

DEUXIÈME COMPLÉMENT DE MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)

**DEMANDE D'APPROBATION D'UN PROGRAMME POUR LA CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ DES
ÉQUIPEMENTS FONCTIONNANT AU MAZOUT OU AU PROPANE DANS LES MARCHÉS COMMERCIAL,
INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL**

**Préparé dans le cadre du dossier
R-4000-2017
de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par
Antoine Gosselin
et
Marcel Paul Raymond**

Le 20 octobre 2017

Table des matières

| | |
|---|---|
| 1. Introduction | 3 |
| 2. Impact du programme sur le besoin en puissance | 3 |
| 3. Base d'information..... | 5 |
| 4. Analyse de sensibilité du Distributeur..... | 6 |
| 5. Analyses de la FCEI | 6 |
| 6. Conclusion..... | 8 |

1. Introduction

Dans son mémoire déposé le 20 juillet 2017¹ (le « Mémoire ») et son complément de mémoire (le « Complément de mémoire ») déposé le 27 juillet 2017², la FCEI soulevait des enjeux méthodologiques dans l'analyse du Distributeur.

Elle identifiait notamment la représentativité des cas-types, la prévision des ventes additionnelles (opportunisme, optimisation hors-pointe, écrêtement, comportement stratégique des participants), l'évolution des tarifs dans le temps, les coûts de transport et distribution, l'horizon d'analyse et le coût additionnel de la puissance.

Cette dernière préoccupation était en lien avec l'hypothèse du Distributeur que l'énergie additionnelle requise en hiver serait consommée uniformément sur l'ensemble des heures hivernales ce qui donnait lieu à une sous-estimation du besoin en puissance additionnelle réelle.

Suite à la décision D-2017-108 de la Régie, le Distributeur présente une nouvelle méthodologie³ où le coût lié à l'accroissement du besoin en puissance est calculé directement à partir du coût évité en puissance. La FCEI estime que cette modification constitue une amélioration à la méthodologie du Distributeur.

Par la même occasion, le Distributeur introduit d'autres modifications méthodologiques. D'abord, il révisé son évaluation de l'impact du programme sur le besoin en puissance le faisant passer de 170 MW à 110 MW. Il met également à jour les coûts évités sur la base du dossier R-4011-2017 et le taux d'actualisation pour refléter la décision D-2017-022.

La FCEI note que ces autres révisions méthodologiques ont un impact considérable sur la rentabilité du programme. Par exemple, la FCEI évalue que la révision du besoin en puissance de 170 MW à 110 MW améliorerait la valeur actuelle du programme d'environ 30 M\$ sur un horizon de 10 ans et d'environ 65 M\$ sur un horizon de 20 ans. De la même manière, la mise à jour des coûts évités en énergie et en puissance sur la base du dossier tarifaire en cours améliorerait la valeur actuelle du programme d'environ 8 M\$ sur un horizon de 10 ans et de près de 25 M\$ sur un horizon de 20 ans. Il y a donc lieu de se questionner sur la validité de ces modifications.

2. Impact du programme sur le besoin en puissance

L'impact sur le besoin en puissance de 110 MW est obtenu suite à l'introduction de deux nouveaux concepts méthodologiques soit le ratio puissance/énergie et le facteur de coïncidence.

Le ratio puissance/énergie est établi sur la base des cas types et correspond au rapport de l'augmentation de la puissance maximale appelée des clients et de l'augmentation d'énergie consommée. Le Distributeur corrige ce ratio pour tenir compte d'un facteur de coïncidence.

¹ C-FCEI-0010

² C-FCEI-0012

³ B-0050, HQD-1, document 3.

La FCEI déduit des réponses du Distributeur qu'il obtient par cette technique un ratio puissance/énergie de 606 kW/GWh auquel il applique un facteur de coïncidence de 75% pour obtenir un ratio puissance/énergie corrigé de 455 kW/Gwh.

Le facteur de coïncidence « *représente le ratio entre la puissance appelée du client durant la période de pointe d'Hydro-Québec et la puissance appelée maximale du client. Le facteur global pour l'ensemble du secteur est une moyenne pondérée du facteur de coïncidence de chacun des huit types de bâtiments retenus, lequel oscille entre 60 et 90 %.* »⁴ Dans sa lettre du 19 octobre 2017, le Distributeur précise que le facteur de coïncidence est calculé à partir de la charge de chauffage des bâtiments.⁵

La FCEI en conclut que le facteur de coïncidence de 75% implique que les systèmes de chauffage électrique ne seraient pas utilisés à la pleine capacité aux heures de pointe lors des grands froids d'hiver. Ce résultat laisse perplexe. La FCEI s'explique mal pourquoi, dans un contexte de grand froid, les capacités de chauffage ne seraient pas pleinement utilisées lors de ces plages horaires, particulièrement celle du matin, alors que les travailleurs et clients se présentent sur les lieux. De plus, le Distributeur affirme que « *la consommation maximale du système est atteinte sous les conditions climatiques les plus froides de l'hiver, soit généralement au même moment où les besoins du Distributeur sont également les plus importants.* »⁶ Un facteur de coïncidence de 75% paraît donc contre-intuitif. La FCEI estime que ce paramètre doit être validé davantage. Une démonstration détaillée du calcul du facteur de coïncidence devrait être exigée si une prolongation du programme était demandée à partir de 2019.

Par ailleurs, la FCEI note que le Distributeur ne modifie pas son évaluation des revenus additionnels liés au programme pour tenir compte de la coïncidence entre la pointe de chauffage et celle des autres usages. S'il est possible que la pointe de chauffage d'un client ne soit pas coïncidente avec celle du Distributeur, il paraît logique de penser qu'elle peut également être non coïncidente avec celle des autres usages. Il s'agit d'ailleurs d'une implication logique nécessaire si l'on considère que les clients gérant leur facture ont un impact à la pointe inférieure à ceux sans gestion de la facture, tel que discuté à la section suivante. Par conséquent, le Distributeur devrait expliquer pourquoi son analyse révisée n'inclut pas une révision des revenus pour cette autre forme de non coïncidence.

Gestion de la facture

Le Distributeur pose l'hypothèse que 25 % des clients gèreront leur facture par un abaissement de leur puissance appelée. Pour ces clients, il considère un ratio puissance/énergie moindre. Alors qu'il prévoit un ratio de 455 kW/GWh pour les clients sans gestion de leur facture, il utilise plutôt un ratio de 310 kW/GWh et de 204 kW/GWh pour les cas types 2 et 3 (édifices à bureaux) et le cas type 1 (école primaire) respectivement.⁷

Un client qui gèrera sa facture ne cherche pas à limiter sa facture à la pointe du réseau, mais bien à sa pointe propre. Ainsi, pour que sa gestion de facture ait une incidence sur le besoin en pointe du Distributeur, il faut que sa gestion de consommation ait lieu, au moins en partie, lors des pointes du

⁴ B-0055, HQD-2, document 2.1, p. 4

⁵ B-0060.

⁶ B-0056, HQD-2, document 3.1, p. 5

⁷ B-0057, HQD-2, document 4.2, p. 4

réseau. Cela implique que la pointe globale du client se situe à la pointe du réseau. Dans la mesure où le facteur de coïncidence de la charge de chauffage est de 75%, une pointe de charge globale coïncidente avec les pointes de réseau implique une pointe de consommation très importante des autres usages à la pointe du réseau. Considérant le type de bâtiment pris en compte dans l'analyse de rentabilité, cette éventualité paraît très improbable. Par conséquent, la FCEI considère qu'il n'est pas vraisemblable que ces clients écrêtent leur consommation de chauffage à la pointe du réseau.

Cette conclusion est renforcée par le fait que le Distributeur prévoit un écrêtement limité allant de 0,8 % à 2,5 % de la consommation d'énergie pour le chauffage en hiver.⁸ Cela correspond à 25 à 75 heures d'écrêtement par année selon le cas type.⁹ Ce nombre d'heures suppose un écrêtement assez spécifique. Un scénario d'écrêtement large incluant des heures hors de la pointe du réseau et des heures en pointe de réseau n'est donc pas envisageable.

En somme, bien qu'elle n'ait pas questionné l'impact de la gestion de la facture sur le besoin en puissance dans le Mémoire et le Complément de mémoire, la FCEI estime que l'information nouvelle sur le facteur de coïncidence de 75% remet en cause le réalisme de l'impact de la gestion de la facture sur le besoin de puissance. La FCEI juge prudent de ne pas prendre en compte cet effet.

La FCEI précise qu'elle ne remet pas en cause le fait que certains clients puissent procéder à de l'écrêtement de leur pointe, mais simplement le fait que cet écrêtement aura lieu lors des pointes de réseau puisqu'un tel comportement serait incompatible avec le facteur de coïncidence des charges de chauffage de 75%.

3. Base d'information

Le Distributeur met à jour les paramètres de ses analyses en utilisant les données de coût évité de son dossier tarifaire 2018, lesquelles n'ont pas été approuvées par la Régie. Il met également à jour les frais financiers. Par contre, il utilise le taux d'actualisation et la rémunération de l'actionnaire approuvé par la décision D-2017-022. La FCEI estime que les analyses doivent reposer sur des ensembles de données cohérents. Au-delà de la valeur que l'on peut accorder aux données non approuvées, utiliser des intrants provenant d'un amalgame de dossiers pourrait entraîner des effets indésirables.

De manière générale, la FCEI juge également que les valeurs approuvées devraient être privilégiées par rapport aux valeurs soumises. Cela n'implique pas nécessairement que les données plus récentes mais non approuvées n'aient pas de valeur utile. Dans certains cas, un changement significatif dans le contexte économique pourrait affecter l'analyse de rentabilité. Ignorer cette information pour des raisons liées aux contraintes réglementaires pourrait être sous optimal.

Dans le cas présent, deux mises à jour ont un impact sensible sur le résultat de l'analyse. Il s'agit de la mise à jour du coût évité en énergie qui passe de 6,3 ¢/kWh (D-2017-022) à 5,2 ¢/kWh (R-4011-2017) et l'horizon d'application du coût évité en puissance de court terme qui passe de 2017-2025 (D-2017-022) à 2017-2023 (R-4011-2017). Tel qu'indiqué précédemment, ces deux modifications

⁸ Par exemple pour le cas type 3 la consommation est réduite de 0,86 lorsque le client a recours à l'écrêtement : $0,86 = 1 - (456\ 170 / 460\ 111)$, B-0022, HQD-2, document 1, p. 10.

⁹ Par exemple $2904 * 0,86 = 25$.

combinées ont un impact favorable sur la rentabilité du programme de l'ordre de 10 M\$ et 24 M\$ selon que l'on considère un horizon de 10 ans ou 20 ans.

La FCEI note également que l'information sur les coûts évités en énergie peut être passablement volatile d'une année à l'autre. Le tableau 1 présente le coût évité en énergie de 2014 à 2018. On y observe notamment des variations importantes en 2016 et 2018. Dans le contexte de l'approbation d'un programme ayant des implications à long terme sur la consommation d'énergie, cette volatilité peut être problématique dans la mesure où la rentabilité peut être favorable ou non selon l'année où la demande est formulée.

Tableau 1 : Coût évité en énergie à court et moyen termes pour la période d'hiver (¢/kWh)

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|----------------|------|------|------|------|------|
| Coût évité | 5,0 | 4,8 | 6,6 | 6,3 | 5,2 |
| % de variation | | - 4% | +38% | -5% | -17% |

La FCEI soumet qu'une mesure représentative du coût évité de court et moyen terme serait plus utile que le coût évité basé sur le prochain hiver seulement si une telle mesure peut être obtenue.

4. Analyse de sensibilité du Distributeur

Dans l'un de ses analyses de sensibilité, le Distributeur utilise un coût évité tenant compte du nombre d'heures prévu d'achat sur les marchés de court terme.

La FCEI juge qu'il est justifié de tenir compte de la prévision du nombre d'heures d'achat sur les marchés de court terme en hiver. Par contre, elle estime que l'utilisation du nombre d'heures basé sur le scénario moyen donne un résultat biaisé et trop favorable au programme. Cela découle du fait que le nombre d'heures d'achat sur les marchés de court terme est une variable tronquée à gauche. En effet, on ne peut faire des achats inférieurs à zéro. Par exemple, pour 2017-2018, le Distributeur prévoit 48 heures d'achat sur les marchés de court terme¹⁰. Si l'on suppose que lors d'un hiver froid le nombre d'heures d'achat est de 500 heures et que lors d'un hiver chaud il est de zéro. Alors la moyenne de ces deux scénarios est de 250 heures et non 48. Par conséquent, l'utilisation d'un scénario à température moyenne tend à sous-estimer le besoin moyen d'achat sur les marchés de court terme. Cet effet est d'autant plus prononcé lorsque les achats sur les marchés de court terme sont faibles comme c'est le cas pour les premières années de l'analyse du Distributeur.

5. Analyses de la FCEI

Considérant ce qui précède et les représentations faites dans le Mémoire et dans le Complément de mémoire, la FCEI a procédé aux analyses suivantes.

Puisqu'elle juge irréaliste l'impact de la gestion de la facture sur le besoin de puissance postulé par le Distributeur, la FCEI utilise comme point de départ de son analyse les résultats présentés au tableau 6 de la pièce B-0050.

¹⁰ B-0057, HQD-2, document 4.2, p. 7.

Deuxièmement, elle réduit la rentabilité de l'écart entre la valeur actuelle des revenus selon le tableau 6 et l'analyse de base du Distributeur (tableau 4).

Troisièmement, elle ajoute l'impact des coûts évités de transport et distribution.

Quatrièmement, comme dans son Complément de mémoire, elle applique un facteur de 75% sur les revenus additionnels et coûts d'approvisionnement et pour tenir compte d'omissions méthodologiques conduisant à une surestimation de l'impact du programme sur les ventes (d'opportunisme, d'optimisation hors-pointe et d'un potentiel comportement stratégique des participants)

Cinquièmement, elle apporte un ajustement pour refléter un coût évité tenant compte du nombre d'heures où des achats sur les marchés de court terme sont prévus. Cet ajustement est basé sur l'écart de coûts d'approvisionnement entre les analyses présentées aux tableaux 4 et 7 de la pièce B-0050.

Les résultats des analyses de la FCEI sont présentés au tableau 2 pour les horizons de 10 ans et 20 ans. La FCEI maintient sa position à l'effet que l'horizon approprié pour analyser ce programme doit se rapprocher de la durée de vie attendue des mesures. Elle privilégie donc un horizon de 20 ans considérant la prépondérance des conversions liées au chauffage de l'espace dans l'analyse. Au final, la FCEI trouve une valeur actuelle nette de -65 M\$.

Tableau 2 : Rentabilité du programme de conversion (M\$)

| | 10 ans | 20 ans |
|---|---------------|---------------|
| Tableau 6 (B-0050) | 13,7 | -65,5 |
| + Correction pour écart de revenu entre les tableaux 6 et 4 de la pièce B-0050 | -1,2 | -90,3 |
| + Coûts évités de transport et distribution (tous usages) | -31,2 | -160,1 |
| + Correction pour surestimation des ventes additionnelles (ventes = 75% de CÉA) | -39,6 | -98,2 |
| + Ajustement pour prévision des heures avec achats sur les marchés de CT. | -6,6 | -65,2 |

La FCEI souligne que le résultat final (étape 5) constitue selon elle une borne supérieure à la rentabilité du programme. Notamment, cette analyse utilise un coût évité en transport et distribution basé sur tous les usages ce qui constitue assurément une borne inférieure. À titre indicatif, le coût évité en transport et distribution pour l'usage chauffage est deux fois plus élevé que pour les autres usages.¹¹

¹¹ R-3980-2016, B-0021, HQD-4, document 4, p. 14, tableau A-3.

Aussi, tel qu'expliqué à la section 4, l'utilisation d'un scénario à température moyenne tend à sous-estimer le besoin moyen d'achat sur les marchés de court terme et donc à sous-estimer le coût évité en énergie.

De plus, la FCEI utilise comme base d'analyse les résultats du Distributeur, lesquelles reposent sur les données du dossier tarifaire 2018, malgré que celles-ci ne soit pas approuvées. L'utilisation des données approuvées par la décision D-2017-022 aurait un impact négatif additionnel.

6. Conclusion

Dans le Complément de mémoire, la FCEI trouvait une rentabilité négative de 138 M\$ pour le programme du Distributeur.

Dans son argumentation écrite, elle indiquait¹² :

- «
- *Considérant le principe sous-jacent du Programme qui vise à faire profiter les clients de la valeur des surplus d'énergie et faire du Québec une économie plus verte, principe auquel souscrit la FCEI mais pas à n'importe quel coût, considérant également la possibilité de revoir les paramètres du Programme, la FCEI ne s'opposerait pas à ce que la Régie approuve la demande du Distributeur à titre de projet pilote.*
 - *Cependant, considérant l'incertitude importante quant à la rentabilité du programme, elle recommande d'en limiter le budget à 10 M\$.*
 - *Suite à l'utilisation de ce budget et après une période d'un an, la Distributeur devrait présenter une nouvelle analyse de rentabilité reflétant les observations quant à la participation et à l'impact réel du Programme sur les revenus et les coûts et corrigeant les failles méthodologiques identifiées ci-haut.*
 - *Cela permettrait au Distributeur d'aller de l'avant et de constater la réponse de la clientèle face à ce programme tout en limitant le risque financier. »*

Suite à la révision méthodologique du Distributeur, la FCEI a mis à jour son analyse et obtient toujours une rentabilité négative mais de moindre ampleur à 65 M\$. **Par conséquent, elle réitère la position exprimée en argumentation soit de permettre au programme d'aller de l'avant à titre de projet pilote avec une enveloppe de 10 M\$.**

La FCEI réitère également les recommandations faites précédemment à l'effet qu'une future demande de prolongation du programme devrait :

- **porter sur un horizon temporel basé sur la durée de vie des équipements;**
- **intégrer un taux d'opportunité supporté par une analyse exhaustive et rigoureuse tel que l'on peut retrouver par exemple dans l'analyse des programme d'efficacité énergétique;**

¹² C-FCEI-0015, p. 8.

- intégrer un facteur pour tenir compte de l'optimisation hors pointe pré-conversion supportée par une analyse exhaustive et rigoureuse;
- tenir compte des coûts évités de transport et distribution;
- démontrer la rentabilité du programme pour chacun des segments de clientèle;
- démontrer la représentativité des cas types.

Elle ajoute de plus quatre recommandations additionnelles :

- présenter un rapport complet supportant le facteur de coïncidence des charges de chauffage et des autres charges visées par le programme;
- présenter un rapport complet supportant l'impact de la gestion de la facture sur le besoin à la pointe coïncidente;
- présenter un rapport complet sur la coïncidence de l'usage chauffage et des autres usages chez les clients participant au programme;
- proposer un indicateur de coût évité des achats de court terme moins volatile que la prévision des prix pour le prochain hiver et plus représentatif des coûts sur la période d'analyse.