuver le tarif DPC tant que le Distributeur n'aura pas démontré, à partir d'une analyse de neutralité tarifaire, que la facture d'électricité des ménages à faible revenu ne serait pas plus élevée au tarif DPC qu'au tarif D.

[782] Subsidiairement, si la Régie approuve le tarif DPC, l'UC demande, entre autres :

- qu'il soit exigé du Distributeur qu'il informe chaque participant de manière proactive de la possibilité qu'il subisse des pertes et qu'il avise ces participants dès qu'il constatera qu'un participant est désavantagé par le tarif DPC;

⁴⁴⁶ Pièce [C-OC-0015](#), p. 9.

⁴⁴⁷ Pièce [C-UC-0010](#), p. 13.

- que soit prévue une procédure d'exclusion du tarif DPC pour les clients qui accumuleraient des pertes importantes par rapport au tarif D;
- que le Distributeur dépose à chaque dossier tarifaire un suivi détaillé des impacts de l'adhésion à ce tarif pour les participants⁴⁴⁸.

[783] Quant aux autres intervenants, ils se montrent favorables à l'introduction des options de tarification dynamique.

[784] L'AHQ-ARQ considère que l'option CPC est la plus appropriée et qu'elle répond le mieux aux critères de neutralité tarifaire, de simplicité et d'adhésion volontaire privilégiés par le Distributeur.

[785] Cet intervenant recommande toutefois de raffiner la conception de l'option de tarification dynamique TPC pour éviter les problèmes d'appels inutiles et, dépendamment des résultats de la première année, de réserver sa décision sur l'acceptation de cette option :

« Le Distributeur indique que, par souci d'équité, les clients du TPC seront généralement appelés à réduire leur consommation pour l'entièreté des 100 heures critiques de l'hiver même si le Distributeur n'a pas de besoins [note de bas de page omise]. L'AHQ-ARQ est d'avis qu'une option de gestion de consommation qui doit être utilisée de façon artificielle pour être équitable est mal conçue et n'est pas respectueuse envers la clientèle qui sera appelée inutilement »⁴⁴⁹.

[786] La FCEI reçoit de manière positive l'introduction des options de tarification dynamique pour la clientèle résidentielle, mais surtout pour la clientèle du tarif G, dont les options pour optimiser la facture d'électricité sont très limitées⁴⁵⁰.

[787] Elle juge toutefois que la compensation offerte est largement insuffisante pour le CPC au tarif G et recommande plutôt un crédit minimal de 1,00 \$/kWh.

⁴⁴⁸ Pièce [C-UC-0018](#), p. 9.

⁴⁴⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 35 et 36.

⁴⁵⁰ Pièce [C-FCEI-0021](#), p. 20.

[788] Le GRAME abonde dans le même sens, signalant qu'il est possible que l'offre de 50 ¢/kWh au CPC ne soit pas suffisante. L'intervenant soumet que l'effacement par la clientèle résidentielle a autant de valeur que celui de la clientèle GDP Affaires, qui est calibré présentement à 70 \$/kW-hiver, au lieu de 50 \$/kW-hiver pour l'option CPC⁴⁵¹.

[789] OC affirme ne pas être en mesure de déterminer si les paramètres des options CPC et TPC sont adéquats, notamment en ce qui a trait au prix de la période de pointe critique, basé sur le signal de prix de 50 \$/kW-hiver. Ces paramètres n'ont pas encore été testés auprès de la clientèle et ne peuvent donc être validés. L'intervenante note que le Distributeur en semble conscient, puisqu'il réitère à plusieurs reprises qu'il souhaite une mise en place progressive des options de tarification dynamique⁴⁵².

[790] Le RNCREQ recommande d'approuver les options de tarification dynamique proposées, tout en demandant une étude de rentabilité de l'option TPC et un suivi de l'application des options lors du prochain dossier tarifaire⁴⁵³.

[791] En argumentation, le ROEE se dit favorable à la proposition d'implantation progressive du CPC, puisqu'il ne comporte pas de risque financier pour le client. Il suggère toutefois d'abaisser de 2 kWh à 1 kWh le seuil appliqué pour la rémunération de l'effacement des clients⁴⁵⁴.

[792] Par contre, en raison des risques que le TPC comporte pour le client, le ROEE maintient sa recommandation de procéder par projet pilote. Il recommande également d'exiger du Distributeur des mesures d'accompagnement robustes, surtout pour les ménages à faible revenu et autres populations vulnérables, afin d'éviter des situations de pertes dues à l'application de cette option tarifaire.

[793] L'UPA a constaté un intérêt de la part des producteurs agricoles pour la tarification dynamique et demande que la clientèle agricole admissible soit bien représentée dans le bassin de clients retenus dans le cadre du déploiement progressif.

⁴⁵¹ Pièce [C-GRAME-0014](#), p. 23.

⁴⁵² Pièce [C-OC-0009](#), p. 23.

⁴⁵³ Pièce [C-RNCREQ-0034](#), p. 2 et 3.

⁴⁵⁴ Pièce [C-ROEE-0029](#), p. 5.

[794] Elle demande également la mise en place d'un projet pilote visant à offrir à la clientèle du tarif DP les deux options de tarification dynamique (CPC et TPC) dès l'hiver 2019-2020⁴⁵⁵.

Opinion de la Régie

[795] Tel qu'indiqué dans l'Avis 2017-01, la Régie considère qu'une option de tarification dynamique de type heures critiques, s'appuyant sur des nouvelles technologies en matière de domotique et d'applications informatives, pourrait s'avérer bénéfique. Elle permettrait une réduction de la demande à la pointe pour le Distributeur, en échange d'une réduction de la facture des consommateurs ayant la volonté et la capacité de réduire leur consommation durant les heures critiques pour le réseau.

[796] La Régie retient la très large approbation des intervenants à l'égard de l'option CPC qui ne comporte aucun risque pour le consommateur, puisqu'en l'absence d'un effacement suffisant, le client ne reçoit pas de crédit et paie le tarif de base, soit le tarif D ou le tarif G.

[797] La Régie a questionné plus particulièrement le Distributeur sur la méthodologie proposée pour estimer l'effacement des clients lors des périodes de pointe critique et la prise en compte de la variation de la température. Le Distributeur explique :

« Pour le CPC, la variation des températures enregistrées est prise en compte différemment du programme GDP Affaires.

Comparativement à la méthode dite de « régression linéaire saisonnière » utilisée pour le programme GDP Affaires, la méthode de calcul retenue afin d'estimer l'énergie de référence au CPC, dite « 3 de 5 ajustée », n'utilise effectivement pas directement les données de température extérieure. En revanche, elle tient compte indirectement de la variation de la température extérieure par l'ajustement de l'énergie moyenne mesurée pendant les heures de pointe de la période de référence avec la différence de consommation enregistrée pendant les heures d'ancrage »⁴⁵⁶.

⁴⁵⁵ Pièce [C-UPA-0019](#), p. 5.

⁴⁵⁶ Pièce [B-0062](#), p. 125 et 126.

[798] Ainsi, c'est à travers la différence de consommation (kWh) entre la moyenne des heures d'ancrage précédant les heures de pointe critique et la moyenne des consommations des cinq jours précédents durant les mêmes heures d'ancrage qu'est estimée indirectement la variation des températures.

[799] La Régie note que la notion des heures d'ancrage n'apparaît pas dans le texte des tarifs proposés, lequel mériterait d'être amélioré.

[800] Afin de préciser la façon dont l'effet de la température est considéré dans le calcul de l'énergie effacée, le Distributeur propose d'ajouter une nouvelle définition relative à l'« *ajustement pour la température* » et de modifier celle d'« *énergie de référence* »⁴⁵⁷.

[801] La Régie accepte les nouvelles définitions proposées par le Distributeur et lui demande de les intégrer au texte des *Tarifs d'électricité*.

[802] Pour ce qui est du signal de prix de 50 \$/kW-hiver retenu par le Distributeur pour rémunérer l'effacement pour un nombre maximal de 100 heures, il se situe à 45 % du signal de coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an. Il se situe également entre le montant maximal offert dans le cadre de l'option d'électricité interruptible, soit 40 \$/kW-hiver, et le montant présentement offert au programme GDP Affaires, soit 70 \$/kW-hiver.

[803] Compte tenu que le CPC est sans risque pour le client participant, la Régie considère que cette offre est raisonnable et prudente pour l'introduction des nouvelles options de tarification dynamique. Au besoin, ce montant pourra être ajusté à la suite des résultats du suivi des options tarifaires, sur la base des analyses fondées sur les données réelles observées.

[804] La question de la calibration du TPC a fait l'objet de nombreuses questions de la part de la Régie. Il s'agit d'un enjeu important puisque, comme l'affirme le Distributeur dans sa preuve, il faut s'assurer que, globalement, les clients qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe critique paient la même facture qu'au tarif régulier et ainsi « *limiter l'attrait de ce tarif pour les opportunistes* »⁴⁵⁸.

⁴⁵⁷ Pièce [B-0128](#), p. 27.

⁴⁵⁸ Pièce [B-0045](#), p. 29.

[805] Le Distributeur indique dans sa preuve :

« À l'instar du CPC, le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver. Toutefois, contrairement au CPC, si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au TPC s'accroît puisque les prix plus bas s'appliquent alors durant un plus grand nombre d'heures »⁴⁵⁹. [nous soulignons]

[806] Appelé à justifier le fait que l'exercice de calibrage du TPC est effectué en supposant 100 heures de pointe critique, soit en utilisant le nombre d'heures maximal, le Distributeur n'offre aucune explication satisfaisante :

« le Distributeur tendra à utiliser au maximum le nombre d'heures de pointe critique au TPC par souci d'équité envers le reste de la clientèle »⁴⁶⁰.

[807] Cette réponse du Distributeur inspire le commentaire de l'AHQ-ARQ cité précédemment, à l'effet « *qu'une option de gestion de la consommation qui doit être utilisée de façon artificielle pour être équitable est mal conçue et n'est pas respectueuse envers la clientèle qui sera appelée inutilement* »⁴⁶¹.

[808] Interrogé en audience par la Régie, le Distributeur n'a pas davantage justifié pourquoi il a calibré le TPC en utilisant le nombre maximal de 100 heures, sinon qu'en réitérant qu'il s'engage à les appeler jusqu'à 100 heures et que tout autre chiffre, tel 90 heures, serait arbitraire. Il ajoute toutefois :

« Et ceci dit, en condition réelle aussi, il va y avoir nécessairement des écarts. Donc, ce qu'on voulait c'est vraiment assurer donc pour un... comme les clients moyens, donc, que ça soit neutre par rapport au tarif D pour cent (100) heures et effectivement, condition réelle, il y aura nécessairement des écarts »⁴⁶².

[nous soulignons]

⁴⁵⁹ Pièce [B-0045](#), p. 21.

⁴⁶⁰ Pièce [B-0100](#), p. 36.

⁴⁶¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 35 et 36.

⁴⁶² Pièce [A-0067](#), p. 107.

[809] La Régie constate que, si en condition réelle, comme le confirme le Distributeur, il y aura nécessairement des écarts, en utilisant le nombre maximal de 100 heures pour calibrer le tarif TPC, ces écarts seront nécessairement toujours favorables, créant ainsi un biais favorable pour les participants, au détriment de l'ensemble de la clientèle.

[810] De l'avis de la Régie, une calibration basée sur 90 heures, une valeur près des 100 heures maximales, offrirait plus de flexibilité au Distributeur dans la gestion des appels de pointe critique. Ainsi, les écarts en conditions réelles pourraient être centrés de part et d'autre, en fonction des besoins réels du Distributeur, qui varient d'une année à l'autre, selon les conditions climatiques. Une telle calibration autour d'une valeur inférieure à 100 heures permet d'éliminer un biais systématique, évitant d'attirer des opportunistes.

[811] Pour ces motifs, la Régie accepte la proposition du Distributeur d'introduire des options de tarification dynamique sur une base volontaire, soit un crédit en pointe critique et un tarif de pointe critique pour la clientèle résidentielle et de petite puissance, les tarifs de pointe critique devant toutefois être calibrés sur la base de 90 heures d'effacement.

[812] La Régie accepte également la proposition du Distributeur d'introduire un tarif expérimental de pointe critique pour un nombre restreint de clients de moyenne puissance aux tarifs G9 et M, ces tarifs de pointe critique devant être calibrés sur la base de 90 heures d'effacement.

[813] Par ailleurs, un sujet de préoccupation qui a fait l'objet de questions au Distributeur et de propositions de la part de représentants de consommateurs résidentiels a trait à l'offre des options de tarification dynamique aux ménages à faible revenu.

[814] En argumentation, le Distributeur rappelle qu'il entend développer une offre d'accompagnement solide, par l'entremise d'outils adaptés à chacune des options et permettant une prise de décision éclairée des clients.

[815] Le Distributeur propose d'accompagner plus spécifiquement les ménages à faible revenu et de la sensibiliser au risque d'une possible facture d'électricité plus élevée au TPC qu'au CPC. Il rappelle toutefois que le choix de tarif est de la responsabilité des clients⁴⁶³.

[816] En audience, le Distributeur précise :

« En lien avec les clients MFR, effectivement, on ne peut pas empêcher les clients MFR de vouloir adopter ou s'inscrire à ces options-là, par contre, via notre... via nos représentants clientèle, ce qui est prévu c'est de les accompagner et de bien les informer sur les impacts potentiels de ces options-là. Donc, les risques plus particulièrement, il y a une option qui est un peu plus risquée qui rapporte mieux mais qui est un peu plus risquée, donc, ça va être via notre accompagnement avec les représentants qu'on va accompagner si jamais il y a des clients MFR qui souhaitaient adopter ces tarifications-là [...] »⁴⁶⁴.

[817] Le Distributeur rappelle, en argumentation, que tant les modalités des options que les stratégies de commercialisation et d'accompagnement de la clientèle pourront être révisées à la lumière des résultats d'application :

« Le Distributeur reviendra également à la Régie le plus rapidement possible après le premier hiver de déploiement afin de faire part de ses constats et analyses et proposer des ajustements ou améliorations qui pourraient s'avérer nécessaires. Le Distributeur est ouvert à la tenue d'une séance de travail rapidement après le dépôt de la phase 1 du dossier tarifaire afin de présenter et analyser les résultats dans les meilleurs délais [...] »⁴⁶⁵.

[818] En audience, le Distributeur confirme qu'il sera en mesure d'établir un portrait des résultats par grandes strates de consommation⁴⁶⁶ ainsi que par segment de la clientèle et par type d'habitation⁴⁶⁷. De plus, il sera en mesure de mieux quantifier et démontrer la neutralité tarifaire du TPC à travers les différentes strates de consommation⁴⁶⁸.

⁴⁶³ Pièce [B-0155](#), p. 42.

⁴⁶⁴ Pièce [A-0061](#), p. 109 et 110.

⁴⁶⁵ Pièce [B-0155](#), p. 43.

⁴⁶⁶ Pièce [A-0067](#), p. 114.

⁴⁶⁷ Pièce [A-0067](#), p. 115.

⁴⁶⁸ Pièce [A-0067](#), p. 116.

[819] La Régie considère que la démarche du Distributeur, confirmée en argumentation, à l'effet qu'il entend déployer ces options de façon progressive est satisfaisante :

« ce qui permettra d'évaluer l'expérience des participants et d'ajuster les outils d'accompagnement. Ce déploiement progressif vise à débiter l'offre tarifaire auprès de 20 000 clients et à augmenter ce nombre de participants à un rythme de croissance adéquat. Une telle approche, tout en envoyant un signal de pérennité, permettra en effet d'évaluer l'expérience des participants et d'ajuster l'offre tarifaire pour les hivers suivants »⁴⁶⁹.

[820] La Régie appuie la proposition du Distributeur d'accompagner plus spécifiquement les ménages à faible revenu et de les sensibiliser au risque d'une possible facture d'électricité plus élevée au TPC qu'au CPC.

[821] La Régie juge qu'il n'y a pas de risque pour le consommateur avec l'option CPC puisque, dans le pire des cas, le client domestique qui ne s'efface pas paiera le tarif D. Il y a cependant un risque que la facture d'un client soit supérieure au TPC qu'au tarif D, si sa consommation en pointe critique augmente ou demeure trop élevée. Certains intervenants ont proposé l'implantation de mécanisme de protection à cet égard.

[822] Selon la Régie, l'approche du Distributeur et l'accompagnement proposé dans le cadre du déploiement progressif des options de tarification dynamique paraissent raisonnables et suffisantes. Toutefois, à la suite de l'analyse des résultats du premier hiver 2019-2020, si un problème de rentabilité pour la clientèle au TPC émergeait, chez les ménages à faible revenu en particulier, la Régie pourrait alors demander au Distributeur de développer un mécanisme pour alerter les clients qui se trouvent trop défavorisés au TPC.

[823] Aussi, la Régie demande au Distributeur de déposer un suivi, au plus tard lors du dépôt du dossier tarifaire 2021-2022, présentant les résultats, constats et analyses du déploiement progressif des options de tarification dynamique réalisé à l'hiver 2019-2020.

⁴⁶⁹ Pièce [B-0155](#), p. 41.

[824] Ce suivi devra notamment présenter le taux d'adhésion suivant les invitations, la satisfaction des clients, par l'entremise de sondages ciblés, le taux de désistement, l'effacement de la clientèle lors des heures critiques et son impact sur les besoins en puissance par les données de mesurage⁴⁷⁰. Le Distributeur devra quantifier et démontrer la neutralité tarifaire du tarif de pointe critique à travers les différentes strates de consommation. Un portrait des résultats devra être établi par grandes strates de consommation ainsi que par segments de la clientèle et types d'habitation.

[825] La Régie demande également au Distributeur de prévoir la tenue d'une séance de travail avec les intervenants et le personnel technique de la Régie, au plus tôt après le dépôt du rapport de suivi, afin de présenter les constats et résultats des analyses effectuées. Au besoin, à la suite de cette séance de travail, la Régie pourrait ordonner que cet enjeu soit examiné prioritairement, dans le cadre d'une phase spécifique au dossier tarifaire 2021-2022 afin de modifier, avant le 1^{er} décembre 2020, certaines modalités d'application des options de tarification dynamique.

22. HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE

[826] Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve les revenus requis de 12 283,3 M\$ et les revenus additionnels requis de 94,1 M\$ pour l'année témoin 2019. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 0,9 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance (tarif L), qui devrait connaître une hausse de 0,3 %.

[827] Le tableau suivant illustre l'estimation de la hausse tarifaire pour l'année témoin 2019.

⁴⁷⁰ Pièce [B-0100](#), p. 39.

TABLEAU 32
ESTIMATION DE LA HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE EN 2019

(en M\$)	<i>Demande initiale</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Demande révisée ¹</i>	<i>Ajustements de la Régie</i>	<i>Reconnue</i>
Revenus des ventes 2019 (sans hausse de tarif)	12 063,1		12 063,1		12 063,1
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	(12,1)		(12,1)		(12,1)
Revenus autres que ventes d'électricité	143,9		143,9	7,9	151,8
Ajustement-Provision réglementaire 2018	(13,6)		(13,6)		(13,6)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	12 181,3	0,0	12 181,3	7,9	12 189,2
Revenus requis					
Achats d'électricité	6 435,2	0,0	6 435,2	0,4	6 435,6
Service de transport	3 060,5	0,0	3 060,5	(3,5)	3 057,0
Coûts de distribution et SALC	2 769,9	36,9	2 806,8	(16,1)	2 790,7
Formule d'indexation	2 586,5		2 586,5		2 586,5
Facteurs Y	253,2	36,9	290,1	(16,1)	274,0
Facteurs Z	(30,7)		(30,7)		(30,7)
Compte de neutralisation- Facteur Z	(30,6)		(30,6)		(30,6)
Comptes d'écarts pré-MRI	10,1		10,1		10,1
Compte d'écarts - Rendement à remettre à la clientèle	(18,6)		(18,6)		(18,6)
Total des revenus requis	12 265,6	36,9	12 302,5	(19,2)	12 283,3
Revenus additionnels requis 2019	84,3	36,9	121,2	(27,1)	94,1
Revenus des ventes avant hausse					
Excluant les contrats spéciaux	10 963,2		10 963,2		10 963,2
Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 643,9		9 643,9		9 643,9
Hausse demandée					
Clientèle au tarif L	0,2 %		0,6 %		
Autres clientèles	0,8 %		1,2 %		
Hausse requise estimée					
Clientèle au tarif L					0,3 %
Autres clientèles					0,9 %
Provision réglementaire estimée en 2019 récupérée en 2020 (à considérer dans l'année suivante)					36

Sources : Pièces B-0006, p. 17, B-0134, p. 3 et 5, et B-0144, p. 3 et 4.

Note 1 : Le 5 décembre 2018, le Distributeur a procédé à la mise à jour des dépenses relatives à TEQ (+40,2 M\$) et du coût de la dette (-3,3 M\$), conformément aux décisions D-2014-037 et D-2014-034.

[828] Selon la Régie, la hausse tarifaire estimée fait en sorte que pour un client résidentiel chauffé à l'électricité, dont la consommation moyenne annuelle est de 18 261 kWh/an⁴⁷¹, sa facture augmentera d'environ 1,11 \$ par mois ou 13 \$ par année.

⁴⁷¹ Pièce B-0045, p. 14.

[829] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 12 mars 2019, à 12 h, les documents suivants :**

- **les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2019, selon le format du tableau A-1 de la pièce B-0006, annexe A;**
- **le calcul de la provision réglementaire 2019;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-0031;**
- **la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-0045, annexe B;**
- **les indices d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0045, page 8;**
- **les modifications apportées au texte des *Conditions de service*, pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0232 et B-0233 du dossier R-3905-2014;**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs d'électricité* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0232⁴⁷², B-0236 et B-0237 du dossier R-4011-2017;**
- **un nouveau texte, dans ses versions française et anglaise, des *Conditions de service* et des *Tarifs d'électricité*.**

[830] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la Demande du Distributeur;

APPROUVE les modifications aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques et **PERMET** la disposition sur deux ans des écarts de revenus reliés aux aléas climatiques établis sur la base du 31 octobre 2018;

APPROUVE la création d'un Facteur Z afin de comptabiliser, dès 2018, les impacts sur ses revenus requis découlant des modifications aux durées de vie utile des transformateurs

⁴⁷² Dossier R-4011-2018, pièce [B-0232](#), p. 14 à 17.

aériens, ainsi qu'un compte de neutralisation hors base de tarification pour y comptabiliser l'impact relatif à l'année 2018 ainsi que les intérêts afférents;

REJETTE la demande de créer un Facteur Z générique et d'y adjoindre un compte de neutralisation;

APPROUVE les 10 indicateurs de qualité de service à lier au MTÉR et leur pondération ainsi que la pondération uniforme de 20 % pour chaque champ d'application, tel que proposé par le Distributeur;

FIXE les modalités d'une clause de sortie dans le cadre du MRI, tel qu'indiqué dans la présente décision;

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 624,2 M\$, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁴⁷³;

AUTORISE le budget total de 100,8 M\$ pour les interventions en efficacité énergétique de l'année témoin 2019;

DÉTERMINE un taux de rendement de 7,128 % de la base de tarification 2019 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et un coût moyen de la dette de 6,550 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,489 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer la prestation de service, les revenus requis et les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2019 ainsi que la fixation des tarifs applicables au 1^{er} avril 2019 et les modifications du texte des *Tarifs d'électricité* et des *Conditions de service*, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **12 mars 2019, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

⁴⁷³ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

APPROUVE l'ensemble des frais et prix liés au service d'électricité du chapitre 20 des *Conditions de service*, conformément aux grilles présentées à la pièce B-0029, annexe A;

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **12 mars 2019, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, dans le même format que celui de la pièce B-0031;

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Conditions de service* et des *Tarifs d'électricité*, tel qu'indiqué dans la présente décision, et de déposer ces documents, dans leurs versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **12 mars 2019, à 12 h**;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, dans les délais fixés.

Louise Rozon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur

Sylvie Durand
Régisseur

ANNEXE 1

LEXIQUE ET LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

Annexe 1 (2 pages)

L. R. _____

S. T. _____

S. D. _____

LEXIQUE

Distributeur	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
Producteur	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité
Régie	Régie de l'énergie
Transporteur	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
ASC	<i>Accounting Standards Codification</i>
ASU	<i>Accounting Standards Update</i>
BEIÉ	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques
BNR	bénéfices non répartis
CER	compte d'écarts et de reports
CISSS	Centre intégré de santé et de services sociaux
CPC	crédit en pointe critique
DDR	demande de renseignements
DPC	tarif de pointe critique au tarif D
FASB	<i>Financial Accounting Standards Board</i>
GDP	gestion de la demande en puissance
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
LAD	Lecture à Distance
MFR	ménages à faible revenu
MPC	tarif de pointe critique au tarif M
MRI	Mécanisme de réglementation incitative
MTÉR	mécanisme de traitement des écarts de rendement
PME	petites et moyennes entreprises
PMF	productivité multifactorielle
PUEÉRA	Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes
SALC	services à la clientèle
SCHL	Société canadienne d'hypothèques et de logement
TDÉ	tarif de développement économique
TEQ	Transition énergétique Québec
TPC	tarif de pointe critique
TRCP	taux de rendement des capitaux propres
TRI	tarif de relance industrielle
UCAP	<i>Unforced Capacity</i>

ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

\$ dollar canadien

k kilo (mille)

M méga (million)

kW kilowatt

MW mégawatt

kWh kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh

MWh mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh

GWh gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh

TWh térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh