

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

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 1^{er} mars 2017, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») déposait auprès de la Régie de l'énergie (la « Régie ») une 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 (le « Programme »), le tout en conformité avec l'article 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »).
2. Le Distributeur demandait également à la Régie, de façon prioritaire, d'autoriser la création d'un compte d'écarts et de report, hors base de tarification et portant intérêts, pour y inscrire tous les coûts reliés au Programme. Cette autorisation a été accordée par la Régie dans sa décision D-2017-037.
3. Afin de permettre d'amorcer rapidement l'examen du dossier, le Distributeur déposait, dès le 30 mars 2017, la preuve au soutien de sa demande. Il déposait également, le 11 mai 2017, une version bonifiée de sa preuve. À la suite d'une rencontre préparatoire tenue le 18 mai 2017, lors de laquelle la Régie et les

intervenants ont indiqué au Distributeur quelles informations additionnelles étaient requises aux fins de l'analyse du dossier, le Distributeur a déposé, le 7 juin 2017, un complément de preuve.

4. À la suite du dépôt de ce complément de preuve, le Distributeur a répondu aux nombreuses questions de la Régie et des intervenants à l'occasion des demandes de renseignements.
5. Le Distributeur a également répondu à la demande de renseignements n° 2 de la Régie le 23 août 2017.
6. Le Distributeur soumet s'être acquitté de son fardeau de preuve et avoir soumis l'ensemble des démonstrations nécessaires au soutien de sa demande. Le Distributeur désire néanmoins rappeler, à cet égard, que le Guide de dépôt est muet quant à des exigences particulières pour des demandes déposées en vertu de l'article 74 de la LRÉ.
7. Dans son étude d'une demande d'approbation d'un programme commercial, la Régie doit notamment tenir compte de l'évolution des pratiques commerciales et de la rentabilité du programme en considérant son impact sur les tarifs du Distributeur (art. 74, al. 3).

74. Le distributeur d'électricité ou tout distributeur de gaz naturel doit soumettre à l'approbation de la Régie leurs programmes commerciaux.

[...]

Lorsqu'elle étudie une demande visée au présent article, la Régie doit notamment tenir compte de l'évolution des pratiques commerciales et de la rentabilité des programmes commerciaux en considérant leurs impacts sur les tarifs du distributeur.

8. C'est à la suite du dépôt d'une preuve particulièrement étoffée que le Distributeur dépose la présente argumentation écrite au soutien de sa demande d'approbation du Programme.

II. LA NATURE D'UN PROGRAMME COMMERCIAL

9. Il est utile de rappeler ce en quoi consiste un programme commercial, pour le Distributeur.
10. Il s'agit d'offrir un appui financier à la clientèle de façon à l'inciter à entreprendre une action ou adopter un comportement qui n'aurait pas eu lieu sans cet appui

- financier. Cela peut consister, par exemple, à mettre en place des mesures d'efficacité énergétique, par exemple installer des produits éconergétiques, tels des chaudières efficaces. Le remplacement de systèmes au combustible par d'autres fonctionnant à l'électricité répond également à cette définition.
11. En somme, bien que présentant certaines différences sur lesquels le Distributeur reviendra ci-après, un programme commercial comme le Programme présente d'importantes similarités avec les programmes en efficacité énergétique, dont ceux du PGEÉ.
 12. Le Distributeur mise notamment sur l'expérience acquise dans le cadre de la mise en œuvre de ces programmes, depuis plus d'une vingtaine d'années, ainsi que ses grandes connaissances du marché pour développer le Programme.
 13. Notamment, les tests au soutien de la démonstration économique (TNT et TP) sont des tests déjà discutés depuis longtemps à la Régie et éprouvés. Ils ont été amplement utilisés dans le cadre de l'examen des différents programmes d'efficacité énergétique du Distributeur. Le TP a été introduit dès le dossier R-3473-2001 (décision D-2003-110). Quant au TNT, il est présenté de façon systématique, à la demande de la Régie, depuis la décision D-2006-56 (dossier R-3584-2005).
 14. Il importe également de rappeler qu'un programme commercial offre une certaine souplesse permettant d'en ajuster les modalités si les conditions de marché devaient changer. Dans le cas présent, ces modalités incluent notamment le montant d'appui financier accordé, lequel pourra être ajusté selon les conditions commerciales telles que le prix des combustibles.

HQD-2, document 1.3, question 5, remarques préliminaires du Distributeur

III. LE CONTEXTE

15. Le Distributeur désire tout d'abord rappeler et contextualiser le Programme soumis pour approbation à la Régie.
16. Le Programme vise à accroître les ventes d'électricité au Québec tout en permettant aux clients commerciaux, institutionnels et industriels de réaliser des projets structurants. Pour ce faire, le Distributeur offre un appui financier aux clients afin de convertir à l'électricité leurs équipements fonctionnant à partir d'un combustible fossile admissible.

17. Ainsi, tous les clients commerciaux, institutionnels et industriels dont les bâtiments sont situés au Québec peuvent soumettre des projets de conversion à l'électricité. Les clients possédant des immeubles résidentiels de type multilocatif, de condominiums ou des serres assujetties au tarif D avec appel de puissance sont également admissibles.

HQD-1, document 1, section 3

18. Tous les équipements électriques servant à remplacer un équipement consommant du mazout léger, du mazout lourd ou du propane sont admissibles.

Guide du participant, section 2.4

19. La stratégie de déploiement vise d'abord les marchés où la position concurrentielle du Distributeur est clairement favorable, puisqu'une telle situation favorise la participation au Programme. Ceci explique que le Distributeur ait axé son Programme sur les marchés du mazout et du propane.

HQD-1, document 1, section 3.2

20. Malgré les variations selon les régions et les distributeurs, le prix du propane est généralement supérieur à celui du mazout. En conséquence, le Distributeur soutient que la décision d'inclure au Programme les équipements fonctionnant à ce combustible est justifiée.

HQD-2, document 1.3, questions 1.3 et 1.4

21. À cet effet, le Distributeur souligne que l'analyse effectuée par l'AQP (C-AQP-0007, section 6.1), qui tente de démontrer que le prix du propane est inférieur à celui du mazout, est erronée puisqu'elle fait abstraction de leur teneur énergétique respective. Or, celle du mazout est environ 50 % supérieure à celle du propane.

HQD-1, document 2, note 4 (page 8)

22. En outre, le Distributeur est d'avis que les clients ayant des équipements fonctionnant au propane doivent pouvoir profiter du Programme pour se convertir à une énergie renouvelable et ainsi, réduire leur empreinte de carbone.
23. À cet effet, il est utile de rappeler que le Programme s'inscrit également dans le cadre de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec, laquelle vise notamment à favoriser la transition vers une économie à faible empreinte de carbone.

24. Cette demande s'appuie également sur le Plan stratégique 2017-2021 d'Hydro-Québec, en ce qu'elle vise à :

- exploiter de nouvelles avenues de croissance ;
- soutenir la transition énergétique du Québec ;
- contribuer à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation.

HQD-1, document 1, section 1

25. La demande s'inscrit également dans le contexte des surplus importants dont dispose le Distributeur, lesquels surplus constituent une opportunité de développer ses ventes dans les marchés où il est possible d'en démontrer la rentabilité.

HQD-1, document 1, section 1

26. Tout comme par exemple pour le tarif de développement économique, il s'agit donc de profiter de la situation de surplus actuelle du Distributeur afin d'attirer de nouvelles ventes, au bénéfice des clients participants mais également du reste de la clientèle.

IV. ARGUMENTATION

A. Les modalités du Programme

i. Le besoin d'un appui financier

27. Le Distributeur rappelle que le Programme vise à soutenir des projets de conversion qui, sans un appui financier, sont moins susceptibles d'être réalisés. Les budgets d'investissement des entreprises étant limités, les projets reliés aux activités de base sont souvent priorisés par rapport aux autres, ce qui peut mener à la décision de retarder ou même abandonner des projets visant la conversion à l'électricité. De plus, les investissements nécessaires au remplacement des systèmes sont généralement plus importants que ceux requis pour le prolongement de la durée de vie utile.

HQD-1, document 1, section 2

HQD-2, document 1.3, question 1.1

- 28.** L'appui financier du Programme est requis afin d'obtenir une période de retour sur l'investissement financièrement et commercialement acceptable pour le client.

HQD-2, document 2, question 2.1

HQD-2, document 1.3, question 1.1

- 29.** L'appui financier offert dans le cadre du Programme équivaldra à 15 ¢//kWh pour la consommation électrique admissible (soit l'estimation de l'augmentation de la consommation électrique à la suite de la conversion), jusqu'à concurrence de 75 % des frais afférents à la conversion.

- 30.** Le Distributeur considère à cet effet que le niveau d'appui financier prévu au Programme doit être maintenu. Compte tenu du prix actuel du combustible ainsi que des coûts d'investissement requis de la part des clients, l'appui financier prévu est requis afin d'atteindre les objectifs prévu au Programme.

- 31.** Si, éventuellement, une augmentation marquée du prix des combustibles était observée, augmentant ainsi la rentabilité du client, la flexibilité du Programme permettrait de revoir à la baisse le niveau d'appui financier octroyé.

- 32.** L'aide financière serait justifiée même s'il existait une tendance naturelle à la conversion chez certains clients. Par exemple, dans le cas des projets des commissions scolaires et municipalité, bien que ces clients aient des objectifs de réduction de leur empreinte environnemental tout comme ils en ont en matière d'efficacité énergétique, ces projets sont souvent en compétition avec d'autres tels que des projets de maintien d'actif. Conséquemment, les projets de conversion ou d'efficacité énergétique peuvent ne pas se réaliser ou être retardés faute de budget disponible. En outre, le Distributeur indique qu'il faut prendre garde de tirer des conclusions sur les conversions futures sur la base de la tendance historique observée, puisque celle-ci est fortement influencée par le prix des combustibles.

- 33.** De plus, par soucis d'équité, le Distributeur est d'avis que le Programme doit être offert à tous ses clients. Le Distributeur ne croit pas qu'il faille faire une discrimination selon la nature des activités des clients.

HQD-1, document 1 et HQD-1, document 2 (section 4.2)

HQD-2, document 2, question 2.1

- 34.** Le niveau de l'appui financier doit donc être calibré afin de favoriser l'adhésion des clients.

- 35.** Tout comme pour les programmes en efficacité énergétique, les clients peuvent être amenés à comparer différents projets d'investissement entre eux. C'est pourquoi Distributeur doit intervenir au moment où le client prend une décision pour éliminer certaines barrières commerciales. L'expérience du Distributeur en matière d'efficacité énergétique démontre que le taux d'opportuniste demeure relativement faible pour des mesures comme celles visées par le Programme.

HQD-2, document 1.3, questions 1.1 et 1.2

- 36.** Le fait que le TP du Programme soit très favorable ne permet aucunement de porter un jugement sur le niveau de l'appui financier. Par exemple, c'est également le cas des TP des programmes commerciaux visant à encourager les mesures en efficacité énergétique. Cela ne saurait en aucune façon indiquer que l'appui financier offert est trop généreux.
- 37.** À nouveau, la question n'est pas de savoir si les projets de conversion seraient rentables pour les clients sans appui financier, mais bien s'ils seraient suffisamment rentables pour être retenus parmi tous les projets d'investissement possibles pour les clients. De l'avis du Distributeur, il faut répondre par la négative.

ii. OMA

- 38.** L'obligation minimale annuelle prévue au Programme, pour une période de cinq ans suivant la conversion à l'électricité, est nécessaire afin d'assurer la rentabilité de la mesure pour le Distributeur. L'OMA permet de sécuriser les revenus du Distributeur pendant une période commercialement acceptable pour le client.

HQD-1, document 1, section 4.4

- 39.** L'application d'une OMA représente une contrainte commerciale importante pour les clients et conséquemment, une barrière à la participation au Programme. Le Distributeur estime qu'un traitement sur cinq ans de l'OMA offre au client une marge de manœuvre nécessaire pour pallier une certaine variation de la consommation due aux aléas climatiques, aux taux d'utilisation des équipements ou encore aux variations du mode d'exploitation des bâtiments.

HQD-1, document 2, section 4.4

HQD-2, document 3, question 6.1

- 40.** Cette nécessaire flexibilité justifie également que l'OMA soit établie à 75 % de la consommation d'électricité admissible.

41. Un facteur de gestion de la demande de 0,9 doit être appliqué dans le cas des clients qui utilisent les équipements au combustible pour gérer leur demande d'électricité en pointe. Ce facteur est nécessaire afin de tenir compte de l'impact sur la consommation des équipements électriques en période de pointe et ainsi, ne pas pénaliser le client quant à l'OMA à respecter. D'autres moyens de gestion de la pointe, tels que le contrôle des équipements de chauffage, ne font que déplacer la consommation dans le temps et conséquemment, n'ont pas d'impact sur la consommation totale.
42. Par ailleurs, la participation d'un client au programme de GDP a un impact important sur la réduction de la demande en pointe, mais un impact nul ou marginal sur la consommation, impact qui est largement en deçà de la marge de manœuvre de 25 % reliée à l'OMA (OMA = CÉA X 75 %).
43. À titre d'exemple, l'utilisation des systèmes de contrôle pour la gestion de la pointe n'a aucun impact sur consommation d'énergie car ce mode de gestion de la pointe ne fait que déplacer la consommation dans le temps. Pour les autres mesures qui impliquent l'utilisation d'un combustible en période de pointe, l'impact sur la consommation est marginal considérant le nombre d'heures en période de pointe par rapport au nombre d'heures total de la période de chauffage.
44. En somme, l'OMA n'est aucunement un obstacle à la participation des clients au programme GDP Affaires

iii. Les cas-types

45. Certains intervenants, dans leurs mémoires, ont mis en doute la validité des cas types utilisés par le Distributeur.
46. Le Distributeur réitère s'être assuré de la rentabilité de chacun des cas types, lesquels sont représentatifs de la majorité des projets prévus. Bien qu'il soit vraisemblable que certains clients ayant des profils ou des tarifs différents participent au programme, il n'en demeure pas moins que le nombre de ces derniers sera marginal et la rentabilité globale du Programme ne sera pas affectée.

HQD-2, document 1.3, question 11.2

47. D'ailleurs, les lettres d'intention reçues confirment la représentativité des cas-types :

« Le Programme vise principalement les clients au tarif M des secteurs commercial et institutionnel et, dans une moindre mesure, du secteur industriel. Or, les cas types retenus sont représentatifs des clients de ces secteurs. Les lettres d'intention reçues à ce jour semblent d'ailleurs confirmer ce choix. Environ 80 % des lettres d'intention concernent des clients des secteurs commercial et institutionnel. De fait, plusieurs commissions scolaires et municipalités désirent procéder à la conversion de leurs équipements, compte tenu notamment de leurs intentions et engagements en matière de réduction de leur empreinte environnementale. Parmi les projets des clients industriels, un seul concerne le procédé principal de l'usine.

Par ailleurs, près de 80 % des lettres d'intention concernent des projets pour lesquels la consommation annuelle de combustible est de moins de 50 000 litres. Ce niveau de consommation correspond aux cas types 1 et 2. Or, les analyses économique et financière reposent sur l'hypothèse que 70 % du volume de consommation additionnelle du Programme proviendra de ces deux cas types. Les résultats à ce jour semblent donc corroborer cette hypothèse.

De plus, environ 60 % des lettres d'intention émanent de clients au tarif G, environ 20 % de clients au tarif M et le reste de clients assujettis à d'autres tarifs ou pour lesquels le tarif n'est pas indiqué (voir la réponse à la question 3.3). Pour la majorité des clients au tarif G, la conversion à l'électricité de leurs procédés de chauffe devrait se traduire par un passage au tarif M, comme l'indiquait le Distributeur à la page 8 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018). Pour ces clients, le Programme, en plus de leur permettre d'acquérir des équipements efficaces utilisant une énergie propre, permettra leur transfert vers un tarif généralement plus avantageux.

En somme, la taille des projets correspond aux attentes du Distributeur quant aux marchés visés et reflète l'accessibilité du Programme grâce à la simplicité de ses modalités. Cette simplicité devrait permettre la réalisation des projets, en offrant l'opportunité aux clients de moderniser leurs équipements de façon rentable et durable.

Bien que ces résultats soient préliminaires, ils témoignent de l'intérêt suscité par le Programme et confirment les stratégies de déploiement. Ils indiquent également que les cas types sur lesquels repose l'analyse reflètent adéquatement la clientèle visée.

Voir également la réponse à la question 3.2. »

HQD-2, document 4, question 3.1.

- 48.** Le Distributeur estime que l'analyse d'une plus grande variété de cas types représenterait une charge de travail importante et serait tout aussi hypothétique à cette étape du Programme. De surcroît, un tel exercice apporterait peu d'information additionnelle pertinente.

- 49.** Le Distributeur a également déjà démontré la rentabilité du Programme pour les clients au tarif L.

HQD-2, document 2, question 1.1

- 50.** Par ailleurs, le Distributeur estime que les lettres d'intention reçues à ce jour ne constituent pas un échantillon représentatif des participants futurs au Programme. Il est donc prématuré de tirer quelque conclusion que ce soit de ces lettres.

« Le Distributeur souligne à nouveau que le Programme est toujours en démarrage. Par exemple, sa promotion n'a pas encore été effectuée dans certaines régions. De plus, il est normal que le délai requis avant l'envoi d'une lettre d'intention puisse varier selon les clients et les marchés. En conséquence, le Distributeur insiste sur l'importance de ne pas tirer de conclusion quant à la répartition des participants entre les marchés et les tarifs sur une plus longue période sur la base des lettres d'intention reçues après seulement quelques mois. »

HQD-2, document 4, question 3.4

iv. Dépenses admissibles

- 51.** Comme mentionné précédemment, les dépenses admissibles incluent notamment les équipements électriques servant à remplacer des équipements consommant un des combustibles fossiles admissibles.
- 52.** Le Programme couvre également les coûts rattachés au démantèlement des équipements fonctionnant au combustible fossile, y compris l'enlèvement des réservoirs. Ces coûts font en effet partie d'un projet de conversion.
- 53.** Le client est loisible de conserver ou non ses équipements au combustible, par exemple pour procéder à la gestion de sa pointe ou participer au programme GDP Affaires. Conséquemment, le client a tout avantage à conserver ces équipements.
- 54.** En d'autres termes, il serait erroné de conclure que le Programme encourage le démantèlement des équipements au combustible.
- 55.** Toutefois, le Distributeur insiste sur le fait que le client doit avoir le choix de conserver ou non ses équipements au combustible. Certaines contraintes, telles qu'un manque d'espace disponible pour l'installation des équipements électriques ou la fin de vie utile des équipements au combustible, rendent difficile, voire impossible, pour certains clients de conserver ces équipements.

HQD-2, document 1, question 11.2

- 56.** Bien que l'utilisation d'équipements au combustible soit un bon moyen de gestion de la pointe, celle-ci peut se faire par d'autres moyens, tels que l'utilisation des systèmes de contrôle des équipements de chauffage et ventilation ou l'utilisation de groupes électrogènes.
- 57.** En somme, le Distributeur ne peut forcer les clients souhaitant participer au Programme à conserver leurs équipements au combustible. Le faire constituerait une barrière empêchant la participation de plusieurs clients.
- 58.** Enfin, le Programme ne couvre pas les coûts liés à la décontamination suivant le retrait de l'équipement au combustible.

«Les coûts de démantèlement des chaudières et réservoirs sont des coûts pouvant être balisés et vérifiables et qui ont un lien avec la puissance des équipements installés. Dans le cas de la décontamination, ces coûts peuvent être prohibitifs par rapport au coût du projet de conversion. De plus, comme le mentionne l'intervenant, ces travaux sont requis par règlement et ne sont pas directement associés au projet de conversion à l'électricité.

Pour ces raisons, l'appui financier versé ne doit pas servir à défrayer les coûts reliés à la décontamination. Le Distributeur souligne d'ailleurs que de tels coûts sont exclus des dépenses admissibles dans le cadre de ses autres programmes.»

HQD-2, document 7, question 1.6-a

v. Collaboration avec TEQ

- 59.** Le programme Écoperformance de TEQ est complémentaire au Programme, notamment en raison de son champ d'application plus large. Par ailleurs, si un projet était admissible aux deux programmes, le cumul des appuis financiers (jusqu'à concurrence de 75 % des dépenses admissibles) permettrait aux clients de rentabiliser des projets qui ne le seraient pas en participant à un seul programme.

HQD-2, document 6, question 1.4

- 60.** À l'heure actuelle, TEQ est le principal organisme susceptible de verser un appui financier pour des projets visés par le Programme. Le Distributeur et TEQ collaborent présentement pour coordonner leurs interventions à cet égard.

HQD-2, document 1.3, question 4.1

B. Analyses économique et financière

i. Rentabilité du Programme

- 61.** Le Distributeur soutient que l'analyse économique du Programme démontre que celui-ci est rentable pour le Distributeur et contribuera à contenir la pression à la hausse sur les tarifs, en raison de l'impact attendu du Programme sur ses volumes de ventes. L'analyse économique démontre également que le Programme est calibré de manière à constituer un incitatif pour les clients à y adhérer.
- 62.** Le Distributeur a procédé aux analyses suivant les tests standards et éprouvés devant la Régie, soit plus particulièrement le test de neutralité tarifaire (TNT) et le test du participant (TP). Les tests utilisés ont fait l'objet de nombreuses discussions à la Régie et plusieurs décisions quant à leur utilisation ont été rendues. Les intrants de ces tests sont toujours basés sur les coûts évités. Ces tests sont utilisés pour les programmes commerciaux en général.

HQD-1, document 2, section 6

- 63.** Ces tests visent à démontrer la rentabilité du Programme tant pour le Distributeur que les participants. Comme mentionné précédemment, l'appui financier a été calibré afin, d'une part, d'obtenir une rentabilité suffisante pour le client dans un délai raisonnable, pour permettre une pénétration du marché, et d'autre part, de respecter les critères de rentabilité du Distributeur.

ii. Les autres coûts devant être considérés

- 64.** Certains intervenants soutiennent que d'autres coûts, notamment relativement à la facture de transport, devraient être considérés dans le cadre de l'analyse économique.
- 65.** Les coûts évités de transport de la charge locale et de distribution n'ont pas été considérés puisque l'impact de la charge additionnelle découlant du Programme sur les réseaux de transport et de distribution est négligeable.

HQD-1, document 1, section 8.2

- 66.** Aussi, le Distributeur indiquait en réponse à une question de la demande de renseignements n° 1 de la Régie :

« La prise de décision de tout projet d'investissement ou programme commercial se fait en comparant à la marge une situation de statu quo (sans projet) avec une situation intégrant le projet.

Dans son analyse économique, le Distributeur utilise, comme habituellement, les coûts évités. Les coûts évités de transport de la charge locale et de distribution n'ont pas été considérés pour les raisons déjà invoquées par le Distributeur à la section 8.2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0013).

Ainsi, dans le cas précis du Programme, l'analyse économique ne prend en compte que les coûts évités de puissance et d'énergie appropriés, exprimés [en] ¢/kWh et appliqués aux volumes d'énergie concernés. C'est de cette manière que l'impact en puissance du programme est intégré dans l'analyse économique (voir le tableau R-3.1.1-B pour le cas type 3).

L'impact en énergie et en puissance du Programme sera intégré dans le prochain bilan énergétique du Distributeur lors du premier état d'avancement du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, lequel sera déposé au plus tard le 1er novembre 2017. Son impact sur le cadre financier du Distributeur sera également intégré dans les prochains dossiers tarifaires. »

HQD-2, document 1, question 4.1

67. Certes, les coûts évités de transport et de distribution sont pris en compte dans les analyses de sensibilité de certains programmes d'efficacité énergétique. Les hypothèses au soutien de ces analyses doivent toutefois être adaptées à la réalité de chacun des programmes.

HQD-2, document 2, question 7.1

68. Par ailleurs, l'analyse économique n'inclut aucun impact sur la facture de transport de la charge locale. Le Distributeur souligne que les analyses économiques de ses programmes commerciaux n'incluent jamais un tel impact, et qu'elles n'ont pas à le faire.

HQD-2, document 1.3, question 9.1.

69. L'analyse économique n'inclut aucun coût relatif au programme GDP Affaires, puisque cette analyse est réalisée indépendamment de la participation ou non des clients à ce programme. Pour cette raison, l'analyse économique ne considère également aucun gain (réduction des besoins en puissance) qui pourrait éventuellement découler d'une participation des clients visés par le Programme au programme GDP Affaires.

HQD-2, document 1, question 5.2

HQD-2, document 1.3, question 6.1

iii. Horizon d'analyse

- 70.** L'analyse économique du Programme a été effectuée sur une période de dix ans. Cette période est suffisamment longue afin de capter l'impact des principaux paramètres. Elle tient compte à la fois de la durée de vie physique des équipements et des considérations commerciales du Programme.

HQD-1, document 2, section 6.1

- 71.** Un horizon d'analyse supérieur à dix ans présente peu de valeur compte tenu des incertitudes, notamment quant à l'équilibre énergétique du Distributeur. D'ailleurs, le Distributeur a démontré que la mise à jour des coûts évités entraîne nécessairement une variation de la rentabilité du Programme.

HQD-2, document 1.3, question 8.2

- 72.** À chaque mise à jour du Programme, le Distributeur procédera toujours à l'analyse sur une période de dix ans, ce qui permet de capter l'évolution du contexte.

iv. Analyse de sensibilité

- 73.** Le Distributeur a procédé à de nombreuses analyses de sensibilité de la rentabilité du Programme, pour le Distributeur et les participants.

HQD-1, document 1, section 6.4

- 74.** L'analyse de sensibilité du TNT à un resserrement du bilan en puissance a démontré que le Programme reste rentable même avec un accroissement important des besoins en puissance.

- 75.** L'analyse de sensibilité du TP à une variation du prix du mazout a démontré que le Programme reste rentable pour les participants, même avec une quasi-stagnation du prix du mazout.

- 76.** L'analyse de sensibilité du TNT à un accroissement du plafond d'appui financier a démontré que le Programme reste rentable même si cet appui couvre la quasi-totalité des dépenses des projets.

- 77.** L'analyse de sensibilité du TNT à une réduction de la consommation après la période d'engagement de cinq ans (OMA) a démontré que le Programme reste

- rentable même si la consommation de tous les participants est réduite de près des deux tiers après cinq ans.
78. Le Distributeur a également procédé à une analyse où la consommation de tous les participants est limitée à seulement 75 % de la CÉA, soit leur OMA. Même dans ce scénario parfaitement improbable, le TNT se situe près de son point mort.
- HQD-2, document 4.1, question 7.4
79. Le Distributeur soutient avoir fait la démonstration de la solidité de la rentabilité de son Programme.
80. Par ailleurs, le Distributeur souligne que certains intervenants ont procédé à diverses analyses où une accumulation de facteurs défavorables venait affecter le Programme. Le Distributeur soutient que la simulation de tels scénarios n'est utile que dans la mesure où ces scénarios sont vraisemblables. Par ailleurs, le Distributeur soutient également qu'en ne portant attention qu'aux facteurs défavorables, on en oublie qu'il est tout à fait plausible que la conjoncture vienne affecter favorablement la rentabilité du Programme.

V. CONCLUSION

81. La présente demande est bien fondée en faits et en droit.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande ;

APPROUVER en vertu de l'article 74 de la Loi le *Programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel*.

MONTRÉAL, le 28 août 2017
(s) Affaires juridiques Hydro-Québec
Affaires juridiques Hydro-Québec
(M^e Simon Turmel)