

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

N° : R-4057-2018

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4

Demanderesse

-et-

Intervenants

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR

1. INTRODUCTION

1.1 *La hausse demandée*

[1] Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») s'adresse à la Régie de l'énergie (la « Régie ») pour demander une hausse tarifaire de 0,8 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse demandée est de 0,2 %.

[2] Le Distributeur soutient que la preuve produite au soutien de sa demande, appuyée par les témoignages des représentants, est complète et probante.

1.2 *Mise à jour*

[3] Le Distributeur a déposé sa mise à jour préalablement au début des audiences :

- Le coût de la dette
- La quote-part de 58,8 M\$ à Transition Énergétique Québec, déterminée par la Régie à la suite de la décision D-2018-146.

HQD-4, document 2.2 (B-0132) et HQD-8, document 1.1 (B-0134)

2. CONTEXTE

- [4] La présente demande tarifaire s'inscrit dans la deuxième année du mécanisme de réglementation incitative (MRI), mais la première suivant laquelle une très large part des revenus requis est établie en appliquant la formule d'indexation.
- [5] Cette nouvelle approche permet l'allègement de la demande tarifaire contribuant ainsi à un des principes prévus à l'article 48.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la LRÉ). Le Distributeur fait certaines propositions au présent dossier qui s'inscrivent également dans cette recherche d'allègement réglementaire.
- [6] La demande tarifaire 2019-2020 du Distributeur tient également compte de la portion de l'écart de rendement de 2017 devant être remise à la clientèle en application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR). L'année 2017 constitue la première de l'application du MTÉR.
- [7] Le présent dossier tarifaire constitue, de plus, l'occasion d'examiner les derniers éléments du mécanisme de réglementation incitative à mettre en place, soit la liaison entre les indices de qualité de service et le mécanisme de traitement des écarts de rendement de même que la clause de sortie.
- [8] Le Distributeur propose finalement la création d'un Facteur Z pour les révisions de durée de vie utile des transformateurs, d'un Facteur Z générique pour capter tout impact d'un événement imprévisible ainsi que d'un nouveau Facteur Y pour les contributions aux projets de raccordement.
- [9] Le Distributeur présente finalement ses propositions relatives à la tarification dynamique.

3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

3.1 Modalités de disposition des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques

- [10] Les modalités de disposition autorisées par la Régie dans sa décision D-2009-016 (soit un amortissement linéaire sur une période de 5 ans) ne respectent plus la nouvelle norme comptable ASC 606 en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018. À compter de cette date, c'est la norme ASC 980 qui s'applique.
- [11] La norme ASC 980 vient modifier le traitement de tels montants à recevoir de la clientèle. Suivant cette norme, la récupération de ces montants dans les tarifs doit se faire sur une période maximale de deux ans.

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

-disposition sur une période de 2 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.

[13] 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 2 ans, est celle qui permet le mieux de maintenir comme assise première la compatibilité des méthodes comptables. Les écarts entre la comptabilité statutaire et réglementaire se limiteraient aux seuls cas où le Distributeur proposerait des modalités de dispositions exceptionnelles comme par exemple une disposition sur une période plus longue que 2 ans.

HQD-14, document 1.1, question 4.3 (B-0062)

3.2 Révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens

[14] Le Distributeur a procédé à un exercice de révision des durées de vie utile qui a été complété en 2018. L'exercice a permis de conclure que la durée de vie utile des transformateurs aériens devait être prolongée de 30 à 40 ans.

[15] L'impact de la révision de la durée de vie utile pour les transformateurs aériens vient créer un écart favorable de 31,2 M\$ en 2018 et de 38,2 M\$ en 2019.

[16] La révision est applicable au 1^{er} avril 2018 pour les états financiers à vocation générale. Le Distributeur demande à la Régie d'appliquer aux fins réglementaires cette même date du 1^{er} avril 2018.

[17] Conformément à la décision D-2018-067 [453], le Distributeur demande à la Régie la création d'un Facteur Z afin d'y comptabiliser dès 2018 les impacts sur ses revenus requis. Il demande également la création d'un compte de neutralisation pour y comptabiliser l'impact relatif à l'année 2018 n'ayant pu être pris en compte dans l'établissement des revenus requis autorisés de 2018 et de verser la totalité du solde de ce compte aux revenus requis de 2019.

« [453] La Régie juge que les modifications relatives aux PCGR des États-Unis, de même que celles relatives aux révisions de la durée de vie

utile des actifs doivent être examinées au cas par cas, lorsque la variation des coûts afférents à ces modifications comptables atteint un solde, débiteur ou créditeur, de 15 M\$. Le cas échéant, elle examinera si ces modifications se qualifient à titre de Facteur Z. »

- [18] Selon l'ASC 250, *Accounting changes and error corrections*, l'effet d'un changement d'estimation comptable doit être comptabilisé de manière prospective au cours de la période où le changement survient. Ainsi, aux fins de l'établissement des états financiers statutaires, Hydro-Québec reflète les révisions de durées de vie utile dans le trimestre où les conclusions sont finalisées.
- [19] La proposition du Distributeur d'appliquer la révision de durée de vie utile au 1^{er} avril à des fins réglementaires est celle qui permet de maintenir, comme assise première, le principe de compatibilité des méthodes comptables utilisées aux fins réglementaires et statutaires, principe reconnu et préconisé par la Régie dans ses décisions D-2010-020, D-2012-021 et D-2015-189.
- [20] Or, bien que planifiant la réalisation des études de durées de vie utile, le Distributeur ne peut prévoir ni leur délai de réalisation, ce délai étant dépendant en effet de la complexité technique de l'actif, des données et des ressources nécessaires à l'exercice, ni les recommandations qui en découleront.

HQD-14, document 1.1, question 10.1 (B-0062)

3.2.1 *Rétroactivité en l'absence d'un Z générique*

- [21] Dans sa décision D-2017-125 rendue dans le cadre du dossier R-4009-2017, la Régie faisait une revue de sa jurisprudence pour conclure que, bien que de manière générale le système de fixation des tarifs soit prospectif, il existe des circonstances où, utilisant sa discrétion, elle est justifiée de déroger à ce principe.

« [87] Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie a également rendu quelques décisions où elle a dérogé au principe de non-rétroactivité tarifaire pour des circonstances extraordinaires et exceptionnelles.

[88] Dans sa décision D-2017-062, à laquelle la Demanderesse réfère, la Régie a retenu que les inondations survenues dans la Ville de Gatineau constituaient une **circonstance exceptionnelle, imprévisible et hors du contrôle de Gazifère Inc.** pour laquelle il était justifié d'écarter le principe de non-rétroactivité tarifaire et d'autoriser la création d'un compte d'écarts prenant effet antérieurement à la date de la demande.

[89] Dans sa décision D-2014-164, la Régie a fait une exception au principe de non-rétroactivité des tarifs en raison du **contexte particulier et exceptionnel** du projet de lecture à distance, de la durée relativement courte d'application, du faible nombre de clients visés et du fait qu'aucun intervenant ne s'y opposait.

[90] Sans remettre en question le principe de non-rétroactivité tarifaire, la Régie constate qu'il y a dans le présent dossier un **contexte particulier et soutenu par des éléments de preuve déterminants qui sont favorables à l'application**, au 1^{er} janvier 2017, des modifications à l'ASC 715. »

(Mise en gras ajoutée)

- [22] Le Distributeur soutient, tout comme dans la décision D-2017-125, que le contexte du présent dossier milite pour une application de la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens au 1^{er} avril 2018 ainsi que la création d'un Facteur Z et son compte de neutralisation.
- [23] Suivant l'ASC 250, Hydro-Québec, devait, pour ses états financiers statutaires, comptabiliser les révisions de durée de vie utile dans le trimestre où les conclusions sont finalisées. Hydro-Québec, au statutaire, a donc dû considérer la date du 1^{er} avril 2018. Le Distributeur n'avait donc pas de contrôle quant à la date du 1^{er} avril 2018 découlant de l'exercice effectué pour les états financiers statutaires.
- [24] Le Distributeur ajoute également que l'amortissement étant dorénavant inclus dans la formule d'indexation, le choix de la date de révision des durées de vie utile au 1^{er} janvier suivant n'est plus pertinent dans le cadre du MRI puisqu'elle n'affecte plus le niveau d'amortissement demandé aux fins de la fixation des tarifs.
- [25] Le Distributeur considère finalement que cette révision de durée de vie utile se qualifie à titre de Facteur Z plutôt que comme un Facteur Y puisqu'il s'agit d'un événement dont le Distributeur ne pouvait prévoir l'occurrence au moment de l'établissement des revenus requis de l'année 2018 ni les impacts sur les revenus requis. Les exercices de révisions des durées de vie ne débouchent pas nécessairement sur des impacts importants. En effet, d'autres catégories d'immobilisation ont fait l'objet de révisions et les impacts qui en découlent en 2019 vont de -3,4 M\$ à 0,2 M\$.
- [26] En conclusion, dans un souci de maintenir la compatibilité d'un point de vue statutaire et réglementaire, le Distributeur estime que le 1^{er} avril 2018 devrait donc également être aux fins réglementaires, la date d'application de la révision des durées de vie utile des transformateurs.

3.3 *Création d'un Facteur Y – Contribution à des projets de raccordement*

- [27] L'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification sont intégrés à la Formule d'indexation. Ainsi, l'impact sur les revenus requis des

contributions à des projets de raccordement est également inclus dans l'enveloppe.

[28] Dans ses décisions D-2017-043 (paragr. 261) et D-2018-067 (paragr. 473), la Régie mentionnait que si le Distributeur souhaitait procéder à des investissements majeurs, non prévus et d'une ampleur inhabituelle, il pourrait demander à ce que de tels investissements soient soustraits à la formule à condition que leur impact sur les revenus requis dépasse le seuil de matérialité de 15 M\$.

[29] Lors du précédent dossier tarifaire, le Distributeur avait identifié les contributions majeures à des projets de raccordement comme de possibles événements imprévisibles à traiter en facteur Z.

R-4011-2017 - HQD-3, doc. 4 (révisé), section 3.3 (B-0175)
HQD-14-11, réponse à la question 1.11.1 (B-0078)

[30] Le Distributeur demande à la Régie, à l'occasion du présent dossier, d'approuver la création d'un Facteur Y pour l'ensemble des contributions à des projets de raccordement.

[31] Le Distributeur rappelle que la contribution à des projets en croissance du Transporteur est établie annuellement pour l'ensemble des projets mis en service durant l'année concernée et que la totalité du portefeuille de projets doit être connue afin d'établir la contribution requise du Distributeur.

HQD-14, doc. 6, réponse à la question 8.5 (B-0072)

[32] Le Distributeur soutient en effet qu'il s'agit de projets ne cadrant pas avec la trajectoire définie par la Formule d'indexation en raison de l'imprévisibilité des montants s'y rattachant ainsi que de l'absence de contrôle de sa part sur la mise en service des projets du Transporteur.

C-AQCIE-CIFQ-0024, réponse à la question 6.1

**TABLEAU 7 :
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES
À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	Autorisé ⁽¹⁾	Année de base	Réel
2006			76,0
2007	-3,6	20,2	-4,5
2008		-0,3	-5,8
2009			-1,2
2010		-3,6	-2,8
2011	-0,2	-0,4	-0,3
2012	87,0	-19,0	-24,2
2013	60,6	31,3	32,9
2014	6,5	-4,7	
2015	212,0	114,5	116,7
2016	155,7	212,2	215,5
2017	30,3	7,5	2,8
2018	142,8	238,6	
2019	13,2		

⁽¹⁾ Année témoin pour 2019

HQD-8, document 1, tableau 7 (B-0021)

[33] Ce tableau illustre que les variations des montants de contribution à des projets de raccordement mis en service sont importantes, principalement depuis 2015. Pour la seule année 2018, le montant des contributions s'est élevé à 239 M\$ alors que le montant autorisé était de 143 M\$.

« R. La réponse c'est : « Oui. Nous continuons à demander un Y dû à la variabilité des montants d'une année à l'autre. Dans ce cas-ci, je veux dire, oui, on peut regarder les chiffres puis on dit... Mais les chiffres ont varié énormément. Je peux juste vous donner des chiffres là. En deux mille quinze (2015), on parle de cent dix-sept millions (117 M\$). En deux mille seize (2016), on passe à deux cent quinze millions (215 M\$). En deux mille dix-sept (2017), on réduit à deux millions là, présentement, notre année de base, on est à deux cent trente-huit millions (238 M) puis, l'année prochaine, on va être à treize millions (13 M). Il y a tellement une grosse variabilité dans les montants que ce qu'on demande c'est 'avoir vraiment un facteur Y, là, pour les contributions. »

Luc Dubé, N.S., vol. 2, p. 202.

[34] En fait, le Distributeur souligne que l'élément fondamental dans la détermination du niveau de contribution, c'est le moment de la mise en service des projets du Transporteur. Il s'agit d'un élément relevant clairement du Transporteur.

Luc Dubé, N.S., vol. 3, p. 84, ligne 6

[35] Différents éléments peuvent expliquer ces variations en matière de mise en service. 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. Ces éléments affaiblissent l'acuité des prévisions des contributions à des projets de raccordement faisant en sorte que les contributions réelles peuvent être significativement différentes des contributions autorisées.

[36] Le Distributeur a d'ailleurs dressé la liste des facteurs affectant l'acuité des prévisions en réponse à la question 12.4 de la pièce HQD-14, document 8.1 (B-0074) :

- Contexte économique : risque que des clients suspendent ou reportent des projets de raccordement, déplacement des mises en service pour une année donnée.
- Besoin des partenaires d'affaires : révision des besoins par les partenaires d'affaires du Distributeur, par les producteurs privés ou les grands clients.
- Délai entre la prévision de la demande et la planification : les coûts et le calendrier des travaux sont établis par hypothèses. Des facteurs externes peuvent conduire à des modifications préalablement à la réalisation des travaux.
- Autorisation des projets : des délais d'obtention des autorisations réglementaires, municipales, environnementales ou autre peuvent retarder le début des travaux et la date de mise en service.
- Réalisation des projets : des modifications aux travaux initialement planifiés peuvent survenir et influencer les coûts et l'échéancier.

[37] Le Distributeur rappelle également que les contributions du Distributeur 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 en dehors de la formule d'indexation. Le Distributeur soutient qu'un traitement miroir est nécessaire.

D-2018-001, paragraphe 295.

[38] Du seul fait que le traitement pourrait être différent entre le Distributeur et le Transporteur, l'absence de traitement miroir est susceptible de créer une distorsion réglementaire.

Luc Dubé, N.S., vol. 2, p. 202 et suivantes

- [39] Le Distributeur précise que, l'absence de traitement miroir entraîne des enjeux de sur ou sous facturation.

Luc Dubé, N.S., vol. 3, p. 95

Le Distributeur souligne également que le critère relatif au seuil de 15 M\$ doit être examiné en regard de l'impact sur les revenus requis (de l'ordre de 52 M\$ annuellement selon l'engagement 8), et non en ne tenant compte que de la variation annuelle.

- [40] Le Distributeur soutient donc que l'ensemble des critères retenus par la Régie pour la création d'un Facteur Y sont respectés dont celui relatif à l'imprévisibilité et que le Distributeur a fait la démonstration de son absence de contrôle en regard, plus particulièrement, du contexte économique, de la révision des besoins des partenaires d'affaires, des délais entre la prévision de la demande et la planification ainsi que des modifications en cours de réalisation des projets.

3.4 Rendement des fournisseurs internes

3.4.1 Remarques introductives

- [41] À l'occasion de l'attestation de conformité émise pour le *Rapport annuel 2017 du Distributeur* suivant l'article 75 de la LRÉ, la Régie indique se questionner sur l'opportunité de considérer, dans le cadre du MTÉR, un montant de 25,6 M\$ représentant les écarts de rendement estimés pour 2018 des fournisseurs internes.
- [42] Le Distributeur soutient que la Régie ne peut pas considérer ce montant dans le cadre de l'application du MTÉR.
- [43] Il appert, comme rappelé au dossier R-3933-2015¹, que les charges de services partagés liées à ses fournisseurs internes ont toujours été systématiquement établies selon la méthode du coût complet, et comptabilisées comme des charges.
- [44] En pratique, les charges de services partagés sont assimilées à des charges de fournisseurs externes, le tout étant d'ailleurs transparent tel que les remarques de la formation au dossier tarifaire 2018-2019 du Transporteur le confirment.

« Q. [369] Donc, dans ce tableau on constate que les fournisseurs internes du Transporteur ont généré cent soixante-quatorze millions (174 M\$) d'écart de rendement en deux mille seize (2016). L'écart entre le revenu réel et le coût complet, là, qui est présenté à ce fameux tableau. Avec la mise en place du mécanisme de traitement des écarts

¹ R-3933-2015, HQD-16, document 1, réponse à la question 22.3 et HQD-16, document 1.2, réponse à la question 27.1.

de rendement, communément appelé le MTER, les écarts de rendement positifs du Transporteur sont ou seront en tout cas retournés à la clientèle. Ma compréhension est à l'effet que les écarts de rendement des fournisseurs internes, ces écarts de rendement-là, eux autres ne sont pas assujettis au MTER et ils ne seraient pas retournés à la clientèle. Ils vont rester chez les fournisseurs internes. Est-ce que je comprends... ma compréhension est-elle juste? Ou suis-je dans le champ? Ou sur le terrain, là. Puis c'est ça. »

Louise Pelletier, dossier R-4012-2017, N.S. du 27 novembre 2017, p. 235, lignes 5 à 22

[45] Les encadrements suivants ont toujours été considérés pour la facturation interne, encadrements qui s'appliquent d'ailleurs à l'ensemble de l'entreprise :

- Pour les produits forfaitaires, les montants facturés à toutes les unités d'Hydro-Québec sont ceux convenus lors de l'établissement des grilles tarifaires. Le coût complet de ces produits est réparti à chacun des clients selon des bases de facturation représentatives de l'utilisation des services et qui ont été présentées et reconnues annuellement par la Régie.
- Pour les produits à la consommation, la facturation s'effectue en fonction du volume réellement consommé puisque les écarts de volume relèvent de la responsabilité des clients.

[46] La Régie n'a jamais, au fil des ans, remis en question cette façon de faire ni enjoint le Distributeur à considérer une autre approche pour la facturation interne.

[47] Par ailleurs, le Distributeur rappelle que lorsque des écarts entre les coûts complets 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 les charges de services partagés du Distributeur. Par conséquent, cette efficience attribuable aux fournisseurs internes sera également considérée dans le calcul de l'écart de rendement annuel à partager du Distributeur. Les fournisseurs internes sont donc déjà amenés à optimiser leurs façons de faire.

HQD-14, document 1.4, réponse à la question 1.1 (B-0105)

[48] Le Distributeur rappelle également que l'un des objectifs de la centralisation de certaines activités est justement de favoriser de 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.

« R. Mais, il n'y a pas de problème, j'avais compris le sens de la question. En fait, il faut comprendre un des objectifs de la centralisation. C'est que si on avait gardé les activités propres, on va dire ça comme ça, à l'intérieur même des divisions opérantes, je vais dire ça comme ça, tant

le transport, Distributeur, production ou peu importante, ça devient difficile d'engranger de l'efficience.
(9 h 41)

Et le principal objectif souvent des... c'est de combiner les forces de travail puis d'être capable de revoir les façons de faire puis de revoir, de façon consolidée, on est-tu capable de faire mieux vu qu'on a la force de travail à la même place? Est-ce qu'on est capable de réduire nos coûts? De garder les équipes décentralisées, ça devient extrêmement difficile des fois d'être capable justement d'optimiser. »

Luc Dubé, N.S., vol. 3, p. 77 et 78.

« Ce que la Régie essaie de concilier, c'est l'équilibre entre l'incitatif qu'on donne au Distributeur puis des baisses de tarifs aux clients. La Régie a pris une décision à l'époque, à essayer d'équilibrer ces deux objectifs-là, puis elle l'a prise en regardant la base de tarification uniquement du Distributeur et les écarts uniquement du Distributeur. »

Dave Rhéaume, N.S., vol. 3, p. 71.

3.4.2 Le calcul de l'excédent de rendement

[49] Le Distributeur rappelle que le MTER a été approuvé par la Régie par sa décision D-2014-034 rendue dans le cadre du dossier R-3842-2013. À cette occasion, Hydro-Québec demandait l'adoption d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement entre le rendement des capitaux propres réalisés et le rendement autorisé (paragr. 274).

[50] Les écarts de rendement captés par le MTER sont donc ceux résultant de l'écart entre le rendement autorisé sur la base de tarification du Distributeur, conformément à l'article 32 (1) et le rendement réel du Distributeur. L'écart de rendement se calcule en pourcentage.

« Premièrement, quand on parle d'excédent de rendement dans... puis là, on est dès la première fois en deux mille dix-sept (2017) où on calculait un excédent de rendement, on a tendance à penser que c'est en dollars, mais l'excédent de rendement se calcule en pourcentage. Donc, on va toujours venir comparer notre rendement en pourcentage par rapport au rendement autorisé de huit point deux pour cent (8,2 %). Donc, nécessairement pour y arriver, on a effectivement un dollar qu'on a besoin d'aller constater en résultat réglementaire réel, mais il faut le comparer aussi à un niveau de base de tarification réel pour être capable de découler de ça un pourcentage de rendement. »

Luc Dubé, N.S., vol. 3, p. 62 et 63.

[51] Les démonstrations faites au dossier R-3842-2013 allaient d'ailleurs en ce sens (le Distributeur réfère plus particulièrement au tableau R-17.2 de la pièce HQTD-3, document 1 et à la note l'accompagnant).

[52] Le Distributeur souligne donc que même préalablement à l'application du MTER, lorsqu'il était fait référence à un écart de rendement, il s'agissait nécessairement

de l'écart entre le rendement autorisé sur la base de tarification et le rendement réel du Distributeur. La pièce présentant le calcul du taux de rendement réel des capitaux propres dans les divers rapports annuels du Distributeur à la Régie en témoigne (par exemple, HQD-8, document 2 dans le *Rapport annuel 2016 du Distributeur*).

[53] Ainsi, le montant de 7,6 M\$ constaté à titre d'ajustement au titre de rendement des fournisseurs internes est considéré comme une charge pour le Distributeur à son rapport annuel 2017.

[54] Aux fins de la détermination des écarts de rendement, le MTÉR tel qu'il a été approuvé par la Régie et suivant les modalités présentées et approuvées doit être considéré. Le rendement des fournisseurs internes n'a jamais été considéré à cette fin.

3.4.3 Les modifications préalables nécessaires

[55] 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 celui-ci n'est pas un processus spécifique au Distributeur mais bien un processus d'entreprise ;
- 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.

[56] Le Distributeur souligne également que si la Régie devait vouloir 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. Dans un premier temps, ce montant de 25,6 M\$ constitue une estimation au prorata des revenus facturés. Le calcul devrait donc être refait afin de tenir compte :

- Des coûts réels des fournisseurs pour chacun des produits ;
- De la révision des volumes associés aux bases de facturation en fonction de données réelles.

Il y aurait également lieu de réfléchir au traitement de la rubrique Ajustement au titre de rendement des fournisseurs.

HQD-14, document 1.4 (B-0105), question 2.1

[57] Le Distributeur souligne par ailleurs que la Régie avait décidé, à l'occasion du dossier R-4011-2017, que les modalités du MTÉR actuel s'appliqueraient. C'est

donc en considérant cette décision de la Régie que le Distributeur avait amendé sa pièce HQD-3 document 4 au dossier R-4011-2017.

« Eu égard au MTÉR, la Régie indique dans sa lettre du 21 novembre 2017 (A-0032) « qu'elle considère que les modalités du MTÉR applicables pour le MRI sont celles qui ont été déterminées dans le cadre de la décision D-2014-034 et reprises par la Décision D-2017-043 ». La Régie précise qu'advenant le dépôt d'une preuve portant sur les modalités du MTÉR d'ici le 5 janvier 2018, elle ne procéderait pas à son examen dans le cadre du présent dossier tarifaire. Conséquemment, la proposition du Distributeur à la présente pièce tient compte de cette décision.

Le Distributeur souhaite néanmoins également souligner que la proposition à la présente pièce s'inscrit dans un ensemble devant former un tout cohérent et équilibré. À ce titre, la proposition du Distributeur s'appuie donc également sur ses réflexions en cours celles portant plus spécifiquement sur les facteurs I et X, mais également sur le MTÉR. Or, ces caractéristiques du MRI sont présentées subséquentement à la pièce HQD-20, document 1 et sur les modalités du MTÉR actuellement en vigueur. Réciproquement, les positionnements du Distributeur sur les éléments présentés à la pièce HQD-20, document 1 sur ces éléments ne peuvent qu'être conditionnés par le positionnement développé dans le présent document. »

HQD-3, document 4 (révision du 5 janvier 2018) du dossier R-4011-2017 (B-0175)

[58] Préalablement à ces changements évoqués à [55], une preuve complète à cet effet devrait être faite afin de reconsidérer l'ensemble de ces paramètres de façon cohérente.

« C'est des examens qui sont lourds et complexes parce que, notamment, ça implique la révision, l'examen complet des risques d'affaires puis des incitatifs qu'on essaie de créer. Peut-être comme exemple bien simple, bien, actuellement, il y a un MTER asymétrique où cent pour cent des écarts défavorables pour le Distributeur sont à la charge de l'actionnaire du Distributeur. Mais lorsque cette décision-là a été prise, qu'est-ce qui a été examiné, c'était la variance des écarts des activités de distribution. Puis si les activités des fournisseurs internes n'ont pas été examinées, bien, je pense que c'est complexe de simplement dire, ah, bien, on va tout « merger » ça ensemble.

Je pense que c'est important que la Régie, si elle décide d'aller là, prenne le temps de faire l'examen de, c'est quoi les risques d'affaires au niveau des activités de ces fournisseurs-là, c'est quoi les variations, la variance au niveau des écarts, avant de statuer sur l'inclusion. »

Dave Rhéaume, N.S., vol. 3, p. 93 et 94

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

3.5 *Traitement du gain à la suite de la disposition de l'immeuble sis au 140, Crémazie*

- [60] Dans sa décision D-2018-132 rendue dans le cadre du dossier R-4051-2018, la Régie a ordonné la création d'un CER provisoire au montant créditeur de 17,6 M\$ et décidé que la disposition de celui-ci soit examinée à l'occasion du dossier tarifaire.
- [61] Le Distributeur rappelle ne pas avoir présenté de modalités de disposition du CER à l'occasion du dépôt de son complément de preuve puisque sa proposition initiale était celle, à son avis, qui respectait les exigences de l'ASC 840 en vigueur au moment de la transaction et de l'ASC 842 qui s'appliquera à compter du 1^{er} janvier 2019.
- [62] Toutefois, considérant que le Distributeur comptabilisera un CER provisoire de 17,7 M\$ dans ses états financiers réglementaires en 2018, le Distributeur est d'avis que l'option de comptabiliser un gain sur disposition de 7,9 M\$ dans les résultats de 2019 et par conséquent la comptabilisation de l'excédent de 9,8 M\$ dans les BNR d'ouverture au 1^{er} janvier 2019 est l'option qui se rapproche le plus des dispositions transitoires de l'ASC 842 (HQD-14, document 1.5, réponse à la question 2.1 [B-0128]).

4. MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE

- [63] La Régie a reporté au présent dossier les derniers éléments à étudier pour la mise en place du MRI soit la liaison des indicateurs de qualité au MTÉR, les modalités de la clause de sortie, l'échéancier et la méthodologie pour la réalisation de l'étude de productivité multifactorielle (PMF).
- [64] Le Distributeur présente également sa proposition pour la création d'un Facteur Z générique et son compte de neutralisation.

4.1 *Liaison des indicateurs de qualité de service au MTÉR*

- [65] Il est important de distinguer l'utilisation des indicateurs dans le contexte du MRI de celle qui en est faite dans la gestion quotidienne. L'amélioration de la qualité du service est une priorité pour le Distributeur et c'est par l'entremise des indicateurs utilisés dans la gestion quotidienne que se transpose cette priorité.

« R. ... je veux juste faire une distinction en partant. Les indicateurs, il y a deux éléments, il y a des indicateurs dans le contexte du MRI où on doit générer de l'efficience sans réduire la qualité de service. Donc, on a des

indicateurs de maintien qui sont basés sur la moyenne historique de cinq ans. Puis ça, je suis très confiant que c'est la bonne approche.
(10 h 04)

Maintenant, pour gérer la business, moi, comme leader, c'est sûr qu'on a des... je l'ai mentionné plus tôt, on a des objectifs de devenir une référence à la clientèle. Donc, on a des visées qui sont plus ambitieuses que le maintien, certainement. Mais c'est deux choses différentes. Dans le contexte de MRI, c'est pour démontrer le maintien alors que, côté gestion au quotidien, ce qu'on veut faire, c'est de devenir une référence en services à la clientèle. »

Éric Filion, N.S., vol. 2, p. 61

[66] Dans sa décision D-2017-043, la Régie avait encadré les principes à considérer pour la liaison des indicateurs de qualité de service à lier au MTÉR :

« [416] L'établissement d'un MRI a pour but d'inciter le Distributeur à une plus grande efficacité **sans toutefois porter atteinte à la qualité du service**. À cet égard, la Régie s'exprimait ainsi dans sa décision D-2014-034 :

« [398] Bien que l'inclusion d'indicateurs de performance dans un MTÉR demeure une exception dans l'industrie selon la preuve déposée par les Demandeurs, la Régie souligne que sous sa juridiction, le partage des écarts de rendement (trop-perçus) en fin d'année est lié à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation de qualité de service pour Gaz Métro et pour Gazifère.

*[399] La Régie veut **s'assurer que le trop-perçu n'est pas réalisé au détriment de la sécurité du réseau ou du service à la clientèle.***
[...]

[417] Par ailleurs, la Régie souligne que les indicateurs de qualité de service deviendront une condition préalable au partage des excédents de rendement. Cette condition préalable permettra de moduler le partage des excédents, ce qui renforcera ainsi l'incitatif financier pour le Distributeur **de maintenir**, ou d'améliorer, la qualité de service pour ses clients.

[419] La Régie estime opportun, dans l'établissement d'un premier MRI, de prendre des indicateurs existants, dont l'historique est connu, afin de bien calibrer l'indicateur. Il est en effet important de calibrer adéquatement ces indicateurs afin de s'assurer que la qualité de service est maintenue et qu'il y a un réel incitatif pour le Distributeur.

[420] Ainsi, dans le cadre du MRI de première génération, la Régie favorise la mise en place d'indicateurs de performance qui sont rattachés à la qualité de service. Liés au MTÉR et à des cibles de performance, les indicateurs présentés par le Distributeur lors de la phase 3 du présent dossier devront s'inspirer de ceux utilisés actuellement dans le cadre des dossiers tarifaires et couvrir notamment les champs d'intervention suivants :

- satisfaction de la clientèle;
- fiabilité du service;
- alimentation électrique;

- service à la clientèle;
- sécurité du public et des employés. »

(mise en gras ajoutée)

[67] Aux fins du MTÉR, le maintien de la qualité du service est donc une condition préalable au partage des écarts de rendement. En fait, l'objectif en liant les indicateurs de qualité de service au MTÉR n'est pas d'assurer l'amélioration de la qualité du service, mais plutôt s'assurer que les gains d'efficience n'ont pas été réalisés au détriment de la qualité de service.

Stéphanie Caron, N.S., vol. 6, p. 84, lignes 17 à 22

[68] Le Distributeur rappelle par ailleurs avoir déjà réalisé des progrès importants en matière de qualité de service ces dernières années. Ces progrès ont été réalisés, en l'absence d'incitatif pour ce faire.

[69] Ceci étant, différents éléments contextuels doivent être considérés afin de lier les indicateurs de qualité de service au MTÉR.

[70] Tout d'abord, le Distributeur rappelle que dans le cadre du MTÉR actuel, il doit déjà prendre en charge la totalité des écarts de rendements négatifs, tel qu'il a été décidé par la Régie dans sa décision D-2014-034. La Régie a également statué que le MTÉR ne serait pas révisé dans le cadre de ce premier MRI.

[71] De la même façon, en cas d'améliorations marquées de la part du Distributeur en matière de qualité de service, il ne peut y avoir de bonification de la part à laquelle il est éligible suivant le MTÉR.

[72] Ce n'est donc que la part des écarts favorables à laquelle le Distributeur a déjà droit suivant le MTÉR qui conditionne l'ampleur des montants à associer à la performance du Distributeur en matière de qualité du service.

[73] L'exercice n'a pas pour objectif de récompenser le Distributeur pour ses améliorations de qualité du service ou de compenser les manques à gagner résultant de ses améliorations.

[74] Les principes à considérer devront donc tenir compte de ces éléments de contexte.

4.1.1 *Choix des indicateurs*

[75] La Régie a expressément demandé, pour ce premier MRI, de prendre des indicateurs existants, dont l'historique est connu, afin de bien calibrer l'indicateur (D-2017-043, paragraphe 419).

[76] Le Distributeur rappelle tout d'abord qu'il devait choisir des indicateurs dans chacun des cinq champs d'intervention déjà suivis auprès de la Régie dans le cadre de ses dossiers tarifaires et rapports annuels, et cela à la demande de cette dernière à sa décision D-2017-043 (paragraphe 420).

[77] Le Distributeur a choisi des indicateurs :

- Sous son contrôle ;
- En lien avec sa mission de base ;
- Facilement mesurables.

[78] Les indicateurs retenus sont donc peu nombreux, mais s'avèrent les plus pertinents tout en étant complémentaires, afin d'assurer une juste mesure de la qualité du service rendu. La Régie estimait d'ailleurs dans sa décision D-2017-022 que :

« Pour les fins d'étude d'un dossier tarifaire, la Régie considère qu'il est préférable d'avoir un nombre limité d'indicateurs, qui soient pertinents à suivre et à analyser d'un point de vue global ».

D-2017-022, paragr. 61

[79] Le Distributeur constate par ailleurs que les intervenants semblent généralement en accord avec le choix des indicateurs proposés, si ce n'est que certains proposent d'en ajouter quelques-uns.

[80] Les indicateurs retenus par le Distributeur visent également à mesurer la qualité globale. Il est important de maintenir la globalité pour neutraliser l'aspect aléatoire d'un indicateur. Cela permet la réduction des variations hors du contrôle du Distributeur.

4.1.2 *Pondération*

[81] Le Distributeur ne juge pas approprié de prioriser un ou des champs d'intervention sur l'unique base de l'importance relative qu'un segment spécifique de la clientèle ou qu'un intervenant pourrait lui accorder. Le Distributeur estime au contraire préférable d'accorder un poids égal aux cinq champs d'intervention, ce qui témoigne de la neutralité et de l'objectivité dans le choix de ceux-ci.

Voir décision D-2010-112 dans le dossier de Gazifère, paragraphes 218 et 230

- [82] Il réfère à sa réponse à la question 16.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie (pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]), dans laquelle il explique ne pas avoir cherché à prioriser un ou des champs d'intervention au détriment des autres, ou en fonction de l'importance relative de chacun puisque, selon lui, le maintien de la qualité du service doit se vérifier pour l'ensemble des champs d'intervention.
- [83] Les indicateurs de fiabilité du service électrique demeurent très dépendants de la variabilité climatique, et ce, malgré le retrait des journées d'événements majeurs. Mettre trop d'emphase sur ces indicateurs revient à accorder un poids important au nombre, à l'envergure et à l'intensité des événements météorologiques dans l'évaluation de la performance du Distributeur.
- [84] De plus, le Distributeur considère que chaque dollar investi dans l'une ou l'autre des catégories d'indicateurs retenues a autant de poids que le dollar investi dans les autres catégories. Privilégier une catégorie d'indicateurs pourrait influencer les stratégies d'investissement ou d'efficacité au détriment de la qualité des activités évaluées par les autres indicateurs.

4.1.3 Historique comme cible

- [85] Le Distributeur a choisi de retenir une cible basée sur une moyenne de cinq ans pour l'ensemble des indicateurs proposés. En effet, il est nécessaire de faire un constat sur la qualité du service déjà offerte avant la réalisation des gains d'efficacité générés par le MRI afin de conclure s'il y a ou non maintien.
- [86] Le Distributeur est d'avis qu'une période de cinq ans lui offre la flexibilité de tenir compte de l'évolution de son contexte d'affaire et qu'elle est suffisante à l'égard du calcul des paramètres de sa méthode.
- [87] Le Distributeur estime qu'il est plus cohérent d'utiliser une même approche pour l'ensemble des indicateurs ce qui permet, d'une part, d'éviter une analyse au cas par cas et, d'autre part, d'éviter qu'un événement particulier lors d'une année donnée, ne produise un impact démesuré pour un indicateur.
- [88] L'utilisation d'une période de seulement deux ans, voire trois ans, pour les indicateurs *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidents* et *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients commerciaux* serait trop contraignante afin d'évaluer avec certitude l'impact des services offerts. L'amélioration pour ces indicateurs en 2016-2017 découle d'efforts déployés dès 2015. De plus, la mise en place d'options de tarification dynamique est susceptible, au courant des prochaines années, d'avoir un impact à la hausse sur le délai moyen de réponse téléphonique.

« Mais non, notre objectif c'est pas de faire cent cinquante-six (156), je pense que monsieur Filion a été clair, on a des objectifs beaucoup plus grands que ça et on veut être une référence opérationnelle. Par contre, il

y a d'autres éléments hors de notre contrôle qui viennent impacter le DMR, donc... et c'est là que ça se complique. Comme je vous disais, on assiste en deux mille dix-huit (2018) à une espèce de plateau au niveau de la diminution des appels. Donc, on est un peu contraints à la vitesse d'adoption des clients pour les nouveaux canaux, que ce soit les médias sociaux, le Web, les applications mobiles.

Par ailleurs, les conditions climatiques, on a vu que dans les dernières années il y a de plus en plus d'événements spéciaux, Gatiéneau, les inondations, donc tout ça, c'est susceptible de nous amener des appels supplémentaires.

Un autre facteur qui peut venir nous influencer c'est la durée des appels. Donc, comme il y a de plus... il y a des clients qui vont sur le Web, les appels qui restent sont souvent les appels plus complexes, dont la durée est plus grande, qui peuvent venir aussi impacter le DMR.

Finalement, il y a un autre facteur, puis là je vais retourner un peu en arrière. Entre deux mille douze (2012) et deux mille quatorze (2014), on a procédé à des migrations de notre plate-forme téléphonique. Donc, à ce moment-là on a eu des hausses d'à peu près cinquante secondes (50 s). Entre deux mille vingt (2020) et deux mille vingt-deux (2022), on va devoir à nouveau remigrer nos plate-formes, ce qui amène des instabilités, des indisponibilités. »

Martine Fillion, N.S., vol. 6, p. 62-63

- [89] L'élargissement des offres du Distributeur de même que la migration est donc susceptible d'avoir un impact à la hausse lors des prochaines années pour les appels téléphoniques, ce qui n'est d'aucune façon un signe de la détérioration de la qualité du service.
- [90] Autrement dit, bien qu'il soit peu probable que l'indicateur revienne aux niveaux antérieurs à 2016, le Distributeur estime que l'utilisation de seulement deux ou trois ans d'historique n'est pas suffisante pour évaluer correctement la tendance de cet indicateur.
- [91] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que sa méthode intègre l'information de l'ensemble des indicateurs retenus pour la liaison au MTÉR, de manière à corriger les indicateurs qui ont subi une forte variation sur la période de cinq ans. Ceci est vrai pour le délai moyen de réponse téléphonique.

«...la beauté de la méthode c'est qu'elle est en mesure de tenir compte de cette panoplie d'indicateurs qui ont des niveaux de variabilité différents et les traiter de manière à corriger pour cette variabilité [...]»

Lamya Souktani, N.S., vol. 6, p. 188.

4.1.4 *Maintien vs amélioration/zone morte*

- [92] Le Distributeur rappelle que la cible de performance vise à évaluer s'il y a maintien ou non de la qualité du service du Distributeur sur la durée du MRI. Elle doit donc être établie en fonction de la performance pré-MRI du Distributeur et non de celle d'entreprises comparables.

[93] Les cibles sont représentatives de la performance pré-MRI du Distributeur. Il s'agit de balises adéquates pour vérifier le maintien de la qualité du service durant le MRI. Le maintien de la qualité du service se vérifie donc par le maintien global des indicateurs à l'intérieur d'une zone de performance acceptable.

[94] L'IMQ mesure la variation nette de la qualité du service par rapport à la qualité du service moyenne observée sur l'historique récent.

[95] Il n'y a par ailleurs aucune indication selon laquelle la performance du Distributeur en matière de qualité de service se soit révélée problématique durant les 5 dernières années. Au contraire, il y a eu maintien voire amélioration de la performance de certains indicateurs au cours des dernières années, avant même la mise en place d'un quelconque incitatif. La qualité du service fait en effet partie des préoccupations du Distributeur, et ce, nonobstant la liaison d'indicateurs au MTÉR. La Régie l'avait d'ailleurs reconnu :

« [56] La régie constate que, de manière globale, le Distributeur améliore sa performance quant à la qualité des services offerts à ses clients et que les mesures mises en place durant la dernière année semblent porter fruit.

[57] La Régie note que le Distributeur vise à adopter une approche client proactive fondée sur les besoins et les attentes des différents segments de sa clientèle. »

D-2018-025

[96] Tel qu'il a été précédemment mentionné, la méthode proposée vise à évaluer de manière globale la qualité du service pour les différents champs identifiés par la Régie.

[97] Une des qualités de cette méthode, c'est sa capacité à tenir compte de plusieurs indicateurs qui ont des niveaux de variabilité différents et de s'ajuster d'elle-même.

Lamya Souktani, N.S., vol. 6, pp. 188-189

[98] La nature des indicateurs utilisés par le Distributeur, qui sont soumis à des événements hors de son contrôle, ainsi que l'utilisation de leurs valeurs telles que mesurées, militent en faveur de l'utilisation d'une bande morte pour vérifier le maintien de la qualité du service. Ainsi, le recours à une bande morte n'est pas en contradiction avec la décision de la Régie incitant le Distributeur à calibrer adéquatement les indicateurs afin de s'assurer que la qualité du service est maintenue (paragraphe 419 de la décision D-2017-043).

[99] Le Distributeur estime raisonnable le seuil à partir duquel les résultats de l'IMQ donnent lieu à une réduction de l'accès à la part des gains d'efficience à laquelle

le Distributeur est éligible puisque ce dernier est en lien avec les résultats observés sur la période Pré-MRI.

- Le Distributeur est d'avis que les différents indicateurs ont des interrelations qui suggèrent une forte relation entre ceux-ci (HQD-14, document 1.2, réponse à la question 10.12 [B-0090]), ce qui indique de fortes chances de l'IMQ de se situer en bas de -1 (comparativement à l'hypothèse selon laquelle les indicateurs seraient indépendants).
- Le Distributeur est d'avis que la compensation des indicateurs ne présente pas un risque d'altération du suivi de la qualité du service d'un point de vue global en raison des interrelations entre les indicateurs et de l'objectif du Distributeur de fournir une alimentation électrique fiable et un service à la clientèle accessible et de qualité (HQD-14, document 1.1, réponse à la question 17.3 [B-0062])

Lamya Souktani, N.S., vol 6, pp. 187-188

[100] Le Distributeur rappelle finalement que le mécanisme proposé est ancré dans le cadre établi par la Régie au fil de ses décisions concernant le MTÉR et le premier MRI du Distributeur.

D-2017-043, paragr. 416 et suivants

4.2 *Modalités de la clause de sortie*

[101] Dans sa décision D-2017-043, la Régie avait approuvé l'inclusion d'une clause de sortie permettant une révision ou une interruption du MRI :

« [427] La Régie convient qu'une clause de sortie réduit le risque en protégeant l'entreprise réglementée et sa clientèle de problématiques liées à la conception ou à l'exercice du MRI. Elle constate que la plupart des participants se sont prononcés en faveur d'une clause de sortie. »

[102] Les modalités de la clause de sortie proposée par le Distributeur sont :

- Déclenchement de la clause de sortie advenant un écart de rendement supérieur ou inférieur à 150 points de base par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %, après application du MTÉR et sur une base annuelle ;
- Fin du MRI, le cas échéant, et retour à la réglementation en coût de service jusqu'à la réinstauration du prochain MRI.

[103] Le seuil proposé est basé sur un balisage de mécanismes de partage et de clauses de sortie de compagnies électriques et gazières canadiennes. Le seuil prend également en considération le taux de rendement autorisé, lequel est plus

faible que ceux des autres compagnies balisées, ainsi que les modalités asymétriques du MTÉR.

- [104]** Le Distributeur rappelle que le seuil de +/- 150 points de base après application du MTÉR correspond à un seuil avant application du MTÉR de +500 points de base en appliquant les modalités actuelles. Il s'agit d'une proposition équilibrée compte tenu de la prise en compte du MTÉR. Un seuil supérieur à + 150 points de base aurait donc un impact minimal sur l'incitatif à l'efficience considérant les modalités du MTÉR.

Présentation de Concentric, HQD-16, document 2 (B-0141), diapositive 4

- [105]** Un seuil supérieur à – 150 points de base ajouterait au risque d'affaires du Distributeur.

« We also considered the financial impact on the company of what that type of an earnings loss would represent, and in doing so I think we thought it was important to look at it relative to HQD's authorized ROE. And as the Board knows, the authorized ROE for HQD is eight point two percent (8.2%), which is lower than all of its peers in Canada. And as a result of that, the same level of an off-ramp for HQD against that eight point two (8.2) represents a proportionally larger share of its authorized ROE than it would for a company that had a greater ROE. So that was important to consider.

And in our view, the financial community will reflect the impact of this MRI decision.

Ultimately, it reflects on Hydro-Quebec's credit quality, because it is Hydro-Quebec that raises debt for its operating subsidiaries.

So the bottom line, from a financial perspective, is we were not comfortable recommending a threshold higher than a hundred and fifty (150) basis points on that basis. »

James M. Coyne, N.S., vol. 6, p. 15

- [106]** Par ailleurs, sur une période de 10 ans, le seuil aurait été atteint seulement en 2013.

- [107]** Le Distributeur est d'avis que dans le cas du recours à la clause de sortie, la seule approche pragmatique à court terme est un retour en coût de service. Le Distributeur rappelle qu'il s'agit d'un premier MRI pour le Distributeur, lequel est pour une durée relativement courte (soit quatre ans incluant la première année en coût de service). Dans ce contexte, une clause de sortie basée sur une performance de plus d'une année serait pratiquement sans effet.

« And the question really is, you know, we'll assume, I think it's easiest to think about it in terms of HQD as a shortfall. That seemed to be what most of the parties had in their mind as they were commenting on this proposal.

So, essentially, you know, new rates go into effect on April first (1st) of every year, you know. HQD's annual report is filed May first (1st) of every year. So, if you think of sort of we probably won't have a problem in year 1, which is based on the cost of service, but think of it in terms of year 2, if the MRI were to have some issue, whatever it is – we don't know what it is, it's hard to predict in advance – in April first (1st) of the third year, HQD would implement new rates based on the MRI. And then a month later, it would determine or report that it has an exit ramp issue, earnings were less, more than one hundred and fifty (150) basis points below the authorised ROE.

So, the question is you're already in year 3, what do you do? Assuming that there's some reluctance to now change rates again, and having been in your seat I understand that, that's not an ideal outcome to go in and change rates again, that means it might not be until year 4 that you actually deal with it, the final year of the plan. And so, in our mind, first of all, it creates a gap – and we had a daily request response that addressed this or identified this – it creates a gap for that entire eleven (11) month period if you're still under the MRI rates put into place on April first (1st) and the MRI had a flaw, well some issues that continued, which we don't know, but it's certainly plausible, well, what do you do with that eleven (11) month shortfall? Is that what was intended that, you know.. or does there need to be something, would it be appropriate, as a matter or regulatory policy, to address that shortfall. »

Robert C. Yardley, N.S., vol. 6, p. 22

[108] Un tel retour ne signifie aucunement qu'un nouveau MRI ne sera jamais mis en place, mais plutôt qu'il est nécessaire d'examiner le problème ayant mené au recours à la clause de sortie afin d'apporter les correctifs nécessaires.

[109] Le Distributeur constate finalement que les experts sont d'accord à l'effet qu'une clause de sortie doit être symétrique et donc protéger tant l'actionnaire que la clientèle.

4.3 *Échéancier pour la réalisation de l'étude PMF*

[110] Le Distributeur est ouvert à l'idée que le débat sur la méthodologie se fasse en amont. Auquel cas, la Régie aurait à approuver les différents éléments de la méthodologie, et ce, de façon préalable à la réalisation de l'étude de productivité multifactorielle (PMF)

[111] Il s'ensuit, de cette approche, qu'il n'y aurait pas, par la suite, de remise en question de la méthodologie une fois l'étude complétée et qu'il n'y aurait qu'un seul expert.

[112] La position du Distributeur a été résumée comme suit :

« Et l'autre enjeu qu'on voit, c'est que ce débat-là, on s'entend tous, si, effectivement, on a un débat sur la méthodologie, je dirais en anglais « up front », avant de réaliser l'étude, ça sous-entendrait de notre point de

vue qu'il y aurait seulement une étude de soumise dans le cas de cette étude de productivité. Parce qu'on s'entend que la journée où plusieurs études seront soumises, si c'est le cas, il y aura assurément débat sur la méthodologie ou la façon... On l'a vu là dans la phase 1 à quel point les différentes études sont... Il y a des méthodologies qui peuvent être différentes et d'autres aspects.

Si on engage déjà, à l'étape préliminaire, déjà un débat sur la méthodologie et qu'il y a quand même, tout de même, après le coût de plusieurs études de productivité qui sont soumises, on risque d'engager un deuxième débat sur la méthodologie ou en tout cas, arriver quand même avec des différences malgré un consensus, je dirais, établi en premier lieu.

Ça fait que si je veux résumer la réponse, en fait il y a un enjeu de délais. En fait, notre préoccupation que si on entre dans les débats. Par contre, si la Régie décide de dire : « Bien. On veut avoir ce débat-là à ce point-ci. » Bien. Nous, notre conclusion sera : « Parfait, on l'aura. » À ce moment-là, il faudrait s'entendre qu'il y aurait un seul, un seul expert au dossier à ce moment-là. Je pense que ça résume un peu ma réponse.»

Luc Dubé, N.S., vol. 6, p. 43 et 44.

Toutefois, advenant que la Régie ne retienne pas une telle approche, il est respectueusement soumis qu'un débat sur la méthodologie en amont serait inutile puisque vraisemblablement, les intervenants pourraient mandater des experts qui pourraient présenter des rapports sur la base de la méthodologie de leur choix.

Compte tenu des processus d'appel d'offres, le Distributeur considère qu'une décision anticipée à cet égard serait souhaitable afin de limiter des délais de réalisation de l'étude PMF.

4.4 *Création d'un Facteur Z générique et d'un compte de neutralisation*

- [113] Le Distributeur propose la création d'un Facteur Z générique et de son compte de neutralisation. Ce Facteur Z générique permet entre autres de refléter, comptabiliser et suivre les coûts issus d'un événement imprévisible jusqu'à la demande de reconnaissance à l'occasion d'une demande tarifaire.
- [114] Le Distributeur soutient qu'un tel Facteur Z générique permet de palier le décalage inhérent entre un événement imprévisible et une demande à la Régie afin de tenir compte dudit événement.
- [115] La présente demande constitue une réponse simple et efficace aux enjeux de rétroactivité susceptibles d'être soulevés lors de demandes pour la création d'un Facteur Z. Les décisions rendues par la Régie depuis quelques années ont en effet créé de l'incertitude quant aux règles applicables lors des demandes de création de CER. Cette incertitude découle de divergences quant aux concepts de rétroactivité et de prospectivité des tarifs.

- Décision acceptant de capter les coûts uniquement à compter de la date du dépôt de la demande, bien que des frais aient déjà été encourus :
 - D-2015-150, création d'un CER pour les événements imprévisibles en réseaux autonomes;
 - D-2016-077, la Régie autorise le Transporteur à verser à un CER les frais engagés entre la date du dépôt de la demande prioritaire et celle de la décision (remplacement des disjoncteurs de modèle PK);
- Décisions acceptant de capter les coûts à une date antérieure au dépôt de la demande :
 - D-2017-125, Demande relative aux modifications de conventions comptables ASC 715;
 - D-2017-062, création d'un compte d'écart par Gazifère à la suite des inondations survenues dans la Ville de Gatineau;
 - D-2014-164, la Régie accepte que le Distributeur applique de façon rétroactive les modifications apportées aux frais initiaux d'installation pour un CNG.
- Décision permettant de capter les coûts à une date postérieure à la demande, mais antérieure à l'ordonnance de sauvegarde :
 - D-2017-065, demande du Transporteur de fixation des conditions d'un contrat de service de transport d'électricité avec Rio Tinto Alcan inc.
- Décision acceptant de capter les coûts à compter de l'émission d'une ordonnance de sauvegarde, laquelle a toutefois été émise plusieurs mois après le dépôt de la demande :
 - D-2015-109 et D-2015-189, demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus aux États-Unis. Il s'est écoulé environ deux mois entre le dépôt de la demande et l'ordonnance de sauvegarde.

[116] Le Distributeur fait face à un enjeu réel de prévisibilité des règles applicables. Cette imprévisibilité amène un risque réglementaire en l'absence de règles claires.

[117] Le Distributeur 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.

[118] De plus, l'article 48.1 de la LRÉ prévoit que le MRI doit avoir notamment comme objectif l'allègement réglementaire. Or, la création d'un Facteur Z générique et de son compte de neutralisation atteint un tel objectif d'allègement réglementaire. D'une part, en clarifiant les règles applicable et d'autre part, en réduisant le nombre de dossiers que le Distributeur pourrait être amené à déposer en catastrophe, sur la base d'une preuve incomplète, au cas où un événement serait susceptible de se qualifier à titre d'exogène.

- [119] En effet, au moment de la survenance de l'événement, il n'est pas toujours possible d'avoir la certitude que le seuil de 15 M\$ soit atteint. Des demandes, pour lesquelles il pourrait ne jamais y avoir de suite sont donc susceptibles d'être ouvertes à la Régie, allant ainsi à l'encontre de l'efficience souhaitée.
- [120] Le Distributeur estime donc que sa proposition est la plus efficiente et pragmatique. Dès la survenance d'un événement susceptible de se qualifier à titre de Facteur Z, le Distributeur avisera la Régie par lettre de la survenance de l'événement et de la comptabilisation des montants dans ce compte de neutralisation.
- [121] Ce Facteur Z générique et le compte de neutralisation ne constituent par ailleurs qu'un véhicule pour capter les impacts et n'affectent aucunement le rôle de la Régie quant à la récupération éventuelle de ces coûts. La Régie devra, dans tous les cas, déterminer si l'événement se qualifie à titre d'exogène (de Facteur Z), de même que se prononcer sur les modalités de disposition du compte de neutralisation. Un tel examen pourra être fait à l'occasion d'une demande tarifaire ou dans le cadre d'un dossier *ad hoc* (par exemple pour des modifications de référentiel comptable) selon la nature du dossier.
- [122] Le Distributeur constate par ailleurs un appui de certains intervenants quant à cette proposition.

5. PRÉVISION DE LA DEMANDE, APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

5.1 Prévion de la demande

- [123] Le Distributeur prévoit des ventes de 173 178 GWh pour l'année témoin 2019, soit une croissance de 4 124 GWh par rapport à la prévision des ventes retenue par la Régie dans la décision D-2018-025.
- [124] Cette croissance marquée est attribuable tant à la clientèle résidentielle, qu'à la clientèle commerciale et institutionnelle en raison notamment des développements des marchés dont celui de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.
- [125] La croissance des activités industrielles explique le reste de la croissance de la demande.

5.2 Approvisionnements

- [126] Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître pour l'année témoin 2019, les coûts d'achat d'électricité totalisant 1 829,4 M\$.

HQD-14, document 1.3, tableau R-3.1-C (B-0100)

5.3 *Indicateur pour les achats de court terme proposé par la Régie*

[127] Dans sa décision D-2017-043, la Régie demandait au Distributeur de développer un indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur doit établir un lien quantitatif entre les achats de court terme ainsi que l'énergie patrimoniale inutilisée. En annexe de la décision D-2018-025, la Régie propose deux méthodes.

[128] Le Distributeur a fait l'exercice avec une des méthodes proposées par la Régie (méthode A) ; les résultats obtenus ne permettent pas d'établir un tel lien quantitatif.

HQD-6, document 1, section 3.1.2 (B-0017)

[129] Le Distributeur réitère 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, somme toute, limitée.

[130] Les commentaires formulés par la Régie dans sa décision D-2017-022 conservent donc toute leur pertinence :

« [232] La Régie convient que la stratégie d'approvisionnement de court terme du Distributeur doit tenir compte non seulement des caractéristiques propres aux différentes sources d'approvisionnements, mais également de plusieurs facteurs et divers risques et incertitudes, autant sur l'offre que sur la demande.

[233] À l'instar du Distributeur, la Régie considère qu'une analyse *a posteriori* des achats de court terme réalisés ne constitue pas une évaluation de la performance de sa stratégie, puisqu'elle ne tient pas compte des éléments du contexte dans lequel les décisions ont été prises, notamment ceux associés aux conditions climatiques. »

[131] Les meilleurs modèles de prévision ne permettent pas de prévoir exactement les besoins du Distributeur pour les 8 760 heures de l'année. Le Distributeur rappelle qu'il dispose d'un portefeuille varié qui lui permet de faire l'adéquation entre l'offre et la demande dans le cas d'un scénario climatique normal. Le Distributeur a l'obligation de répondre à la totalité des besoins à combler et de s'assurer de respecter les critères de fiabilité. Or, il doit faire face à des aléas importants. Il s'agit d'éléments fondamentaux avec lesquels le Distributeur ne peut pas de spéculer afin de battre le marché.

[132] Le Distributeur peut donc être amené à faire des achats supplémentaires durant les heures critiques, ce qui permet également de limiter les risques de dépassement et de recourir à l'entente globale cadre.

- [133] Les décisions du Distributeur sont prises avec l'information disponible à un moment donné, à l'égard des transactions requises pour assurer la fiabilité de l'alimentation de la clientèle québécoise.
- [134] Le Distributeur constate que la méthode proposée par la Régie utilise des données *a posteriori*. Un tel indicateur ne peut pas tenir compte de l'impact important lié à l'incertitude associée aux aléas.
- [135] La méthode proposée ne tient pas compte 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 que les marchés ne permettent pas toujours l'acquisition de quantités qui suivent parfaitement les variations de la demande.
- [136] Un indicateur *a posteriori* ne peut en aucun cas être utile pour évaluer la performance des stratégies en matière d'approvisionnement à court terme.
- [137] En effet, dans le seul but d'améliorer les résultats d'un tel indicateur, le Distributeur pourrait adopter une stratégie d'approvisionnement non adéquate pour assurer la fiabilité des approvisionnements et pour minimiser les risques financiers. Ainsi, le Distributeur pourrait utiliser « parfaitement » les bâtonnets de l'électricité patrimoniale tout au long de l'année et concentrer ses achats en fin d'année. Cette stratégie, assujettie aux aléas climatiques du mois de décembre, mettrait à risque la faisabilité technique des achats sur les interconnexions et pourrait exercer une pression à la hausse sur les prix de marché par l'acquisition d'un volume important sur une courte période.
- [138] Le Distributeur réitère donc la non-pertinence d'un indicateur de performance pour inciter à une amélioration de sa stratégie d'achat de court terme.
- [139] Afin de répondre aux besoins de suivi du volume des achats de court terme², le Distributeur continuera de déposer, dans les différents suivis, les informations nécessaires afin de faire le suivi des transactions de court terme.

5.4 Suivi demandé par la Régie en réseaux autonomes

- [140] Dans sa décision D-2018-025, la Régie avait demandé au Distributeur qu'un audit énergétique soit rapidement effectué dans les 14 villages du Nunavik et que les résultats soient présentés à l'occasion du dossier tarifaire.
- [141] Le Distributeur a rencontré l'Administration Régionale Kativik (ARK) à quelques reprises et lui a soumis pour discussions le protocole d'audits énergétiques avant

² Décision D-2017-140, paragraphe 112.

de procéder aux audits énergétiques au Nunavik. Bien que le protocole n'ait pas été refait, les commentaires ont été considérés.

Réponse à l'engagement n° 9, HQD-17, document 7 (B-0145)
Anita Travieso, N.S., vol. 5, p. 177

- [142]** En raison des coûts élevés associés à des audits, de l'éloignement et de la difficulté d'accès ainsi que de la faible plus-value de réaliser des audits dans un nombre plus important de villages en raison de l'homogénéité des résidences, le Distributeur concentre ses efforts dans les 10 villages les plus peuplés du Nunavik, lesquels représentent 68,4 % de la population.

Anita Travieso, N.S., vol 4, p. 28-29

«Q. [208] O.K. Et je comprends de ce que vous avez dit en témoignage hier, qu'aller dans les quatre autres municipalités qui n'ont pas été sondées serait superflu parce que les quatre que vous êtes en train de faire c'est un bon profil par rapport aux quatre autres. C'est bien ça que j'ai saisi?

R. Oui, effectivement, parce que les audits, on considère qu'avec la totalité des audits qu'on va avoir faits au Nunavik, donc un total de soixante-dix-huit (78) audits, on est très confiants qu'on est capable de colliger toute cette information-là pour faire un rapport détaillé sur... qui va en fait desservir ou servir à l'ensemble du Nunavik pour réaliser, par la suite, soit des... avoir le potentiel d'économie d'énergie dans l'ensemble du territoire.»

Anita Travieso, N.S., vol 5, p. 181.

- [143]** Le Distributeur utilisera la même méthodologie que pour la première phase d'audits, soit une simulation d'ingénierie à l'aide de données réelles de consommation. Cette approche sera suffisante afin de mieux connaître la consommation des chambres mécaniques. Les résultats des audits serviront d'intrants à une étude de potentiel en efficacité énergétique et en GDP pour les 14 villages du Nunavik.

HQD-14, document 1.5, question 6.2 (B-0128)

- [144]** Le Distributeur utilise les données de consommation réelle de plus de 260 chambres mécaniques dans les unités multilogements au Nunavik. Ces données, avec celles obtenues de TEQ sur le sous-mesurage de cinq maisons jumelées de Quaqtq, compléteront les informations obtenues au moyen des audits énergétiques afin de préciser les causes de la consommation des ménages en 2^e tranche d'énergie au tarif DN au Nunavik.

HQD-14, document 5, question 2.1.1 (B-0071)
Frédéric Aucoin, N.S., vol. 4, p. 37

[145] Les résultats des audits seront communiqués en début d'année 2019 à l'ARK et, à l'occasion d'un prochain dossier tarifaire, à l'ensemble des participants.

Frédéric Aucoin, N.S., vol. 5, p. 170

[146] Le Distributeur soutient que beaucoup d'efforts sont déployés afin de développer une offre de programmes d'efficacité énergétique qui réponde aux besoins spécifiques de chaque réseau autonome et d'encourager l'efficacité énergétique dans ces régions. Au Nunavik, plusieurs programmes sont actuellement offerts, notamment le Remplacement de produits d'éclairage dans les bâtiments affaires, le programme de sensibilisation (dont celle à la pointe hivernale) et les troussees éducatives distribuées dans les écoles des 14 villages. D'autres ont eu cours dans les dernières années et se sont terminés après avoir atteint les objectifs recherchés (par exemple, le programme éclairage résidentiel).

HQD-10, document 1, p. 17-18 (B-0026)

6. LES COÛTS ÉVITÉS

6.1 *Contexte*

[147] Dans sa décision D-2018-025, la Régie indiquait, qu'au-delà de la méthodologie d'établissement des coûts évités, un débat devrait être entrepris afin de définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes devant être évalués d'un point de vue économique.

[148] Le Distributeur demande à la Régie, comme à chaque année, d'approuver les coûts évités présentés. Il cherche également à répondre aux préoccupations exprimées par la Régie quant à la pertinence des signaux des coûts évités, à l'utilisation qui en est faite et à la robustesse des décisions qui découlent des analyses économiques réalisées avec ces coûts évités.

HQD-4, doc. 3.1, pp. 25 à 40 (B-0051)

[149] Depuis l'utilisation des coûts évités dans les analyses économiques dans le cadre du Plan global en efficacité énergétique, la méthodologie utilisée par le Distributeur afin de les établir est toujours demeurée pertinente, en plus de s'avérer relativement simple. Les coûts évités ont servi d'intrants dans la prise de décision menant à la réalisation de mesures, programmes et projets, de même que de balises dans la fixation des tarifs et options tarifaires.

[150] À ce sujet, le Distributeur rappelle que tant la méthodologie ayant permis la détermination des coûts évités que leur utilisation ont été examinées et approuvées par la Régie au fil de ses décisions.

[151] Le Distributeur constate que les interrogations de la Régie semblent avoir pris naissance au cours de récents dossiers. À cette occasion, de nombreuses analyses ont été réalisées à la demande d'intervenants et de la Régie elle-même, malgré les mises en garde du Distributeur. Ces analyses auxquelles le Distributeur a répondu, si elles poursuivaient des objectifs tout à fait légitimes, reposaient néanmoins sur une utilisation des coûts évités pour laquelle ils ne sont pas destinés.

6.2 Objectifs des coûts évités et des analyses économiques

[152] Le Distributeur estime tout d'abord nécessaire de rappeler à quoi servent les coûts évités.

[153] Les analyses économiques et les coûts évités sont des outils d'aide à la décision. Ils permettent de déterminer si, sur la base des informations disponibles au moment de la prise de décision, la mise en place d'une mesure, d'un programme, d'un projet ou d'un tarif est économiquement rentable pour le Distributeur et sa clientèle.

[154] L'objectif de ces analyses n'est pas de calculer une valeur économique précise (l'ampleur de la VAN (valeur actuelle nette) est peu pertinente), mais de s'assurer que la mesure, le programme ou le projet (le « projet ») dégage une marge de manœuvre suffisante, compte tenu du fait qu'au moment de la prise de décision, plusieurs paramètres du projet reposent sur des hypothèses.

[155] Afin de pallier l'incertitude inhérente aux paramètres utilisés, le Distributeur a recours à des analyses de sensibilité sur les variables clés du projet (par exemple, en devançant le signal des coûts évités de long terme ou encore en révisant à la hausse ou à la baisse le niveau des coûts évités) ou une recherche du point mort. Ces analyses permettent d'apprécier le degré de robustesse du projet analysé en s'assurant qu'il demeure rentable même si ses paramètres devaient évoluer défavorablement. Il s'agit à l'évidence d'une bonne pratique d'affaires.

[156] À la suite de l'ensemble de ces analyses, le Distributeur est à même de conclure à la rentabilité économique du projet analysé et de recommander, le cas échéant, sa mise en place.

6.3 Coûts évités en énergie

[157] Les coûts évités de l'énergie, court terme et long terme, permettent d'évaluer l'impact d'une mesure, d'un programme ou d'un projet touchant les approvisionnements en énergie du Distributeur.

6.3.1 Coûts évités en énergie de court terme

[158] Les coûts évités de court terme s'appliquent pour refléter la valeur de l'énergie lorsque le Distributeur n'a pas besoin de recourir à de nouveaux approvisionnements en énergie de long terme.

[159] Malgré l'existence de surplus patrimoniaux, le Distributeur doit effectuer des achats en hiver (décembre à mars) sur les marchés de court terme afin de combler les besoins de ses clients, plus élevés au cours de cette période. Pour ces mois, le coût évité reflète donc son coût d'approvisionnement sur ces marchés. Il est établi sur la base des prix à terme du marché de référence, soit New York, auxquels sont ajoutés les frais afférents³. Le reste de l'année, le coût marginal est celui du coût de l'électricité patrimoniale. Ces prix reflètent une utilisation continue de l'énergie au cours de l'année.

- De décembre à mars, signal établi à 4,1 ¢/kWh (\$2018), indexé à l'inflation.
- D'avril à novembre, signal établi à 2,9 ¢/kWh (\$2018), indexé à l'inflation.

[160] 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, une distinction entre les heures de pointe et hors pointe du marché de référence a été introduite. Cette distinction, approuvée par la Régie, est justifiée puisqu'elle permet de refléter la structure des prix de l'énergie sur le marché de référence.

[161] D'autres périodes que celles prédéfinies par le marché de référence pourraient être utilisées pour différencier les coûts évités en énergie. Par exemple, on pourrait établir un coût évité spécifique pour les 100 ou 300 heures de plus forte charge du Distributeur. Or, le Distributeur n'a pas eu besoin jusqu'à présent d'un tel coût évité puisqu'aucune mesure, programme ou projet ne l'a nécessité aux fins d'une analyse de rentabilité économique. Le cas échéant, le Distributeur demandera à la Régie de faire approuver un tel indicateur.

HQD-14, doc. 3, réponse à la question 5.3 (B-0067)

HQD-14, doc. 1.4, réponse à la question 20.4 (B-0105)

[162] À ce sujet, le Distributeur souligne toutefois qu'il s'agit bien ici de coûts évités en énergie et non en puissance. Ainsi, il n'est pas pertinent d'introduire des coûts évités en énergie dans l'analyse de rentabilité économique d'une mesure qui vise à répondre à un besoin en puissance. En effet, ni les revenus, ni les coûts de l'énergie qui pourrait (ou pas) être appelé en mode opérationnel selon les besoins de court terme, ne doivent être pris en compte dans l'analyse économique.

³ Frais de sortie, frais de courtage et frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

HQD-14, doc. 2, réponse à la question 44.1 (B-0066)

6.3.2 Coûts évités en énergie de long terme

[163] Lorsque les volumes d'énergie requis sont trop importants pour être acquis sur les marchés de court terme, le Distributeur doit recourir à des approvisionnements de long terme.

[164] Afin d'estimer le coût qui découlerait d'un tel approvisionnement, le Distributeur se base sur la meilleure indication dont il dispose, soit le quatrième appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01). Ce coût a été ajusté afin de tenir compte de la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens, sur la base d'études objectives et indépendantes.

- À partir de 2028, signal établi à 8,0 ¢/kWh (\$2018), indexé à l'inflation, soit :
 - 6,0 ¢/kWh (\$2018) pour la fourniture
 - 2,0 ¢/kWh (\$2018) pour le transport et l'équilibrage.

[165] Le coût de ces contrats, incluant le transport et l'équilibrage, reflète au mieux les coûts qui devraient être assumés pour l'acquisition d'un approvisionnement en énergie de long terme, dont les livraisons d'énergie seraient fermes et garanties. Ce signal de prix est objectif et reflète la valeur sur le marché d'un nouvel approvisionnement en énergie de long terme.

HQD-14, doc. 1.5, réponse à la question 5.3 (B-0128)

[166] Une estimation axée, notamment, sur une combinaison ou une pondération de coûts de sources diverses ne saurait être que conjecturale. Par exemple, rien d'indique que le coût marginal du Producteur (information dont ne dispose pas, par ailleurs, le Distributeur) soit un bon indicateur du prix auquel il offrirait son énergie dans le cadre d'un appel d'offres. Au contraire, selon toute vraisemblance, ce prix refléterait plutôt son coût d'opportunité.

6.4 Coûts évités en puissance

[167] Les coûts évités en puissance permettent d'évaluer l'impact d'une mesure, d'un programme ou d'un projet visant les besoins en puissance du Distributeur.

6.4.1 Coûts évités en puissance – fourniture-transport charge locale

[168] Tout comme pour l'énergie, les coûts évités en puissance pour la fourniture permettent de refléter les coûts associés à des approvisionnements additionnels de court terme ou de long terme.

[169] Le signal de court terme reflète le coût d'un approvisionnement en puissance de type UCAP. Il est estimé par le Distributeur et repose sur sa connaissance des prix de puissance pour ce type de produit et sur les prévisions d'organismes spécialisés.

- Signal établi à 20,0 \$/kW-hiver (\$2018), indexé à l'inflation.

[170] Les coûts historiques ne constituent pas une bonne référence pour anticiper les prix futurs puisque ces derniers sont tributaires de la conjoncture et de la disponibilité des équipements en place dans les marchés, lesquels sont en constante évolution.

Charles-David Franche, N.S., vol. 5, pp. 129 à 131

[171] Quant au signal de long terme, 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 2015-01. Un balisage indépendant a confirmé le caractère concurrentiel des contrats. Il s'agit du meilleur indicateur disponible pour refléter le coût d'un futur approvisionnement en puissance de long terme.

HQD-14, doc. 1.5, réponses aux questions 5.1 et 5.2 (B-0128)

- À partir de 2024, signal établi à 112 \$/kW-an (\$2018), indexé à l'inflation

6.4.2 Coûts évités en transport et distribution

[172] Le Distributeur rappelle d'abord que les réseaux de transport et de distribution sont bâtis de façon à répondre à la demande de pointe, tout en respectant les critères de fiabilité. Plus la demande est importante au moment de la pointe, plus le Distributeur et le Transporteur devront investir sur leur réseau respectif. *A contrario*, une réduction de la demande de pointe réduira les besoins d'investissement.

« R. Ça fait qu'au niveau des postes, en effet, la prévision est envoyée aux équipes de planification, ça fait que pour chacun des postes, ils ont l'historique de la gestion de la demande en puissance et ils ont aussi, dans le fond, une prévision, ou en tout cas, ils ont aussi, dans le fond, une prévision ou, en tout cas, l'information disponible à ce jour pour qu'ils en tiennent compte. Ça fait que, nous, dans le fond, on s'assure que l'information soit disponible conformément aux Tarifs et conditions et plans des charges et des ressources. Suite à ça, si on prend mettons l'exemple, justement, qui pourrait être le plus facile à comprendre, c'est que la gestion de la demande pourrait en effet réduire un investissement au sens que si jamais ça contribue à ne pas dépasser la CLT comme j'ai expliqué tantôt, ça pourrait retarder un investissement. »

Frédéric Aucoin, N.S., vol. 4, p. 97

- [173] 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.
- [174] Les coûts évités de transport et de 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 dix ans, de même que les investissements déclenchés par 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 conjoncturelle.
- [175] Cette méthode permet d'internaliser autant les variations annuelles que les disparités régionales de la croissance de la demande et des investissements qui en découlent.
- [176] Les coûts évités de transport et de distribution présentement utilisés ont été établis et approuvés par la Régie dans le cadre du dossier R-3677-2008. Ils sont depuis indexés annuellement.
- Coût évité de transport établi à 50 \$/kW-an (\$2018), indexé à l'inflation
 - Coût évité de distribution établi à 18 \$/kW-an (\$2018), indexé à l'inflation.
- [177] Le Distributeur s'assure chaque année que le niveau de ces coûts évités reflète toujours sa réalité. Pour ce faire, ces coûts sont recalculés annuellement, sur la base des plus récentes prévisions des investissements et de croissance de la demande en puissance.
- [178] Si un changement permanent et significatif du niveau des coûts évités devenait évident, le Distributeur mettrait à jour les coûts évités de transport et de distribution pour refléter cette nouvelle tendance.
- [179] Le Distributeur souligne que les coûts évités de transport et de distribution sont des indicateurs qui permettent de prendre en compte le fait qu'il n'y a pas d'appariement, sur une base annuelle, entre la croissance de la demande et les investissements nécessaires pour y faire face. La réalité physique des réseaux fait en sorte qu'un MW de croissance au moment de la pointe, à une année donnée, ne déclenche pas nécessairement un investissement immédiat. En effet, les investissements ont un profil « en escalier », puisque c'est l'accumulation des charges sur les réseaux qui déclenche un nouvel investissement plutôt que l'ajout d'une seule charge. Cet investissement sera suffisant pour absorber de

nouvelles charges, jusqu'à ce qu'à nouveau, un investissement soit nécessaire. La méthodologie retenue tient compte de cet élément.

« [...] ce n'est pas du un pour un, puis ce n'est pas non plus une adéquation une année pour une année, c'est-à-dire qu'il va y avoir... À titre d'exemple là, par exemple, la GDP pourrait déplacer un investissement, peut-être dans cinq (5) ou six (6) ans. Donc, là ce qu'on regarde, puis là ce qu'on essaie, au travers des coûts évités, c'est de donner une valeur économique à un kilowatt (KW). D'accord? Donc, on va regarder sa charge, la variation de la charge dans son ensemble puis on va regarder les investissements reportés dans leur ensemble. Donc, il n'y a pas une attribution non plus... c'est ça. Il n'y a pas une attribution un pour un puis il n'y a pas une adéquation parfaite une année sur l'autre, si on regarde ça dans son ensemble, sur une horizon de dix (10) ans. Puis, ce qui va nous permettre de pouvoir évaluer quel est le mégawatt (MW), ou le kilowatt (KW) supplémentaire, quel va être sa valeur? Bien. À partir du coût unitaire, on va faire une annuité puis on va pouvoir estimer la valeur d'un kilowatt an (KW-An). »

Stéphanie Giaume, N.S., vol. 4, pp. 157 et 158

« Donc, tout ce qu'on est capable de présumer, c'est qu'il y a probablement des endroits où on est juste sur le bord de monter la marche, puis il y a des endroits où on a beaucoup d'espace avant de se rendre à la marche. Donc, l'exercice qui est fait, c'est une moyenne. On regarde l'augmentation totale sur les dix (10) prochaines années, de la croissance, puis on regarde les investissements totaux en croissance sur les dix (10) prochaines années puis on est capable, puis c'est l'exercice, de transformer des marches en une droite, une diagonale, qui vise à représenter la pente de l'escalier. Ça, c'est l'exercice qui est fait. »

Dave Rhéaume, N.S., vol. 4, pp. 159 et 160

- [180]** En conséquence, il est clair que rares sont les augmentations ou réductions de la demande en puissance qui auront un impact à court terme sur les réseaux et identifiable de façon précise. Il est donc impossible de mesurer ou percevoir un quelconque effet direct de ces variations de la demande. Toutefois, toute augmentation de charge à la pointe contribuera, à terme, à déclencher un investissement sur les réseaux. De même, toute réduction de la charge à la pointe permettra de libérer de l'espace sur les réseaux, lesquels pourront alors accueillir de nouvelles charges, et ce, sans investissement additionnel.
- [181]** Le Distributeur souligne qu'on ne peut raisonnablement soutenir que la réduction de la demande à la pointe du réseau n'a aucun impact, à moyen et long termes, sur les investissements nécessaires sur ces réseaux.
- [182]** Enfin, l'analyse des investissements et de la croissance de la charge est faite de façon globale. En conséquence, les coûts évités de transport et distribution reflètent implicitement les disparités régionales qui peuvent exister quant à la capacité d'accueillir de nouvelles charges. Cette approche est tout à fait justifiée

puisque les mesures, programmes et projets proposés par le Distributeur visent presque toujours l'ensemble de sa clientèle.

6.5 *L'utilisation des coûts évités dans la prise de décision*

- [183] Le Distributeur croit important de réitérer que l'objectif des analyses économiques est d'évaluer l'intérêt économique de réaliser ou non une mesure, un programme ou un projet (« le projet ») sur toute sa durée de vie.
- [184] Il nécessite une bonne compréhension des implications du projet sur la clientèle, l'équilibre énergétique et le réseau et d'identifier la nature et la finalité du projet :
- Quel est le contexte énergétique ?
 - Quel est l'objectif de la mesure, du programme ou du projet ?
 - Quel est le service rendu par celui-ci ?
- [185] Le Distributeur a mis en évidence que, bien que la méthodologie de calcul des coûts évités n'ait pas changé, leur valeur a fluctué en fonction du contexte énergétique. De même, chaque fois où le Distributeur a eu recours aux coûts évités, au cours des années, afin de juger de la rentabilité de programmes, projets ou options tarifaires, il s'est assuré de faire un appariement entre le coût évité retenu et le service rendu.
- [186] Par exemple, dans le présent dossier, les options de tarification dynamique, qui se sont ajoutées au portefeuille de moyens du Distributeur pour lui permettre de contenir la croissance des besoins en puissance, ont été calibrés en tenant compte du coût évité de la puissance. Le coût évité retenu offre ainsi un bon reflet de l'état de l'équilibre énergétique du Distributeur.
- [187] Comme le Distributeur l'a indiqué précédemment, l'ajout d'un coût évité en énergie dans le cas de l'analyse de mesures ou tarifs visant une réduction de la demande en puissance n'est pas approprié. En effet, de telles mesures ne visent pas une réduction de la demande en énergie. Elles pourraient par exemple amener un simple déplacement de la consommation, donc sans réduction totale de cette dernière, mais demeurées pertinentes. Leur intérêt ne réside pas dans la réduction de la consommation d'énergie.
- [188] En d'autres termes, l'intégration de coûts évités en énergie dans une analyse économique visant une mesure de réduction de la demande en puissance (programme GDP Affaires, par exemple) impliquerait qu'on juge que la rentabilité de cette mesure, en partie, sur les économies d'énergie indirectement générées. Or, cette mesure doit démontrer sa rentabilité même si les clients visés n'étaient jamais interrompus.
- [189] Au contraire, dans le cas des mesures en économie d'énergie, par exemple, l'objectif est une réduction de la consommation énergétique. Dans ce cas,

l'utilisation des coûts évités en énergie est tout à fait justifiée. Mais le Distributeur pourrait également inclure à son analyse une valeur pour les coûts évités en puissance, puisque de telles mesures peuvent avoir, indirectement, un impact à la baisse sur la demande en période de pointe.

[190] Le Distributeur tient à souligner que les analyses économiques sont distinctes des analyses financières. En effet, une analyse économique se positionne sur la rentabilité d'un projet sur toute sa durée de vie. Une fois la décision prise quant au projet, l'analyse financière permet d'estimer l'impact d'un projet sur les revenus requis du Distributeur en prenant en compte les paramètres financiers liés au projet tels que les charges d'amortissement, les frais financiers et le rendement sur l'avoir propre. En d'autres termes, les coûts évités ne peuvent servir à calculer finement l'impact d'un projet sur les revenus requis du Distributeur. Ils servent à donner une indication de l'impact à la marge d'un projet sur les revenus requis.

HQD-14, document 2, réponse à la question 43.1 (B-0066)

[191] En conséquence, il est incorrect, du point de vue méthodologique, d'introduire aux analyses économiques des éléments relevant d'une analyse financière ou de nature comptable.

[192] Enfin, le Distributeur insiste sur le fait qu'une analyse économique requiert nécessairement une part de jugement, notamment quant aux coûts évités à utiliser et à la façon de les appliquer. Il est illusoire vouloir appliquer une formule ou une grille d'analyse uniforme pour tous les cas de figure. C'est la raison pour laquelle les choix méthodologiques en matière d'analyse économique font l'objet d'une analyse sérieuse de la part du Distributeur, et ce, pour chaque mesure, programme ou projet qu'il propose.

7. TARIFICATION

7.1 Interfinancement et hausses différenciées

[193] Le Distributeur propose une hausse uniforme des tarifs, et ce, dans un contexte d'engagement du Distributeur de maintenir les hausses tarifaires sous l'inflation. Des ajustements différenciés selon la variation des coûts pourraient conduire à des impacts brusques et déséquilibrés ce qui n'est pas souhaitable.

[194] Le Distributeur soutient par ailleurs qu'il appartient à la Régie de décider du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées et de l'opportunité d'appliquer des hausses différenciées par catégorie de consommateurs, le cas échéant.

[195] Le Distributeur tient à souligner que toutes les rubriques des revenus requis, incluant l'impact du compte de nivellement pour les aléas climatiques, doivent faire partie du calcul des hausses tarifaires différenciées reflétant la variation des coûts.

7.2 *Stratégie domestique*

[196] Le Distributeur propose, pour le 1^{er} avril 2019, la poursuite de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif D, le faisant passer à 40 kWh/jour en 2019, soit la cible reconnue par la Régie.

[197] Tout comme lors du dossier tarifaire précédent, le Distributeur estime que le contexte énergétique ainsi que de l'essor de la production distribuée justifient une augmentation uniforme des deux tranches d'énergie. Cette hausse uniforme n'altère par ailleurs pas le caractère progressif du tarif D. Il s'agit d'une stratégie équilibrée, qui permet de mieux refléter la structure des coûts évités de long terme tout en atténuant les impacts sur les petits consommateurs.

[198] Bien que le Distributeur soit d'avis que le déséquilibre entre les structures des coûts évités et des prix d'énergie justifierait d'appliquer une hausse en totalité sur le prix de la 1^{re} tranche, il propose plutôt d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie afin d'épargner les petits consommateurs, notamment les ménages à faible revenu. En ce sens, la hausse uniforme constitue une proposition qui tient compte de la capacité de payer de ces ménages.

[199] Bien que la production distribuée ne soit pas justifiée économiquement parlant, le Distributeur constate néanmoins une croissance importante des clients à l'option de mesurage net, d'où la pertinence d'éviter une croissance trop rapide du prix de la 2^e tranche.

[200] Au tarif DT, le Distributeur maintient sa proposition de geler les prix d'énergie afin de réduire l'effritement du parc de biénergie. Le Distributeur propose que le manque à gagner d'environ 100 000 \$ résultant de cette proposition soit récupéré auprès des autres clients domestiques, tel que la Régie l'avait approuvé dans ses décisions D-2017-022 et D-2018-025.

Louise Trépanier, N.S., vol. pp. 93-95

[201] La Figure R-1.5 illustre que la stratégie du Distributeur d'accroître les économies sur la facture d'électricité des clients au tarif DT par rapport au tarif D fonctionne puisque la proportion de clients bénéficiant de plus grandes économies augmente.

Figure R-1.5, HQD-14, document 12, réponse à la question 1.5 (B-0079)

[202] Les efforts de sensibilisation du Distributeur, conjugués à sa stratégie tarifaire, devraient contribuer à ce qu'un plus grand nombre de clients profitent des avantages du tarif DT.

[203] Pour les clients qui ne réalisent pas d'économies, l'approche est de comprendre la cause des pertes financières par rapport au tarif D afin d'aider les clients à identifier les mesures à mettre en place pour réaliser à nouveau des économies. Pour ce faire, le Distributeur prend contact avec chaque client par téléphone. Les clients dont le système biénergie n'est plus conforme sont transférés au tarif D. Pour les clients moins avantageés par le tarif DT, le Distributeur a choisi un accompagnement adapté sous la forme d'un relevé personnalisé indiquant le gain annuel sur la facture d'électricité. Avec cette information, le client est en mesure de prendre une décision éclairée quant au bien-fondé de conserver ou non son adhésion au tarif DT.

HQD-17, doc. 5, réponse à l'engagement n° 5 (B-0149)
Anita Travieso, N.S., vol.3, pp. 201-202, 207 et suivantes

[204] Cela dit, le Distributeur entend faire des efforts d'accompagnement des clients au tarif DT, cependant il ne peut prendre les décisions à leur place. Le Distributeur rappelle que le choix de tarif est la responsabilité du client et que ce principe est reconnu par la Régie.

7.3 *Tarif de relance industrielle pour la clientèle au tarif M*

[205] Dans sa décision D-2018-025, la Régie demandait au Distributeur d'explorer la possibilité d'offrir un tarif de relance industrielle à la clientèle au tarif M. Au présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa proposition d'introduire un tarif de relance industrielle pour les clients industriels de moyenne puissance (puissance 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.

[206] L'intervenant AQCIE-CIFQ appuie cette proposition et les libellés prévus aux articles 4.41 et 4.42 des Tarifs veilleront à l'application de ce tarif aux abonnements liés principalement aux activités industrielles.

7.4 *Tarif de développement économique*

[207] Compte tenu de l'ensemble de la preuve au dossier, le Distributeur estime que le maintien du tarif de développement économique est toujours pertinent et qu'il devrait être reconduit pour 2019.

HQD-14, document 1.3, p. 51 (B-0100)

7.5 *Tarifification dynamique*

[208] Le Distributeur présente au présent dossier des propositions d'options de tarification dynamique – heures critiques, qu'il souhaite implanter progressivement à compter de l'hiver 2019-2020. Les deux options retenues par le Distributeur et présentées au présent dossier s'adressent à la clientèle domestique et aux petits clients commerciaux.

[209] Ces options tarifaires contribueront à réduire les besoins en puissance à la pointe sur une période maximale de 100 heures et constituent un moyen additionnel de gestion de la demande en puissance.

Stéphanie Giaume, N.S. vol. 5, pp. 108-109, 150-153

[210] Offertes sur une base volontaire, ces options sont susceptibles d'intéresser différents segments de la population. Ainsi, elles permettront de bonifier l'offre aux clients tout en permettant à ceux 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.

[211] Les critères qui ont guidé le Distributeur dans l'élaboration des options de tarification dynamique sont la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, avant effacement, l'acceptabilité de la clientèle, la simplicité de compréhension et d'application des options ainsi que le caractère volontaire de l'offre.

[212] Le Distributeur estime que ces deux options assureront une diversification et une bonification de l'offre tarifaire, chacune pouvant intéresser différents segments de la clientèle en répondant à leurs attentes afin de maximiser l'adhésion. Les économies réalisées par les différents segments de la clientèle dépendront des efforts et des profils des clients participants à l'une ou l'autre des options.

[213] Le Distributeur entend déployer ces options de façon progressive, 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.

Martine Fillion, N.S., vol. 5, pp. 51-52

Martine Fillion, N.S., vol. 5, pp. 27-28, 30

[214] Afin d'assurer le succès⁴ de cette nouvelle offre tarifaire, tant pour le Distributeur que pour les participants, il entend développer une offre d'accompagnement solide⁵ par l'entremise d'outils adaptés à chacune des options et permettant une prise de décision éclairée des clients pour une participation à la tarification dynamique.

Martine Fillion, N.S., vol. 4, pp. 172 et suivantes

Martine Fillion, N.S., vol. 5, pp. 23-24

[215] Le Distributeur propose d'accompagner plus spécifiquement la clientèle MFR et de sensibiliser la clientèle au risque d'une possible facture d'électricité plus élevée au TPC qu'au CPC. Le Distributeur rappelle encore une fois que le choix de tarif est de la responsabilité des clients.

[216] Également afin d'assurer le succès commercial du TPC, le Distributeur estime que l'exclusion des heures de pointe critique des fins de semaine est nécessaire, sans en atténuer son utilité à répondre aux besoins du Distributeur. En effet, le client qui ne réussit 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 le prix en pointe plus élevé. Or, les jours de fin de semaine sont généralement consacrés aux tâches ménagères et les membres du ménage sont davantage présents à la maison, ce qui laisse peu de marge de manœuvre. C'est pour cette raison que le Distributeur souhaite que les clients au TPC puissent jouir de jours entiers lors des fins de semaine à l'abri d'une facturation à prix élevé.

[217] Quant aux clients au CPC, bien qu'ils ne soient pas tenus de réduire leur consommation lors d'événements de pointe critique durant les fins de semaine, ils pourront le faire s'ils le souhaitent en vue d'augmenter leurs économies et contribuer ainsi de façon volontaire à la gestion du réseau pendant les fins de semaine.

[218] En plus de l'aide à la prise de décision, le support offert par le Distributeur aux participants à la tarification dynamique consistera à offrir divers conseils sur son site Web sur les bonnes pratiques pour maximiser leurs économies à la tarification dynamique.

« R. Donc, on a développé ce qu'on est en train de concevoir puis qu'on va implanter, là, c'est une offre très très importante sur le web où le client, comme je disais, va pouvoir simuler et va pouvoir suivre à chaque jour un peu, le geste qu'il a posé, ça a donné quoi comme économie de consommation. On veut le rendre autonome. »

⁴ Notes sténographiques du 11 décembre, volume 5, p. 28.

⁵ Notes sténographiques du 11 décembre, volume 5, p. 53.

Martine Fillion, N.S., vol. 5, p. 43

Martine Fillion, N.S., vol. 4, p. 202

Martine Fillion, N.S., vol. 5, pp. 42-43, 45-46

[219] Puisque les participants auront la liberté d'utiliser tout moyen à leur disposition pour réduire leur consommation d'électricité lors des événements de pointe critique, les conseils du Distributeur porteront sur divers moyens tant manuels qu'automatiques, selon le recours ou non à des technologies facilitantes.

[220] Aussi, 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 évaluera l'intérêt de la clientèle par le taux d'adhésion, la satisfaction de celle-ci par l'entremise de sondages ciblés ainsi que par le taux de désistement. Le Distributeur évaluera également l'impact sur les besoins en puissance par l'analyse des données de mesurage.

Louise Trépanier, N.S., vol. 5, pp. 63-64

HQD-14, doc. 1.3, réponse à la question 11.1 (B-0100)

[221] 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. Le Distributeur collaborera également afin que les modifications qui pourraient s'avérer nécessaires puissent être adoptées à temps par la Régie pour l'hiver 2021-2022, à l'occasion d'une phase 1 du dossier tarifaire.

Louise Trépanier, N.S., vol. 5, pp. 183-187

7.5.1 Signal de prix utilisé pour la tarification dynamique

[222] Le coût évité de long terme de 112 \$/kW-an constitue une balise parmi d'autres pour établir la structure des prix aux options de tarification dynamique.

[223] Le Distributeur considère qu'un signal de prix de 50 \$/kW-hiver durant les heures de pointe critique (50 ¢/kWh sur une base de 100 heures critiques) est adéquat. Ce signal de prix a été testé lors de la consultation publique et est ressorti comme un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation. Un écart de prix significatif constitue une bonne pratique en matière de tarification

dynamique afin d'accroître l'incitatif des clients, ce que la Régie a d'ailleurs reconnu dans son Avis.

- [224] Il considère également que fixer le prix du CPC au niveau du TPC évite le potentiel de cannibalisation entre les deux options. Ainsi, la fixation du crédit de pointe critique à 1,00 \$/kWh, comme le suggère la FCEI, pourrait engendrer ce type de distorsion.

N.S., vol. 4, p. 56 et 58

- [225] Le Distributeur propose d'introduire un tarif de pointe critique pour la clientèle de moyenne puissance. Compte tenu des opinions mitigées des participants de cette clientèle aux groupes de discussion, il est proposé d'offrir ce type de tarif dans le cadre d'un projet pilote à un nombre restreint de clients.

8. PLAN D'ACTION POUR LES MFR

- [226] Le Distributeur continue ses efforts afin de soutenir les MFR.

8.1 *Ententes de paiement*

- [227] L'entente personnalisée Solution B Plus est en place depuis le 3 avril 2018. Elle vise les clients à très faible revenu, soit ayant un revenu à 50 % du seuil de faible revenu de Statistiques Canada. Le versement mensuel est basé sur 5 % du revenu brut du client.

- [228] Les résultats finaux de l'entente prévoyant l'effacement graduel de la dette ne sont pas concluants. Le Distributeur n'entend donc pas déployer cette mesure.

- [229] La 1^{re} phase du centre d'accompagnement a été mise en place en avril 2018. Elle vise à prendre en charge la validité de l'admissibilité des MFR et l'offre d'entente de paiement personnalisées.

- [230] Le Distributeur a également développé un nouvel outil permettant d'analyser le dossier du client et déterminer l'entente appropriée à celui-ci. Cet outil tient compte du revenu du client ainsi que de son parcours.

« R. Bon. Je pense que ce qui est important de comprendre, puis on va revenir de façon globale sur les principes directeurs qui ont guidé les nouveaux modèles d'ententes qu'on a implantés en avril.

Donc, le premier principe directeur, c'était d'abord l'équité. Donc, on voulait s'assurer que, plus le revenu du client était faible, plus l'entente était généreuse et meilleur était le soutien d'Hydro-Québec. Ça, c'était le premier principe.

Le deuxième principe, c'est qu'on voulait offrir un seul type d'entente par classe de revenu. On ne voulait pas non plus pénaliser différents

groupes par rapport à d'autres. Donc, un couple de personnes âgées par rapport à une famille monoparentale, on est maintenant basé sur le revenu. Donc c'est équitable pour tout le monde. Donc, l'objectif, c'était vraiment ça. »

Martine Fillion, N.S., vol. 3, pp. 194 et 195.

- [231]** De même, l'automatisation de l'analyse des dossiers permet au représentant de se concentrer sur l'accompagnement du client en misant sur une communication personnalisée et adaptée à sa situation. Le représentant s'assure que le client comprend bien les modalités de l'entente. Il discute du choix de la date des versements afin de les faire concorder avec ses entrées de fonds. Il prend le temps d'expliquer clairement la nature des documents de preuve de revenu à fournir ainsi que la méthode d'envoi.

8. CONCLUSION

[232] La hausse tarifaire de 0,8 % demandée, sous l'inflation encore cette année, témoigne d'une gestion rigoureuse de l'ensemble de ses activités dans le contexte de la transition énergétique.

[233] Le Distributeur a soumis une demande qu'il croit équilibrée, apte à lui permettre de se préparer à négocier adéquatement le virage de la transition énergétique.

[234] Sa demande se caractérise cette année par une proposition d'options de tarification dynamique qu'il entend déployer au cours des prochaines années.

[235] Le Distributeur soutient que sa preuve est complète et demande ainsi à la Régie d'accueillir sa demande tarifaire pour l'année tarifaire 2019-2020.

LE TOUT, RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

MONTREAL, le 18 décembre 2018

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(M^{es} Éric Fraser et Simon Turmel)