

CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

R-4057-2018

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC  
Dans ses activités de distribution

Demanderesse

et

ACEF de Québec

Intéressée

---

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

---

**ARGUMENTATION**

---

**Interfinancement**

1- L'ACEF de Québec désire en premier lieu souligner et réitérer ses recommandations concernant l'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques déjà motivées amplement dans notre mémoire (pièce C-ACEFQ-0007), pages 2 à 23, plus particulièrement le retour graduel ou progressif de l'indice d'interfinancement de la catégorie Domestiques au niveau de 81% à court terme, soit la balise choisie par la Régie (voir notre justification dans notre mémoire, page 1 à 8, recommandation no 1), ainsi que la baisse ou du moins le gel des tarifs domestiques pour l'exercice 2019-2020 (notre mémoire, pièce C-ACEFQ-0007, recommandation no 3, page 23).

2- L'ACEF de Québec soumet respectueusement à la Régie qu'elle maintienne l'intégralité de ses recommandations motivées dans son Mémoire (pièce C-ACEFQ-0007) et la présentation Power Point de son témoin (pièce C-ACEFQ-0029).

3- Sans vouloir répéter tous ces points, l'ACEF de Québec souhaite attirer l'attention de la Régie sur certains faits et motifs ci-après présentés.

## **Coûts évités sur le réseau intégré**

- 4- Le Distributeur soumet pour approbation par la Régie les coûts évités en puissance et en énergie. L'évaluation du Distributeur établit un coût évité en puissance de court terme de 20 \$/kW-hiver et un coût évité de long terme de 112 \$/kW-an, notre preuve page 53;
- 5- Le signal de coût évité en puissance de court terme évalué à 20 \$/kW-hiver repose sur une estimation des besoins en puissance pour toute la période d'hiver de décembre à mars équivalent à une durée totale de 2 904 heures, notre preuve page 57;
- 6- Le signal de coût évité en puissance de long terme est évalué à 112 \$/kW-an. Ce qui implique une prévision du Distributeur basée sur un besoin de puissance additionnelle de long terme durant la durée entière de l'année (8760 heures) incluant l'été malgré l'existence de surplus d'électricité patrimoniale, notre preuve page 57;
- 7- De plus, le coût évité de 112 \$/kW-an est en lien avec l'appel d'offres A/O 2015-01 exigeant un service de puissance garanti pour une durée de 20 ans, notre preuve page 58;
- 8- L'ACEF de Québec est d'avis que l'exigence d'une disponibilité de la puissance en tout temps explique en partie le coût relativement élevé des contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01;
- 9- L'ACEF de Québec considère que les tarifs dynamiques proposés par le Distributeur visant à réduire la consommation d'énergie pendant la période critique de la demande en hiver totalisant environ 100 heures ou tout autre courte période critique serait une approche appropriée comme référence dans l'évaluation des besoins futurs en puissance. Une réduction de la durée contractuelle de 20 ans pour des périodes de 5 à 10 ans serait aussi souhaitable. Ainsi, le Distributeur aurait la possibilité de négocier des prix moins élevés que le prix actuel de 112 \$/kW-an, notre preuve page 59;

### **Application du prix de 112 \$/kW-an pour les nouveaux besoins en puissance**

- 10- Selon Distributeur, les prix obtenus lors de l'appel d'offres A/O 2015-01 sont toujours appropriés comme base pour établir le coût futur d'un approvisionnement en puissance de long terme. Cette conclusion repose notamment sur une comparaison avec les coûts de construction de nouvelles unités de production telles que les turbines à gaz, pièce B-0128, p. 15 et ss;

11- L'ACEF de Québec est d'avis que le contexte énergétique du Québec caractérisé par une production hydroélectrique ne peut se comparer à celui des États-Unis par les coûts de construction de turbines à gaz , notre présentation « Power point » , planche 5 ;

12- Une élaboration correcte du coût évité en puissance de long terme demanderait selon l'ACEF de Québec une définition claire des caractéristiques des futurs besoins en puissance du Distributeur (notre document Power Point, pièce C-ACEFQ-0029, page 6, dernier paragraphe intitulé « Conclusion ») ;

### **Signal de coût évité en énergie**

13- L'évaluation du Distributeur des coûts évités en énergie reposerait sur l'hypothèse qu'à long terme le Distributeur devrait acheter de l'énergie additionnelle au prix de l'énergie éolienne selon les caractéristiques stipulées dans l'appel d'offres A/O 2013-01, notre preuve page 58;

14- Selon le Distributeur le choix de l'énergie éolienne comme prix de référence est justifié puisque le prix de cette source d'énergie est compétitif, notre preuve page 58 ;

15- Selon l'ACEF de Québec, rien ne supporte l'assurance que cette prévision se produira ou durera dans un terme de 10 ans;

16- De plus, l'estimation du Distributeur sur le prix de l'énergie éolienne serait le résultat de la concurrence entre producteurs d'énergie éolienne et non une évaluation basée sur le prix de différentes sources d'énergie , notre document « Power point » planche 3;

17- L'ACEF de Québec est d'avis qu'un signal de coût évité en énergie de long terme basé sur la valeur moyenne de différentes sources d'approvisionnement qui pourraient être disponibles à long terme serait préférable, notre preuve page 60;

18- De plus ce signal de coût évité basé sur la valeur moyenne de différentes sources d'approvisionnement sera conforme à l'exigence d'un traitement égal entre toutes les sources d'énergie , article 74.1 de la LRÉ;

19- C'est pour ces motifs que l'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur d'évaluer le signal de coût évité en énergie de long terme en pondérant les coûts de différentes sources d'énergie qui pourraient être disponibles à long terme; y compris l'hydroélectricité québécoise ;

## Tarification dynamique

- 20- Le Distributeur demande à la Régie de lui permettre d'implanter en décembre 2019 un programme de crédit en pointe critique et un tarif de pointe critique (tarification dynamique) pour la clientèle résidentielle et de petite puissance;
- 21- Pour le Distributeur les tarifs dynamiques représentent un moyen additionnel lui permettant de gérer la demande en puissance dans des plages horaires très fines;
- 22- Cette tarification dynamique permettrait la réduction de la consommation d'énergie durant des plages horaires « ciblées » ou « très limitées » occasionnant une réduction des coûts pour l'ensemble de la clientèle, notre preuve page 26;
- 23- Le Distributeur dispose actuellement de plusieurs moyens de gestion de la puissance dont le programme GDP Affaires. Comme la tarification dynamique, le Programme GDP Affaires vise la réduction de la consommation des clients pendant la période critique de la demande (100 heures de fine pointe);
- 24- Cependant, l'analyse de l'application du programme GPD Affaires pour les années 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018 révèle un nombre d'heures de réduction de la demande relativement faible , notre preuve page 27;
- 25- De plus, le Distributeur estime que le nombre d'heures d'utilisation du Programme GDP Affaires serait faible dans les prochaines années pour la période critique de la demande hivernale, notre preuve page 28;
- 26- Soulignons que les tarifs dynamiques visent essentiellement les mêmes plages horaires que le programme GPD Affaires;
- 27- Cette estimation de la faible utilisation du programme GDP Affaires et par conséquent du programme de tarification dynamique amène l'ACEF de Québec à se questionner sur la pertinence pour un abonné à investir dans l'achat éventuel d'un ordinateur pour recevoir les demandes de réduction de la demande par courriels d'Hydro-Québec, dans l'acquisition d'appareils pour mieux contrôler le chauffage et gérer la consommation d'électricité;
- 28- C'est pour ces motifs que l'ACEF de Québec pense qu'il est du devoir du Distributeur d'indiquer à ses clients si les « besoins » du Distributeur seraient présents et assez significatifs dans les prochaines années pour justifier leur participation à la tarification dynamique , notre preuve page 29;

29- De plus, la tarification dynamique est dans un état expérimental pour plusieurs années, notre document « Power point » planche 7 et notre preuve page 38 et ss.;

30- C'est pour cette raison que l'ACEF de Québec propose que le Distributeur indique clairement aux consommateurs le caractère expérimental du programme de tarification dynamique et informe particulièrement sa clientèle à faible revenu sur les avantages et inconvénients de ce programme, notre document « Power point » planche 8;

31- C'est dans ce contexte que l'ACEF de Québec considère qu'il serait essentiel, avant de fixer de façon définitive différentes modalités des tarifs dynamiques, d'avoir de l'information sur les besoins de puissance qui seraient effacés par les tarifs dynamiques, les coûts dans les cas avec et sans les tarifs dynamiques et l'espérance des économies sur les factures d'électricité des abonnés potentiels;

### **Tarifs domestiques D et DM**

32- Le Distributeur propose de hausser, pour le 1er avril 2019, le seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques D et DM de 36 à 40 kWh/jour. L'ACEF de Québec appuie cette proposition du Distributeur considérant ses impacts favorables sur les petits consommateurs d'énergie et les ménages à faible revenu;

### **Prix des deux tranches d'énergie des tarifs domestiques D et DM**

33- Le Distributeur propose à la Régie de hausser de façon uniforme les prix des deux tranches d'énergie du tarif D et du tarif DM;

34- Selon le Distributeur cette hausse uniforme se justifie par le fait que le prix actuel de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie dépasse le coût évité total (fourniture, transport et distribution) jusqu'en 2023;

35- L'ACEF de Québec soumet respectueusement l'opinion que l'alignement des prix en fonction du coût devrait se faire dans l'optique de long terme, et non de court et moyen terme; (voir détail dans notre preuve, paragraphe 4.2, page 44).

36- L'ACEF de Québec présente respectueusement à l'attention de la Régie son opinion qu'une hausse plus importante du prix de la 2<sup>ème</sup> tranche que celui de la 1<sup>ère</sup> tranche permettrait à la fois d'atténuer les impacts des hausses tarifaires sur les **petits consommateurs et les ménages à faible revenu** et d'aligner graduellement le prix de la 2<sup>ème</sup> tranche sur son coût de long terme. Un rapprochement graduel du prix de la 2<sup>ème</sup> tranche de son coût de long terme

contribuerait à favoriser le reflet des coûts dans les tarifs.

### **Hausse différenciée des prix des tranches d'énergie dans un contexte de croissance des besoins énergétiques**

37- En 2018, dans sa décision D-2018-025, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur d'une hausse uniforme des tranches d'énergie et autorise plutôt une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la deuxième tranche qu'en première tranche, notre preuve page 49 et ss.;

38- Pour 2019, en réponse à la question 43.1 de la DDR no 1 de la Régie, le Distributeur a admis que le contexte énergétique du présent dossier est similaire à celui présenté à son dossier tarifaire de l'an dernier, pièce B-0062, page 116;

39- De plus, l'estimation des ventes du Distributeur à l'horizon de 2026 est essentiellement la même sinon meilleure que celle présentée l'an dernier par le Distributeur, pièce B-0049 page 14;

40- C'est pour cet autre motif que l'ACEF de Québec est d'avis qu'une hausse plus importante du prix en deuxième tranche qu'en première tranche contribuerait à *atténuer dans l'immédiat* les impacts des factures d'électricité sur les petits consommateurs dans le cas où la Régie déciderait d'ajuster à la hausse les tarifs domestiques pour l'exercice 2019-2020;

### **Prévision de la demande**

41- Les ventes prévues et réelles pour l'année historique 2017 comportent des écarts pour les principales catégories de consommateurs. Ces écarts varient entre - 0,11 % et + 2,6 %, selon les catégories de consommateurs. L'ordre de grandeur de l'écart entre les ventes prévues et réelles normalisées pour la catégorie « D et DM » est près de 2%, notre preuve page 65 et ss;

42- Les ventes prévues et normalisées et leurs écarts pour l'année de base 2018 présentent des écarts, pour 2018, variant entre - 15,5 % et + 3,8 %, en fonction des catégories de consommateurs, notre preuve page 66;

43- Les prévisions effectuées par le Distributeur comportent quelques imprécisions justifiant une amélioration de sa méthode prévisionnelle, notre preuve pages 67 et ss;

44- Le Distributeur affirme que, dans une optique d'amélioration continue, il affine continuellement ses modèles de prévision afin qu'ils représentent bien l'évolution de la demande en énergie et en puissance, pièce B-0066, page 44, réponse du Distributeur à la question 31.1 de l'ACEF de Québec;

45- La prévision de la demande énergétique a des impacts importants sur la prévision des revenus. Selon les données du Distributeur, sa prévision de la demande énergétique a eu comme conséquence une sous-estimation des revenus de 145 M\$ pour l'année 2018 (voir démonstration dans notre preuve, page 68). Considérant l'importance de la prévision de la demande pour l'établissement des tarifs, nous soumettons respectueusement que la Régie devrait encourager le Distributeur à poursuivre l'amélioration de ses méthodes et outils de prévision de la demande énergétique ;

### **Approvisionnement en électricité**

#### **Coût lié au Programme GDP Affaires pour l'hiver 2017-2018**

46- Le tableau 1 de la pièce B-0017, page 5, démontre que les coûts liés au Programme GDP Affaires ont dépassé de 4,6 M\$ le budget autorisé pour 2018 (tableau 1 produit par le Distributeur, pièce B-0017, page 5, et notre preuve, page 73) ;

47- L'ACEF de Québec soumet respectueusement que la raison invoquée par le Distributeur, à savoir « *la puissance admissible observée a été supérieure à la puissance admissible projetée* » ne justifie pas le dépassement du budget autorisé. On s'interroge alors sur les raisons justifiant la hausse de la « *puissance admissible* » mentionnée dans l'explication du Distributeur;

48- La décision D-2018-113 ,paragraphes 60 à 63, fait référence au budget du programme GDP Affaires pour l'hiver 2018-2019 et utilise le montant dépensé de 20,1 M\$ pour l'hiver 2017-2018 comme une limite maximale pour le premier.;

49- La Régie a mentionné dans sa décision D-2018-113 que tout écart éventuel de coût lié au Programme GDP Affaires devrait être porté au compte d'écart, sans mentionner son traitement (paragraphe 63).

50- Nous ne sommes pas convaincus que la décision D-2018-113 à ses paragraphes 58 à 63 représente une reconnaissance - explicite ou implicite – de la pertinence d'inclure le montant de dépassement de 4,6 M\$ pour l'hiver 2017-2018 dans le coût de service du Distributeur. Nous nous en remettons entièrement à la Régie sur cette question;

#### **Coût lié au Programme GDP Affaires pour l'hiver 2018-2019**

51- Pour 2019, le Distributeur demande l'approbation d'un budget de 23,2 M\$ pour le programme *GDP Affaires* qu'il propose de considérer comme des dépenses en efficacité énergétique (HQD, pièce B-0026, page 12 et notre preuve, page 76) ;

52- Cependant, la décision D-2018-113 à son paragraphe 63 limite à 20,1 M\$ le montant maximal lié au Programme GDP Affaires qui peut être inclus dans le revenu requis du Distributeur pour l'année tarifaire 2019-2020;

53- Par conséquent, le coût lié au Programme GDP Affaires à inclure dans le revenu requis du Distributeur pour l'année tarifaire 2019-2020 sera donc **moins élevé** que celui demandé par le Distributeur avant la décision D-2018-113.

54- L'ACEF de Québec comprend que le Distributeur devrait effectuer des achats de puissance sur les marchés de court terme pour remplacer la portion diminuée du Programme GDP Affaires afin d'assurer l'équilibre de son bilan en puissance;

55- Cependant, l'ACEF de Québec porte à l'attention de la Régie le fait qu'il serait possible que les coûts des achats de puissance de remplacement pourraient être moins élevés que celui de son équivalence en GDP Affaires, puisque le Distributeur estime le coût du premier à 20 \$/kW<sup>1</sup> alors que celui du second est de 70 \$/kW, décision D-2018-113 paragraphe 63, page 15;

56- L'ACEF de Québec prie la Régie de bien vouloir prendre en considération, dans sa réflexion, ses observations présentées précédemment sur les coûts d'approvisionnement liés au Programme GDP Affaires réclamés par le Distributeur dans le présent dossier. Elle s'en remet à la Régie sur l'inclusion ou non de ces coûts dans le revenu requis du Distributeur pour l'année témoin 2019;

Le tout respectueusement soumis,

Québec, ce 17 décembre 2018

Denis Falardeau,  
avocat

---

1

HQD, pièce B-0015, page 10, ligne 6 et ss. (signal de coût évité de court terme).