

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

R É G I E D E L ' É N E R G I E

---

N° : R-4000-2017

**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

---

**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**

---

**ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR**

**I. INTRODUCTION**

1. Le 25 septembre 2017, la Régie de l'énergie (la « Régie ») rendait sa décision procédurale D-2017-108 (la Décision D-2017-108) par laquelle elle procède à une réouverture d'enquête.
2. À la Décision D-2017-108, la Régie exprime certaines incompréhensions concernant notamment la méthodologie utilisée pour considérer les coûts associés à la puissance additionnelle et la quantité de puissance à considérer aux fins de l'analyse de rentabilité.
3. Le 3 octobre, le Distributeur répond à ces préoccupations et dépose ses *Réponses aux questions de la Régie relatives à la rentabilité du programme Conversion à l'électricité* (pièce HQD-1, document 3 [B-0050]).
4. La présente argumentation écrite additionnelle du Distributeur porte sur cette preuve additionnelle déposée le 3 octobre et complète l'argumentation écrite déjà déposée le 29 août 2017 ainsi que la réplique du 11 septembre 2017.

*Impact en puissance à la pointe du réseau*

5. Le Distributeur avait déjà indiqué, à une réponse à une demande de renseignements, une contribution du Programme à la pointe du réseau de l'ordre de 170 MW. Il s'agissait toutefois d'une estimation théorique qui représentait un maximum, comme l'avait souligné le Distributeur, car elle supposait que la totalité du potentiel de 340 GWh correspondrait à des équipements pour le chauffage des locaux.

HQD-2, document 1.3 (B-0043), réponse à la question 6.3.

6. Le Distributeur n'avait pas jugé utile de procéder à une estimation plus précise de l'impact en puissance. Cette information n'était en effet pas utile aux fins de l'analyse économique du Programme puisque les coûts de puissance ont été alloués aux volumes d'énergie. Le Distributeur rappelle qu'il s'agit de la méthodologie usuelle, approuvée par la Régie et appropriée lorsque la quantité de puissance n'est pas spécifiée, par exemple pour les analyses économiques des interventions en efficacité énergétique.
7. Pour plus de clarté, le Distributeur réitère qu'il n'a jamais utilisé directement une quelconque estimation de l'impact en puissance du Programme, que ce soit 110 MW ou 170 MW, pour évaluer les coûts de cette puissance.
8. Devant les interrogations légitimes de la Régie à ce sujet, il devenait clair qu'une analyse plus poussée de la part du Distributeur était requise afin de tracer un portrait plus précis des impacts du Programme et de sa rentabilité.
9. L'évaluation la plus réaliste de la contribution du Programme à la pointe du réseau est de 110 MW, comme le Distributeur l'indiquait d'ailleurs à la pièce HQD-1, document 1 (B-0013), section 8.2. Il s'agit d'une valeur qui trouve appui sur la répartition en énergie du potentiel commercial entre les secteurs Commercial et institutionnel et Industriel, tel qu'il appert du tableau 1 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0050).
10. Il est respectueusement soumis que c'est cette quantité de puissance qui doit être considérée pour l'analyse économique afin d'obtenir le portrait le plus réaliste possible.

*Hypothèses au soutien de l'analyse*

11. Comme mentionné, l'estimation d'un impact à la pointe de 110 MW reflète la répartition du potentiel commercial entre les secteurs, notamment qu'environ le tiers de ce potentiel se trouve au secteur industriel.

- 12.** Cette hypothèse se vérifie à la lumière des lettres d'intention reçues à ce jour, puisque 20 % proviennent de clients industriels et que les projets afférents représentent plus du tiers de l'énergie de l'ensemble des projets.

HQD-2, document 1.4 (B-0054), réponse à la question 2.2.

- 13.** L'estimation de l'impact à la pointe repose également sur un facteur de coïncidence, soit le rapport entre la puissance maximale d'un client et sa puissance à la pointe du réseau du Distributeur.

- 14.** Ce facteur de coïncidence a été établi à partir des profils de consommation horaire de bâtiments représentatifs de l'ensemble du marché visé par le Programme. Le Distributeur précise qu'il ne s'agit pas d'un profil théorique mais bien du profil réel de véritables clients du Distributeur.

HQD-2, document 2.1 (B-0055), réponse à la question 1.3.

- 15.** Enfin, le Distributeur rappelle que les hypothèses utilisées aux fins de l'estimation de l'impact du Programme à la pointe, notamment le ratio entre la puissance et l'énergie additionnelle, sont cohérentes avec la méthodologie de prévision de la demande.

HQD-2, document 1.4 (B-0054), réponse à la question 3.1.

#### *Analyse économique*

- 16.** Dans sa preuve additionnelle, le Distributeur a déposé une nouvelle analyse économique, laquelle tient compte notamment d'une quantité de puissance de 110 MW.
- 17.** L'analyse économique met également à jour le taux d'actualisation, à la suggestion de la Régie, tel qu'établi par la Décision D-2017-022, et utilise les coûts évités présentés au dossier R-4011-2017, les plus récents disponibles.
- 18.** Le Distributeur soutient donc que les hypothèses considérées dans la nouvelle analyse économique présentée à la section 3.2 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0050) sont les plus représentatives de la réalité dans laquelle s'inscrit le Programme.
- 19.** Le Distributeur a par ailleurs mentionné qu'il s'était assuré de la cohérence des revenus additionnels pris en compte dans son analyse avec la quantité de puissance.

HQD-2, document 1.4 (B-0054), réponse à la question 2.3.

20. L'analyse économique présentée à la section 3.2 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0050) fait donc état d'un TNT de 21,9 M\$, confirmant la rentabilité du Programme. Ce dernier contribuera donc à réduire la pression sur les tarifs de l'ensemble des clients du Distributeur.
21. Enfin, le Distributeur réitère ses commentaires sur certains éléments méthodologiques utilisés par la Régie dans son analyse économique préliminaire présentée à l'annexe A de la décision D-2017-108.

HQD-1, document 3 (B-0050), section 5.3.

#### *Analyses de sensibilité*

22. Le Distributeur souligne que les différentes analyses de sensibilité effectuées viennent confirmer la rentabilité du Programme.
23. Ainsi, même en considérant qu'aucun participant ne gère sa facture, scénario hautement improbable, le TNT serait de 13,7 M \$, démontrant encore une fois la rentabilité du Programme, et ce, malgré l'impact additionnel sur les besoins en puissance à la pointe.

HQD-1, document 3 (B-0050), tableau 6.

24. Il importe également de préciser que, dans son analyse économique, le Distributeur a été prudent en supposant que la totalité des 2 904 heures d'hiver sont susceptibles d'occasionner un achat sur les marchés au prix de l'énergie d'hiver (soit à 5,2 ¢/kWh) plutôt qu'à la valeur de l'énergie patrimoniale (2,9 ¢/kWh). Or, s'il fallait plutôt attribuer les coûts évités d'énergie d'hiver uniquement pendant le nombre d'heures où des achats sur les marchés sont prévus dans le bilan en énergie, une hypothèse plus près de la réalité du Distributeur, le TNT passerait alors à 54,9 M\$, rendant le Programme encore plus rentable pour le Distributeur et sa clientèle.

HQD-1, document 3 (B-0050), tableau 7.

25. À nouveau, les analyses de sensibilité illustrent donc la grande robustesse de la rentabilité du Programme.

### *Coûts de transport*

26. Le Distributeur a pris acte de l'opinion de la Régie exprimée au paragraphe 36 de la Décision D-2017-108. Le Distributeur souligne que, même en ajoutant aux coûts du Programme une somme de l'ordre de 1 M\$ annuellement, telle qu'énoncée par la Régie<sup>1</sup>, le TNT reste largement positif.
27. Ce constat ne doit pas être interprété par le Distributeur comme un appui de sa part ni au principe de l'inclusion de coûts de transport, ni à la méthodologie utilisée pour estimer ces derniers. Le Distributeur réitère ses conclusions maintes fois énoncées à cet égard, soit qu'il est erroné d'ajouter les coûts de transport à l'analyse économique du Programme.

### **CONCLUSION**

28. Le Distributeur croit avoir répondu aux questionnements de la Régie énoncés dans sa décision D-2017-108.
29. Le Distributeur soutient que sa preuve est complète et demande à la Régie d'approuver le Programme pour une période de deux ans.
30. Le Distributeur a fait la démonstration de la rentabilité du Programme, au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle, et ce, grâce à une valorisation de ses importants surplus énergétiques.
31. Le Distributeur rappelle en outre que le Programme s'inscrit dans le cadre de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec et permettra de concrétiser la volonté exprimée par ce dernier d'assurer une transition vers une économie à faible empreinte de carbone.

### **LE TOUT, RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

**MONTRÉAL**, le 23 octobre 2017

*(s) Affaires juridiques Hydro-Québec*

---

Affaires juridiques Hydro-Québec  
(M<sup>e</sup> Simon Turmel)

---

<sup>1</sup> Étape 5 à l'annexe A de la décision D-2017-108, page 17