

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-4011-2017

HYDRO-QUÉBEC
Dans ses activités de distribution

Demanderesse

et

ACEF de Québec

Intéressée

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2018-2019

ARGUMENTATION

MODIFICATIONS AUX PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT DES REVENUS POUR ALÉAS CLIMATIQUES

- 1- Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie de modifier les modalités de disposition du compte de nivellement des revenus pour aléas climatiques;
- 2- La modification demandée permettrait de récupérer la totalité des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques au montant de 46,7 millions de dollars;
- 3- Plus précisément, la récupération de ce compte se chiffrerait à 43 M\$ une fois que le versement aux revenus requis de 2018 de 3,7 millions \$ aura été fait;
- 4- À elle seule, cette modification demandée par le Distributeur lui rapportera 36 % de ses revenus *additionnels* requis en 2018-2019;
- 5- Par sa décision D-2006-34 la Régie a accepté le mécanisme de nivellement proposé par le Distributeur puisqu'il élimine le risque dû aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution;
- 6- La demande actuelle de disposer des comptes de nivellement est justifiée par une considération étrangère à la création des ces comptes;

- 7- En effet, le Distributeur justifie sa proposition de modification des modalités de disposition des comptes par l'assurance d'une stabilité tarifaire pour les années à venir;
- 8- Cette même proposition fait une entorse à un autre principe rattaché au compte de nivellement;
- 9- En effet, il est prévu que les ajustements des revenus du Distributeur associés aux aléas climatiques se font sur une période d'amortissement de 5 ans;
- 10- La présente demande du Distributeur est de récupérer en une seule année les soldes des comptes de nivellement;
- 11- L'avantage d'un amortissement sur plusieurs années permet d'éviter au consommateur de supporter trop rapidement un effet trop important sur les tarifs;
- 12- Ces pour ces motifs que l'ACEF de Québec est d'avis que la modification des modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques doit être justifiée que par des situations exceptionnelles et faite au bénéfice de la clientèle du Distributeur;
- 13- L'ACEF de Québec est d'avis que le contexte de la présente demande de modification des modalités de disposition du compte de nivellement des revenus pour aléas climatiques présente ce caractère exceptionnel;
- 14- En effet, le Distributeur a présenté une estimation des hausses tarifaires pour la période 2018-2023 selon l'une selon la modalités actuelle de disposition du compte de nivellement et l'autre selon sa proposition (réponse du Distributeur , question 7.2, HQD-15, doc 1.3 page 13) :
- Selon les modalités actuelles, hausses tarifaires estimées à 0,7 % en 2018, 2,8% en 2019, 2,2% en 2020, et 1% par année à partir de 2021;
- Selon l'option « *Modification exceptionnelle* », hausses tarifaires estimées à 1,1% en 2018, 2,5% en 2019, 1,9% en 2020, et 1% par année à partir de 2021;
- 15- Soulignons que la hausse de 2019 , telle que prévue selon la modalité actuelle de disposition du compte de nivellement serait de 2,8% soit un dépassement du taux d'inflation projeté à 2%;
- 16- L'ACEF de Québec est d'avis qu'une telle hausse peut être difficilement supportée par une partie de la clientèle du Distributeur;

Recommandation

Considérant la plausibilité d'une hausse tarifaire relativement élevée pour 2019 telle que prévue par le Distributeur à la pièce B-0080, HQD-15, document 1.3, et l'intérêt de bon nombre de consommateurs pour des tarifs stables, nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de modifier *de façon exceptionnelle* les modalités de disposition des soldes des compte de nivellement pour les aléas climatiques telle que décrite par le Distributeur à la pièce B-0012, HQD-3, document 3.

Autres modalités

Le Distributeur propose de verser le solde de 2,4 M\$ du compte d'écart relatif aux modifications à l'ASC 715, *Compensation – Retirement Benefits*¹ à ses revenus requis de 2018².

Recommandation

Considérant que les montants en jeu sont relativement faibles par rapport aux revenus requis totaux estimés par le Distributeur pour 2018, nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter sa proposition de verser le solde de 2,4 M\$ du compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715, *Compensation – Retirement Benefits* dans ses revenus requis de 2018, sous réserve que ce solde soit établi conformément aux décisions de la Régie en la matière.

Quant au solde de 3,2 M\$³ du compte d'écarts - *programme de Conversion à l'électricité*, nous soumettons respectueusement que son traitement par le Distributeur doit respecter la décision D-2017-119 rendue le 3 novembre 2017 qui « *met fin au CÉR créé par la décision D-2017-037 et en radie les montants inscrits* ».

HAUSSES TARIFAIRES PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS POUR 2018-2019

1

HQD, B-0012, HQD-3, doc. 3, page 8 tableau 2 et ligne 1.

2

HQD-3, doc. 3, p. 9, lignes 15 à 16.

3

Réponse du Distributeur à la question 8.1 de l'ACEF de Québec, pièce HQD-15, doc. 3, p.13.

- 17- Le Distributeur propose que les hausses tarifaires soient de 1,1% en 2018 pour toutes les catégories de consommateurs, à l'exception de la catégorie Grands Industriels dont la hausse ne sera que de 0,8% (B-103, HQD-12 doc 3 version révisée page 15, tableau 8b);
- 18- Cette proposition doit être comparée avec d'autres paramètres tels que la variation des coûts;
- 19- Une approche basée sur la variation des coûts produit des tarifs pour 2018-2019 à la baisse de 0,4% pour le tarif domestique, à la hausse de 1,5% pour les tarifs généraux et à la hausse de 5,8% pour les tarifs « grands industriels » (B-103, HQD-12 doc 3 version révisée page 15, tableau 8b)
- 20- Les indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs pour 2018 résultant de ce scénario seront sensiblement les mêmes que ceux de 2017 (décision D-2017-022 pour le dossier tarifaire R-3980-2016 et tableau de la preuve de l'ACEF de Québec page 15);
- 21- La comparaison entre l'approche sur la variation des coûts et la proposition du Distributeur fait ressortir un net avantage pour les « grands industriel » avec l'application de de la proposition du Distributeur;
- 22- En effet, selon la variation des coûts la hausse des « grands industriels » serait de 5,8% alors que la proposition du Distributeur leur fait bénéficier d'une hausse de 0,8% (preuve de l'ACEF de Québec, page 17);
- 23- Au lieu d'établir la hausse à 1,1% comme pour les autres catégories de consommateur, le Distributeur a diminué la hausse des « grands industriels » de 0,3% et justifie cette diminution parce que le tarif « L » n'est pas visé par l'indexation du coût moyen de la fourniture de l'électricité patrimoniale (B-47, HQD-13 doc 2 page 8, ligne 5 et ss);
- 24- Le tableau 4 à la page 18 de la preuve de l'ACEF de Québec permet de remarquer que le Distributeur a déjà tenu compte de la non-indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour le tarif L;
- 25- Plus précisément, la lecture de ce tableau démontre que le coût de l'électricité patrimoniale alloué à la catégorie domestique « D et DM » augmente de 0,88 % entre 2017 et 2018 alors que celui alloué au tarif L est inchangé;
- 26- Pourtant la hausse du coût de l'électricité patrimoniale en 2018 n'est que de 29 M\$⁴, alors que les *coûts d'approvisionnements totaux* (patrimoniaux et postpatrimoniaux) augmentent de 176 M\$ pour 2017-18 et que le coût du service de *transport* augmenterait de 101 M\$⁵ (Preuve de l'ACEF de Québec page 18) ;

4

HQD, B-0005, HQD-1, document 1, p. 10, lignes 15 à 17.

5

HQD, B-0005, HQD-1, document 1, p. 10, tableau 2.

27- Le Distributeur applique depuis des années une méthodologie approuvée par la Régie pour la répartition des coûts entre les catégories de consommateurs;

28- Cette méthodologie tient compte de tous les facteurs pertinents : électricité patrimoniale, énergie éolienne, coût de transport, coût de distribution et des services à la clientèle, revenus obtenus par catégories de consommateurs avant les hausses de 2018, volumes de vente des catégories de consommateurs, etc⁶;

29- Par contre cette année la proposition du Distributeur distingue les ajustements tarifaires applicables aux clients « Grands industriels » et au reste de l'ensemble de ses clients uniquement sur la base des coûts de l'électricité patrimoniale, soit un seul élément parmi tant d'autres d'impacts plus importants;

30- Par conséquent, la proposition du Distributeur est inéquitable parce qu'elle consiste en une façon raccourcie et incomplète pour tenir compte des coûts propres à chacune des catégories de consommateurs dans l'ajustement tarifaire et fait supporter une partie de la croissance des coûts causés par les « grands clients » par les « petits clients » en 2018;

31- Bien que les résultats de l'étude des coûts effectuée par le Distributeur⁷ déterminant que les revenus *additionnels* requis associés au secteur domestique baisseront de 21,8 M \$

6

Le tableau suivant, préparé par le Distributeur, résume bien l'état des revenus et des coûts entre 2017 et 2018 dans son ensemble; mais la répartition des coûts et les calculs des ajustements tarifaires différenciés par catégories de consommateurs donnent plus de précision, parce qu'ils tiennent compte de nombreuses caractéristiques techniques de différents moyens requis pour fournir de l'énergie (électricité patrimoniale, électricité post-patrimoniale, équipements de transport et de distribution, niveaux de tension, etc.) et de différentes catégories de consommateurs (volumes de ventes, nombre d'abonnés, énergie consommée, puissance de pointe, puissance coïncidente et non coïncidente, etc..).

TABLEAU 2 :
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2018 (M\$)¹

	2017 (reconnu)	2018 (témoin)	Écarts (2018-2017)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques
Revenus	11 693	11 817	125	151				-26
Coût de service	11 693	11 933	241	102	176	101	5	-144
Achats d'électricité	5 812	6 059	247	102	176			-31
Service de transport	2 864	2 965	101			101		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	3 017	2 910	-108				5	-113
Revenus additionnels requis	---	116	116	-49	176	101	31	-144

¹ Les totaux et sous totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

Source : HQD, pièce B-0005, HQD-1, doc. 1, p. 10, tableau 2.

7

Pièce B-0103, HQD-12, document 3 (version révisée du 24 octobre 2017), page 15, tableau 8B, ligne O.

en 2018 ce qui permettrait un gel des tarifs pour les clients aux tarifs D, DM, DP et DT., l'ACEF de Québec considère qu'il ne serait pas raisonnable de geler les tarifs domestiques en 2018 (Preuve de l'ACEF de Québec page 21 et ss);

32- Un gel des tarifs domestiques implique une hausse des tarifs « grands industriels » de 0,8% et une hausse des tarifs généraux (tarif G, tarif M, et tarif LG) de 2,5% . Ce dernier tarif constitue un niveau de hausse *disproportionné* par rapport aux hausses applicables pour les catégories Domestiques et « grands industriels » car il faut considérer aussi que la capacité de payer de certains petits commerces ne serait pas sans limite;

33- C'est pour ces motifs que l'ACEF de Québec ne retient le scénario « Gel des tarifs domestiques »;

34- L'ACEF de Québec est d'avis qu'il serait souhaitable d'appliquer un scénario où les hausses tarifaires évoluent différemment pour les catégories de consommateurs (hausse différenciée), en maintenant un écart relativement faible entre les différentes hausses pour favoriser une *évolution stable des tarifs sans impacts brusques pour toutes les catégories* (Preuve de l'ACEF de Québec page 22 et ss);

35- Selon ce scénario les tarifs domestiques auraient une hausse de 0,9% , les tarifs généraux 1,3% et « grands industriels » à 1,2% (Preuve de l'ACEF de Québec, tableau 7, page 24) ;

36- L'interfinancement pour la catégorie domestique s'est détérioré de façon notable entre 2002 – l'année de référence choisie par la Régie - et 2017 . L'indice la catégorie domestique est passée de 81% en 2002 à 84% en 2017 (Preuve de l'ACEF de Québec, page 24 et ss) ; ;

37- L'ACEF de Québec considère que les hausses tarifaires pour la période 2018-2019 ne doivent pas détériorer davantage le niveau d'interfinancement de la catégorie Domestiques ;

38- Des hausses tarifaires différenciées par catégories de consommateurs en fonction de l'évolution de leurs coûts associées à un maintien d'un écart relativement faible entre les hausses tarifaires applicables aux différentes catégories de consommateurs en 2018 permettrait de favoriser l'évolution stable de leurs tarifs et de tenir compte de la capacité de payer des consommateurs;

Recommandation

Nous recommandons respectueusement que la Régie fixe les tarifs de 2018-2019 :

- Par des ajustements *différenciés par catégories de consommateurs* pour tenir compte de l'évolution de leurs coûts ;
- De considérer seulement les coûts établis selon la méthode de répartition qu'elle a approuvée et utilisée par le Distributeur depuis des années ;
- De tenir compte du fait que le coût de la catégorie Domestiques baisserait légèrement entre 2017 et 2018 ;

- De limiter pour 2018 l'indice de l'interfinancement du secteur Domestiques *aux alentours du niveau de 2017* compte tenu du fait que l'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques s'est diminué de façon notable depuis 2002 ;
- De maintenir un écart relativement faible entre les hausses tarifaires applicables aux différentes catégories de consommateurs en 2018 pour tenir compte de la capacité de payer des consommateurs et pour favoriser l'évolution stable de leurs tarifs.

STRATÉGIE TARIFAIRE

Montant mensuel minimal de la facture

39- Dans le présent dossier, le Distributeur propose l'implantation d'un montant mensuel minimal de la facture (facture minimale) comme une mesure qui *coexistera* avec le maintien de la redevance d'abonnement dont le prix sera gelé pour favoriser les petits consommateurs ⁸. Cette mesure ne s'appliquerait que dans les cas où la consommation d'électricité est très faible ou nulle;

40- Le Distributeur propose d'atteindre en 3 ans un montant minimal de la facture d'environ 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 7 ans, celui de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé afin d'en étaler l'impact plus important⁹;

41- Le Distributeur indique que le nombre de clients susceptibles de payer un montant minimal de la facture *selon le tarif D qu'il propose au 1er avril 2018* serait de 230 424 (Preuve de l'ACEF de Québec page 31);

42- Selon nous, le rythme d'implantation proposée par le Distributeur est raisonnable (3 ans et 7 ans pour l'alimentation en monophasé et triphasé respectivement) ainsi que le montant supplémentaire dû à l'introduction de la facture minimale en 2018 de 3 \$ par mois par rapport à la redevance d'abonnement pour l'alimentation en monophasé;

43- Cependant nous pensons qu'il est souhaitable que le Distributeur propose des montants mensuels minimaux pour les années tarifaires postérieures à 2018-2019 suite à l'expérience des premières années d'implantation;

Recommandation

Nous recommandons respectueusement que la Régie accepte la proposition du Distributeur d'implanter *graduellement* un montant mensuel minimal de la facture dans le but d'améliorer l'équité tarifaire.

Nous recommandons également que la Régie fixe les montants mensuels minimaux pour

8

HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 18, tableau 6.

9

HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 18.

2018-2019 à 15,18 \$/mois et 18,27 \$/mois pour les alimentations en monophasé et triphasé respectivement tels qu'indiqués à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, tableau 2.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui proposer les montants mensuels minimaux de la facture pour les années tarifaires postérieures à 2018-2019 lors des dossiers tarifaires annuels du Distributeur.

Hausse du seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques

44- La hausse du seuil de la première tranche d'énergie s'accompagne normalement par une augmentation du prix de la deuxième tranche d'énergie qui pourraient causer des effets pervers chez les grands consommateurs domestiques;

45- Le Distributeur propose de hausser le seuil de la première tranche de 33 kWh par jour actuellement à 36 kWh par jour en 2018;

46- La simulation de scénarios donnant un seuil de la première tranche de 36, 37 et 38 kWh par jour ne révèle pas d'écarts importants et il en est de même pour des scénarios comprenant une hausse des prix 2 fois plus importante pour la deuxième tranche (Preuve de l'ACEF de Québec, page 33 et ss);

47- Par conséquent, nous croyons qu'on peut augmenter le seuil de la première tranche à 37 kWh par jour en 2018 sans causer d'impacts trop élevés à certains segments de la clientèle domestique du Distributeur;

48- Une hausse du seuil de la première tranche à 37 kWh par jour permettrait de protéger les petits consommateurs en 2018 et serait très utile en 2019 puisque le Distributeur anticipe une hausse tarifaire relativement importante;

Recommandation

Considérant que la hausse du seuil de la première tranche d'énergie représente une mesure concrète pour protéger les petits consommateurs et que la hausse du seuil à 37 kWh par jour en 2018 n'aurait pas d'impacts pervers significatifs sur les autres consommateurs, nous recommandons respectueusement que la Régie fixe le seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques à 37 kWh par jour à partir du 1^{er} avril 2018.

Stratégie relative à la hausse des prix des deux tranches d'énergie dans les prochaines années

49- Le Distributeur propose que pour la mise en œuvre de la structure cible du tarif D, les prix des deux tranches d'énergie soient ajustés uniformément dans les prochaines années¹⁰;

50- Cette proposition repose en grande partie sur l'évolution de la production distribuée au

10

B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 18, lignes 15 à 19.

Québec;

51- Les données du Distributeur indiquent qu'en 2016, 124 clients ont choisi l'option de mesurage net (production solaire, éolienne et mixte) dont 24 clients produisant de l'énergie solaire ¹¹ (Preuve de l'ACEF de Québec , page 38 et ss);

52- La lente progression de l'option de mesurage net nous permet de penser qu'il y a *beaucoup d'incertitudes* qui entourent la pénétration à grande échelle de la production distribuée au Québec;

53- Selon nous, la Régie devrait refuser la stratégie proposée par le Distributeur pour déterminer les prix des deux tranches d'énergie d'ici quelques années, puisque sa stratégie est basée sur des anticipations pour le long terme remplies d'incertitudes;

Recommandation

Considérant les incertitudes inhérentes à l'essor à long terme de la production distribuée (solaire, éolien, mixte), nous recommandons respectueusement à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur de fixer uniformément les prix des deux tranches d'énergie des tarifs domestiques pour les prochaines années, mais de le faire plutôt selon le contexte propre de chaque dossier tarifaire.

Nous recommandons également qu'elle demande au Distributeur d'identifier tous les facteurs qui seraient susceptibles de modifier significativement ses coûts évités et de réviser au besoin sa méthodologie d'établissement.

Prix des deux tranches d'énergie des tarifs domestiques pour 2018-2019

54- Un prix plus élevé de la deuxième tranche par rapport à celui de la première tranche favorise les petits consommateurs et la majorité des MFR car la proportion de leur consommation en première tranche est prépondérante par rapport à celle en deuxième tranche;

55- Selon les données du Distributeur, les consommations de ses clients MFR sont respectivement de 62,3% et 37,7% en première et deuxième tranche. Pour les locataires qui habitent dans les petits logements, ces proportions sont de 71,7% et 28,3% respectivement¹²;

56- Selon une évaluation du Distributeur, dans le cas d'un seuil de 36 kWh par jour de la première tranche, il y a peu d'écart sur la facture des clients en 2018-2019 entre une hausse 2 fois plus importante en deuxième tranche et une hausse uniforme (Preuve de l'ACEF de Québec, page 41);

11

HQD-15, document 1.3, p. 140 (Réponses du Distributeur à la DDR no 3 de la Régie).

12

HQD, HQD-15, doc. 3, p. 6, tableau R-2.1 (Réponse du Distributeur à la question 2.1 de l'ACEF de Québec).

57- Un seuil de 37 kWh par jour tel que recommandé par nous, permet de *présumer* le même écart si on considère le fait que les caractéristiques de consommation des petits clients ne changent pas soudainement et que la hausse tarifaire de 2018-2019 serait probablement modeste;

58- Nous croyons qu'une hausse différenciée 1,5 fois plus importante en deuxième tranche qu'en première tranche telle que décidée par la Régie l'an dernier représenterait une option prudente et équilibrée;

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement à la Régie de hausser le prix de la deuxième tranche d'énergie des tarifs domestiques 1,5 fois plus importante qu'en première tranche à partir du 1^{er} avril 2018, comme elle a fait l'an dernier.

Tarif DT

59- Depuis 2013, on assiste à un effritement du parc biénergie résidentielle¹³. Dans l'optique de ralentir cet effritement, le Distributeur propose de poursuivre la bonification de l'économie réalisée au tarif DT, amorcée dans le dossier tarifaire précédent, en diminuant les prix d'énergie du tarif DT.¹⁴;

60- Le Distributeur estime que la baisse des prix d'énergie du tarif DT lui causera un manque à gagner de 3,3 M\$ qu'il propose de récupérer auprès des autres clients domestiques;

61- Selon nous, tous les coûts requis pour satisfaire la demande en puissance de pointe devraient être refileés à tous les groupes de clients qui sont à l'origine de cette demande en puissance. C'est le principe de causalité des coûts;

62- C'est pourquoi nous pensons qu'il est important que toutes les catégories de consommateurs qui profitent de la mesure proposée par le Distributeur pour ralentir l'effritement du parc biénergie résidentielle partagent les coûts découlant de cette mesure, et non uniquement les clients résidentiels;

Recommandation

Dans le cas où la Régie approuve la proposition du Distributeur de baisser les prix d'énergie de 2,5% du tarif DT au 1^{er} avril 2018 telle que décrite dans sa preuve, à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 46, nous recommandons respectueusement qu'elle lui demande

13

HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 46, lignes 5 à 7.

14

HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 46, lignes 11 à 13.

de récupérer tout manque à gagner associé à cette baisse des prix auprès de l'ensemble de sa clientèle, selon le principe de causalité des coûts.

Tarif DP (Clients résidentiels et agricoles)

63- La stratégie que le Distributeur propose pour le tarif DP vise essentiellement la *gestion du coût de puissance* par les clients au tarif DP;

64- La gestion du coût de puissance par les clients au tarif DP est une solution intéressante. Cependant, cette approche doit être évaluée par rapport aux impacts qu'elle peut causer aux différents segments de cette clientèle;

65- Le Distributeur propose entre autre de hausser graduellement le seuil de la première tranche d'énergie de 1 200 actuellement à 12 600 kWh par mois sur une période de long terme (c'est-à-dire d'ici 12 ans, selon la proposition du Distributeur)¹⁵;

66- Selon l'analyse de l'ACEF aux pages 47 et ss un segment la clientèle DP, ne recevra pas le « bon signal de prix »;

67- En effet, les propriétaires des grandes maisons ou de grands immeubles au tarif DP pourront consommer l'électricité pour leur chauffage au prix de l'énergie de la première tranche (5,24 ¢/kWh) ce qui représente un tarif moins élevé pour la composante « énergie » que les MFR au tarif D (5,82 ¢/kWh)¹⁶;

68- Cette mesure relative au chauffage favorisera les grands consommateurs au tarif DP au détriment des consommateurs au tarif « D ». En d'autres termes, cette mesure crée deux classes de clients domestiques (Preuve de l'ACEF de Québec page 50);

Recommandation

Considérant que le nouveau seuil de 12 600 kWh/mois proposé par le Distributeur n'envoie pas le bon signal de prix aux gros consommateurs au tarif DP et que ces derniers seront avantagés par l'implantation de ce nouveau seuil alors que les petits consommateurs seront désavantagés, nous recommandons respectueusement à la Régie de ne pas approuver ce nouveau seuil;

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui proposer un seuil plus équitable de la première tranche du tarif DP;

Hausse des prix des deux tranches d'énergie du tarif DP à long terme

69- Le Distributeur propose que la structure cible pour le tarif DP serait atteinte en 12 ans¹⁷

¹⁵

HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 25, lignes 36 à 37.

¹⁶

HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 10, tableau 2.

¹⁷

et que les prix des deux tranches d'énergie de ce tarif seront haussés de façon *uniforme*¹⁸;

70- Nous soumettons respectueusement qu'il serait imprudent de compter sur le plafonnement du prix de la deuxième tranche d'énergie pour une période aussi longue que 12 ans dans l'établissement de la structure cible pour le tarif DP (Preuve de l'ACEF de Québec , page 51);

Recommandation

Nous recommandons respectueusement à la Régie de ne pas retenir la proposition du Distributeur de hausser uniformément les prix des deux tranches d'énergie du tarif DP dans l'établissement de la structure cible à long terme pour le tarif DP.

Prime de puissance (tarif DP)

71- Le Distributeur propose de hausser au 1^{er} avril 2018 et 2019 la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW pour atteindre celle d'hiver en 2 ans¹⁹ . Nous sommes d'accord avec cette approche mais avons des réserves concernant la période postérieure à 2020 (Preuve de l'ACEF de Québec , page 52);

Recommandation

Nous recommandons respectueusement que la Régie reporte sa décision quant à la facturation de la puissance du tarif DP dans l'établissement de la structure cible à long terme du tarif DP.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui proposer une approche de facturation de la puissance cohérente avec celle envisagée pour la facturation de la composante énergie et qui minimise dans la mesure du possible les impacts sur les petits clients.

Ajustements de la structure et des prix du tarif DP pour l'année tarifaire 2018-2019

72- Le Distributeur propose pour 2018-2019 une application du tarif DP se traduisant par l'élimination de la redevance, une hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie de 1 200 à 1 500 kWh par mois, une hausse uniforme des prix d'énergie, la poursuite de la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW pour atteindre celle d'hiver en 2 ans et finalement une hausse du montant mensuel minimal de 12,18 \$ à 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé ainsi que le gel du montant mensuel minimal pour l'alimentation en triphasé de

18 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 25, ligne 28.

19 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 26, ligne 5.

HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 26, ligne 1.

façon à l'arrimer avec celui proposé au tarif D ²⁰;

73- Notre réserve quant à la proposition du Distributeur relative à sa structure cible nous amène à considérer la hausse du seuil de la première tranche d'énergie et la hausse uniforme des prix d'énergie du tarif DP telle que proposée par le Distributeur comme prématurées ou trop hâtives;

Recommandation (ajustement des prix du tarif DP au 1^{er} avril 2018)

Afin de favoriser la stabilité tarifaire et d'éviter aux clients au tarif DP des changements trop fréquents, nous recommandons respectueusement que la Régie *maintienne la structure du tarif DP qu'elle a retenue l'an dernier.*

Ainsi, nous recommandons respectueusement que la redevance d'abonnement soit maintenue à 6,09 \$/mois et le seuil de la première tranche d'énergie à 1 200 kWh/mois.

Nous recommandons également que la Régie ajuste les prix de l'énergie et les montants mensuels minimaux de la même façon que celle qu'elle jugera juste et raisonnable pour le tarif D pour 2018-2019.

Nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de hausser de 0,81 \$/kW la prime de puissance – été pour atteindre 5,40 \$/kW²¹ en 2018-2019, considérant que cette hausse ne fait qu'implanter une orientation de la Régie en matière de facturation de la puissance.

Tarif de développement économique (« TDÉ »)

74- Selon nous, le Distributeur doit indiquer au Transporteur les besoins totaux en puissance de l'ensemble de sa clientèle incluant ceux du TDÉ afin que le Transporteur puisse facturer le Distributeur en fonction de ces besoins, ceci sans égard aux statuts socio-économique des clients du Distributeur;

75- Selon notre analyse, le coût du TDÉ a été évalué sans tenir compte de son coût de transport réel, ce qui implique alors que la clientèle aux tarifs réguliers doit l'assumer à la place des clients au TDÉ (Preuve de l'ACEF de Québec , page 55 et ss);

76- Soulignons que cette constatation ne remet pas en question le bien fondé de

20

HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 41, ligne 15.

21

Tarif DP - Prime de puissance – été en 2017-2018 : 4,59 \$/KW (B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 10, tableau 2)

4,59 + 0,81 = 5,40 \$/kW-été en 2018-2019.

l'implantation du tarif de développement économique. Nous voulions simplement démontrer que telle que présentée l'introduction du TDÉ a un impact sur le coût à supporter par la clientèle aux tarifs réguliers. Une contribution modeste mais qui doit être reconnue;

Assouplissement des conditions d'admissibilité au TDÉ

77- La proposition du Distributeur concrétise une orientation de la Régie formulée dans son Avis;

78- De plus, nous *sommes d'avis* que la puissance ajoutée de même que leur impact sur la clientèle régulière du Distributeur ne seraient pas élevés;

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur à l'égard du TDÉ telle que décrite à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, p. 49;

Introduction d'un tarif de relance industrielle (TRI)

79- Le TRI s'adresse aux clients existants au tarif L. Le Distributeur, a conçu ce tarif afin d'encourager l'utilisation de capacités de production existantes, mais inutilisées et évalue que l'accroissement de charge provenant de la clientèle industrielle générera des revenus additionnels pour le Distributeur, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle²²;

80- Selon nous, l'obtention des revenus additionnels par le Distributeur ne générera pas automatiquement des bénéfices à l'ensemble de sa clientèle car le bénéfice dépend aussi des coûts engendrés par l'introduction de ce nouveau tarif. C'est pour cette raison que nous pensons que le Distributeur doit appuyer son affirmation voulant que « *le TRI est bénéfique pour l'ensemble de la clientèle* » par des démonstrations chiffrées et détaillées;

Recommandation

Nous recommandons respectueusement que la Régie demande au Distributeur d'appuyer son affirmation voulant que l'introduction du Tarif de relance industrielle (TRI) serait bénéfique pour l'ensemble de sa clientèle par des démonstrations chiffrées et détaillées pour permettre à la Régie et les intervenants d'apprécier pleinement sa proposition.

Couverture des coûts additionnels engendrés par l'introduction du TRI

81- La détermination du TRI est faite selon les articles 6.60 et ss des « options liées aux tarifs de grande puissance ». La formule du prix de l'électricité applicable pour le TRI et pour l'électricité additionnelle de la clientèle de grande puissance se base essentiellement sur le

22

HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 49, lignes 22 à 24.

prix de l'électricité patrimoniale (Preuve de l'ACEF de Québec, page 62 et ss);

82- En vertu de l'article 6.62 un client au tarif de relance industrielle payera pour sa puissance « historique » selon les prix et les conditions en vigueur du tarif L ce qui imposera à l'ensemble de la clientèle du Distributeur de supporter la totalité du coût de transport associé au TRI (Preuve de l'ACEF de Québec, page 62 et ss);

83- Nous pensons que la portion « Électricité additionnelle » du Tarif de relance industrielle ne couvrirait que la composante « fourniture », en excluant vraisemblablement les composantes non-négligeables associées au transport, à la distribution et au service à la clientèle;

8.4 Bénéficiaires de l'introduction du TRI

84- Le premier bénéficiaire de l'introduction du TRI serait les clients au tarif L qui adhèrent à ce tarif : le prix de l'énergie du TRI serait basé *essentiellement* sur les coûts de l'électricité patrimoniale, la source d'énergie la moins chère du Distributeur²³ (Preuve de l'ACEF de Québec, page 65);

85- Le deuxième bénéficiaire de l'introduction du TRI serait le Producteur. En effet, les surplus d'électricité se trouvent en réalité chez ce dernier, car le Distributeur est obligé d'utiliser en premier lieu ses approvisionnements postpatrimoniaux (Preuve de l'ACEF de Québec, page 65);

Conclusion et recommandation

Notre examen des prix et de la méthode de calcul de la facture applicables au TRI tels que proposés par le Distributeur nous laisse croire que ce dernier ne couvrirait que son coût de fourniture (électricité patrimoniale et achats de puissance en hiver), excluant les coûts associés au transport, à la distribution et aux services à la clientèle;

Dans le cas où la clientèle aux tarifs réguliers devait contribuer à la couverture de certains coûts engendrés par l'introduction du tarif de relance industrielle, nous recommandons

23

Le Distributeur établit les coûts évités de l'énergie en considérant la disponibilité de l'électricité patrimoniale en surplus :

« Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente encore d'importants surplus jusqu'en 2027. Ainsi, sur cet horizon, aucun approvisionnement de long terme n'est requis. Les besoins en hiver seront comblés par des achats sur les marchés de court terme.

Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

• 2018 à 2027 inclusivement :

- le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;
- le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation. »
HQD, B-0019, HQD-4, doc. 4, p. 5. (nos soulignés)

respectueusement que la Régie demande au Distributeur de lui fournir une estimation de ces coûts et de la durée probable de la période d'application du TRI;

Il nous apparaît que les grandes entreprises au tarif L ayant des capacités de production inutilisées et le Producteur seraient les premiers bénéficiaires de l'introduction du TRI.

Option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

86- Le Distributeur propose, dans le présent dossier, d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse, et ce, dès 2018²⁴ (Preuve de l'ACEF de Québec, page 67 et ss);

87- Soulignons que les manques à gagner liés à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse pour 2016 et 2017 ont été couverts par la clientèle du Distributeur sans problème majeur;

88- Pour 2018, même si l'abaissement du seuil d'admissibilité à l'option ferait augmenter le manque à gagner, nous estimons qu'il ne constituerait pas une source importante de la hausse tarifaire prévue. Rappelons aussi que le distributeur propose d'effectuer un suivi annuel dans les dossiers tarifaires;

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement que la Régie accepte la proposition du Distributeur d'abaisser le seuil d'admissibilité de l'Option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse de 400 kW à 300 kW telle que décrite à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 51 à 52;

PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

89- Selon le Distributeur deux facteurs ou paramètres sont importants dans la prévision de la demande, le PIB du Québec et la relation entre la demande d'électricité et les variables économiques (Preuve de l'ACEF de Québec, page 70 et ss);

90- Les résultats de la prévision de la demande en se basant sur une croissance du PIB réel du Québec semblent équilibrés. Cependant, en ce qui concerne la relation entre la demande d'électricité et les variables économiques, nous pensons qu'il serait souhaitable que le Distributeur expose en détail comment il tient compte des changements dans ses prévisions de la demande pour chacun des secteurs de consommation qu'il considère par exemple le secteur résidentiel et agricole, les PME, les grandes industries, etc (Preuve de l'ACEF de Québec pages 72,73);

Impacts des écarts de prévision

91- Nous sommes conscients qu'il existe des écarts inévitables entre les ventes prévues et

24

réelles peu importe la méthodologie utilisée pour la prévision. Rappelons cependant qu'une surestimation des besoins en énergie se répercutera dans la détermination des coûts d'approvisionnement et par conséquent dans les tarifs. Ainsi, une surestimation des besoins en puissance du Distributeur entraîne une facture de transport de la charge locale plus élevée que requise (Preuve de l'ACEF de Québec, page 74 et ss);

92- L'analyse des données de l'année 2016 et de la prévision du Distributeur pour ses besoins porte à conclure que la prévision est imprécise et a entraîné des d'environ 103 M\$ (Preuve de l'ACEF de Québec, pages 76-77);

93- L'ACEF de Québec a examiner dans sa preuve aux pages 78 et ss des solutions possibles afin d'améliorer la prévision des besoins d'énergie et invite la Régie à s'y référer;

94- Parmi les pistes d'amélioration possibles mentionnons les sondages (page 78), la transmission au Transporteur d'une prévision révisée (page 79), utiliser d'autres indicateurs en plus du coefficient R au carré pour évaluer la performance des prévisions (page 81 et ss)

Recommandation

Considérant l'importance des améliorations de la prévision de la demande pour la clientèle du Distributeur, nous recommandons respectueusement à la Régie :

- de demander au Distributeur de lui proposer d'autres indicateurs, outre les coefficients de corrélation R au carré, pour suivre la performance de ses prévisions de la demande en énergie et en puissance ;
- d'exiger qu'il lui soumette le plus tôt possible un *plan d'action* prévoyant les améliorations de sa prévision de la demande ainsi que des rapports de suivi pour sa considération avant le prochain dossier tarifaire.

Suivi de la performance des prévisions des besoins en énergie et en puissance

95- Le Distributeur demande à la Régie d'être soustrait à son obligation de produire, pour les dossiers tarifaires futurs, le suivi demandé dans la décision D-2015-018 (Preuve de l'ACEF de Québec page 86 et ss);

96- Le suivi demandé vise à la fois la performance des modèles utilisés pour la prévision de la demande en énergie et pour la demande en puissance (Preuve de l'ACEF de Québec page 87);

97- Nous portons à l'attention de la Régie que le Distributeur n'a pas présenté un suivi de la performance des prévisions en puissance tel que demandé par la Régie (Preuve de l'ACEF de Québec page 88 et 89);

98- Puisque le Transporteur facture le Distributeur selon ses besoins en puissance à la pointe nous nous demandons comment la Régie pourra s'assurer que cette facture particulièrement élevée est basée sur des prévisions bien évaluées si elle accepte la

demande du Distributeur de ne plus faire de suivi de la prévision des besoins en puissance dans les dossiers tarifaires;

Recommandations

Considérant l'importance des prévisions de la demande sur les coûts d'approvisionnement et de transport et donc sur l'établissement des tarifs, nous recommandons respectueusement à la Régie :

- De refuser la demande du Distributeur de se soustraire au suivi de la performance de la prévision de ses besoins en énergie et en puissance dans les dossiers tarifaires ;
- De rappeler au Distributeur son obligation de faire un suivi *précis* des résultats de ses prévisions aussi bien en énergie qu'en puissance dans les dossiers tarifaires;
- De préciser que pour le suivi à être soumis dans chaque dossier tarifaire, outre les statistiques relatives à la précision des prévisions en énergie et en puissance et les explications des écarts entre les besoins prévus et réels, le Distributeur devrait analyser les *impacts de ces écarts sur les coûts que supportent sa clientèle* et préciser les *moyens qu'il entreprendra pour augmenter la performance de ses prévisions*.

COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

99- L'utilisation des coûts évités surestimés auraient pour effet de demander à la clientèle du Distributeur de payer pour des programmes d'efficacité énergétique plus coûteux que l'alternative d'achat d'énergie;

100- le Distributeur aurait à sa disposition 7,0 TWh d'énergie patrimoniale en surplus à l'horizon de 2026 pourtant, il prévoit une hausse importante du coût évité de l'énergie à partir de 2028 (Preuve de l'ACEF de Québec page 93);

101- Cette prévision du Distributeur implique la disparition des surplus d'électricité patrimoniale à partir de 2028 et à l'obligation de faire appel aux nouveaux approvisionnements plus coûteux que l'électricité patrimoniale, par exemple, l'énergie éolienne (Preuve de l'ACEF de Québec page 94);

102- Selon nous, rien dans le présent dossier permet de supporter cette prévision du Distributeur;

Recommandation

Considérant la nécessité d'évaluer les coûts évités de façon la plus précise possible pour minimiser les coûts à assumer par la clientèle du Distributeur, nous recommandons respectueusement que la Régie exige qu'il lui soumette une évaluation de ses surplus en *électricité patrimoniale* de 2026 jusqu'à sa fin et de réviser, le cas échéant, son évaluation des coûts évités de l'énergie à compter de 2026 présentée à la pièce B-0019, HQD-4, document 4.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui soumettre en même temps les données et explications pour lui permettre d'apprécier son évaluation.

Signal de coût évité de la puissance

Coûts évités de la puissance proposés par le Distributeur

103- Le Distributeur prévoit qu'à partir de l'hiver 2023-2024, le coût évité serait de 110 \$ le kilowatt, soit 5 fois plus élevé que celui de 20 \$ le kilowatt pour les années 2017-18 à 2022-23 (Preuve de l'ACEF de Québec page 95 et ss);

104- Cette prévision repose sur une limite d'accès à 1 100 MW pour les marchés de court terme et à l'obligation d'avoir recours aux contrats de long terme sur la base de la moyenne des prix obtenus suite à son appel d'offres tenu en 2015 lorsque ses besoins en puissance additionnels à approvisionner dépassent la limite de 1 100 MW (Preuve de l'ACEF de Québec page 96);

105- Selon les données que l'ACEF de Québec présente dans sa preuve aux pages 96 et ss, nous avons des *réserves* quant à la justesse de la position du Distributeur de limiter ses achats de puissance sur les marchés de court terme à 1 100 MW d'ici 2026 ce qui nous porte à penser qu'une révision à la hausse de la quantité d'achat de puissance sur les marchés de court terme aurait pour effet de repousser les achats de long terme à un prix plus élevé;

Estimation des prix des futurs contrats d'achat de puissance de long terme

106- Le Distributeur retient le prix moyen des contrats de long terme suite à un appel d'offres en 2015 comme une valeur estimée des prix de ses futurs contrats qui auraient lieu à partir de 2023-2024;

107- Mentionnons que 2015 a été le théâtre d'une situation très particulière résultant d'un marché peu compétitif provoquant une hausse des prix (Preuve de l'ACEF de Québec page 101);

108- Nous croyons qu'à l'horizon de 2024, un marché plus concurrentiel que celui de 2015 permettrait au Distributeur d'obtenir de meilleur prix qu'en 2015 :

Recommandations

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement à la Régie de ne pas retenir la valeur de 1 100 MW comme limite maximale des achats de puissance sur les marchés de court terme *aux fins de l'établissement des coûts évités*.

Nous recommandons également que la Régie ne retienne pas le prix de 110 \$ le kilowatt pour les contrats d'approvisionnement de puissance de long terme *projetés* par le Distributeur pour les années 2024-2027.

Nous prions la Régie de prendre en considération, dans sa détermination des coûts évités

aux fins du présent dossier, les éléments suivants :

- La capacité d'importation de la puissance à faible prix augmenterait dans les prochaines années ;
- La tarification dynamique et l'implantation d'autres moyens de gestion de la demande en puissance diminueraient les besoins en puissance estimés par le Distributeur dans le présent dossier ;
- À l'horizon de 2024, un marché plus concurrentiel que celui de 2015 permettrait au Distributeur d'obtenir de meilleur prix qu'en 2015.

MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

Financement des activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs

109- Le Distributeur a proposé un montant de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018. Ce montant additionnel serait indexé pour les années suivantes. De plus, le Distributeur attend une proposition relative à la répartition de ce montant de la part des participants du comité représentant les associations de consommateurs. »²⁵ (Preuve de l'ACEF de Québec page 103);

110- Considérant que la question de répartition du budget de financement 2018 est en cours de discussion entre les associations de consommateurs et le Distributeur, nous ne prenons pas de position sur ce sujet dans le cadre du présent dossier.

Centre d'accompagnement interne à Hydro-Québec pour les ménages à faible revenu (MFR)

111- Le Distributeur envisage déployer le centre d'accompagnement en deux phases. Dès avril 2018, le centre d'accompagnement pourrait effectuer la validation de l'admissibilité des clients MFR et offrir les ententes de paiement personnalisées avec notamment l'introduction de la nouvelle entente plus généreuse, le cas échéant. À l'automne 2018, le centre d'accompagnement débiterait les transferts accompagnés des clients présentant une forte consommation vers Transition énergétique Québec (TEQ) ²⁶;

112- Nous constatons que le Distributeur a satisfait à la demande de la Régie de former un centre d'accompagnement à l'interne et que le Centre pourrait débiter ses services aux MFR en 2018;

25

HQD, pièce B-0051, HQD-14, doc. 1, p. 4.

26

HQD-15, doc. 9, p. 48.

Entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu

113- Le Distributeur estime la population potentielle d'ententes de paiement plus généreuse à 11 500²⁷ et que malgré des résultats du projet pilote peu concluants, il est d'avis que cette entente pourrait réduire le taux d'effort (poids du versement de l'entente de paiement sur le revenu brut) des clients s'y qualifiant et, par conséquent, est ouvert à sa mise en place. L'entente MFR plus généreuse pourrait être offerte à partir d'avril 2018 ²⁸ (Preuve de l'ACEF de Québec page 107);

Conclusion

Nous accueillons favorablement l'ouverture du Distributeur pour la mise en place de « *l'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu* », malgré les résultats peu concluants du projet-pilote;

Effacement graduel de la dette

114- Puisque ce projet est relativement nouveau, le Distributeur n'est pas en mesure de conclure que des bénéfices escomptés seraient suffisants pour justifier les coûts d'implantation de cette mesure. Les résultats du 14 juillet et du 2 octobre ne démontrent pas un effet marquant de ce projet. Dans sa preuve, le Distributeur évalue cependant, à la pièce B-0051, HQD-4, document 1, page 7, tableau 1, qu'à partir de ses hypothèses, que l'introduction de la mesure « Effacement graduel de la dette » causerait des impacts financiers importants au Distributeur, et donc à sa clientèle : des augmentations de radiations brutes de 14,2 M\$ et de 22,8 M\$ respectivement en 2018 et 2019 . Finalement, le Distributeur est d'avis que si les résultats finaux demeurent les même la continuité du projet ne sera pas justifiée compte tenu des coûts qui y sont associés (Preuve de l'ACEF de Québec page 110);

Conclusion et recommandation

Nous partageons l'avis du Distributeur selon lequel les coûts associés au projet ne seraient pas justifiés si les résultats finaux du projet-pilote demeurent inchangés.

Nous estimons qu'un coût supplémentaire de l'ordre de 23 millions de dollars serait *démesuré*, considérant que l'objectif initial du projet d'encourager le client ayant une entente personnalisée de se rendre au terme de celle-ci ne serait pas atteint.

Si l'on mettait en place le projet « *Effacement graduel de la dette* », son coût supplémentaire relativement important serait assumé par l'ensemble de la clientèle du Distributeur, y compris les clients en situation de difficulté financière.

Nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de lui

27

HQD-15, doc. 3, p. 63.

28

HQD-15, doc. 3, p. 64.

soumettre une évaluation *complète* des avantages et des inconvénients de la mesure envisagée en 2015 *après la fin du projet-pilote*.

Lien avec la demande budgétaire 2018 du Distributeur

115- Le Distributeur a intégré les impacts de la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018 ainsi que par l'offre de l'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu dans sa demande budgétaire pour 2018 (Preuve de l'ACEF de Québec page 112);

116- Puisque Rappelons l'ACEF de Québec n'a pas demandé la permission de la Régie d'étudier les prévisions budgétaires 2018 du Distributeur ,nous ne présentons pas d'analyses sur ce sujet dans le présent mémoire;

Le tout respectueusement soumis,

Montréal, ce 18 décembre 2017

Denis Falardeau,
avocat
ACEF de Québec