

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4041-2018

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, boul. René-Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

**DEMANDE DU DISTRIBUTEUR
RELATIVE AU PROGRAMME «GDP AFFAIRES»**

ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR

A. INTRODUCTION

1. Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le «Distributeur») déposait auprès de la Régie de l'énergie (la «Régie») une demande visant à faire reconnaître la rentabilité du programme GDP Affaires (le «Programme»).
2. Le Distributeur rappelle que le Programme a été mis en place antérieurement au dossier R-4011-2017. En effet, dans le cadre du dossier R-3933-2015, le distributeur annonçait le lancement d'un projet pilote en gestion de la demande en puissance («GDP») pour l'hiver 2015-2016, lequel visait le marché commercial et institutionnel.
3. Ce projet pilote a été introduit au portefeuille des mesures en efficacité énergétique afin de permettre au Distributeur de faire face à ses besoins croissants en puissance.

4. D'ailleurs, dans sa décision D-2016-033 relative au dossier R-3933-2015, la Régie indiquait ce qui suit :

[680] Après examen de la preuve, la Régie approuve globalement pour 2016 les orientations du Distributeur et plus spécifiquement l'emphase qui est mise sur la gestion de la demande en puissance parmi les interventions en efficacité énergétique.

5. À la suite du succès du projet pilote, le Distributeur a lancé, en avril 2016, sa nouvelle offre commerciale « GDP Affaires » ciblant les bâtiments des secteurs commercial et institutionnel, de même que ceux du marché industriel de petite et moyenne puissance.
6. Ainsi, à l'occasion des décisions tarifaires D-2016-033 et D-2017-022, la Régie avait approuvé les budgets annuels demandés par le Distributeur pour le Programme. Outre la quantité de MW, les modalités du Programme étaient les mêmes que celles présentées au présent dossier.
7. À l'occasion de la demande tarifaire 2018 du Distributeur, la Régie et certains intervenants ont questionné certains aspects du Programme, dont notamment l'utilisation du coût évité de long terme comme balise afin de fixer l'appui financier, la nature juridique du Programme ou encore certaines modalités de celui-ci.
8. La présente demande fait donc suite à une ordonnance rendue par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2018-025 (dossier R-4011-2017) :

[269] La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique.

[270] La Régie approuve, telle qu'ajustée lors de l'audience ainsi qu'en regard des éléments décisionnels de la présente décision, la stratégie d'approvisionnement en énergie et en puissance du Distributeur pour l'année témoin 2018.

9. Ainsi, en plus de la preuve déposée le 22 mai 2018, le Distributeur a déposé des compléments de preuve les 15 juin 2018 et 27 juin 2018. Il a également répondu à plusieurs centaines de questions posées en demandes de renseignements.
10. Enfin, les témoins du Distributeur ont répondu aux questions posées par la Régie et les intervenants à l'occasion de l'audience qui s'est tenu les 1, 2 et 3 octobre 2018. Le Distributeur a également déposé ses réponses à plusieurs engagements.

B. LE CADRE DE LA PRÉSENTE DEMANDE

11. Comme précédemment mentionné, c'est conformément à la décision D-2018-025 que le Distributeur présente ce dossier.
12. Le Distributeur soutient que ce sont les caractéristiques du programme tel que présentées qui doivent être considérées afin de procéder à l'évaluation de la rentabilité et la détermination de la nature juridique de celui-ci. Autrement dit, le présent dossier ne vise pas à définir un nouveau programme suivant les souhaits ou les suggestions des différents intervenants au dossier.
13. Par ailleurs, le Distributeur a utilisé, afin d'évaluer la rentabilité économique du Programme, les coûts évités tel qu'approuvés par la Régie.

C. LES OBJECTIFS DU PROGRAMME

14. Au paragraphe 269 de sa décision D-2018-025, la Régie rappelle la nécessité de déterminer la rentabilité du Programme à l'aide des coûts marginaux « qui sont représentatifs des réalités du programme ».
15. Un tel examen nécessite donc dans un premier temps d'examiner quels sont les objectifs recherchés par le Programme.
16. À cet effet, le Distributeur rappelle tout d'abord quel est l'objet du Programme et de quelle façon il s'insère parmi les différents outils dont il dispose. En effet, afin de maximiser la réduction des besoins en puissance à la pointe, le Distributeur se dote de différents moyens, présentant des modalités et visant des clientèles distinctes.
17. L'objectif premier du Programme est donc d'assurer l'équilibre offre-demande du bilan en puissance ainsi que le respect du critère de fiabilité. Les modalités du Programme permettent d'atteindre cet objectif.

HQD-2, document 1.2, question 6.2 (B-0038)

18. Le Distributeur a mis en preuve au présent dossier son bilan de puissance préliminaire, lequel montre encore des besoins de puissance dès 2022-2023 :

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025 2026
Besoins à la pointe	38 387	38 714	38 920	39 290	39 600	39 879	40 151	40 151
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 701	3 882	3 945	4 075	4 112	4 143	4 174	4 174
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 325
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	6 883
HQP - Base et cyclable dont puissance rappelée	600	600	600	850 250	1 000 400	1 000 400	1 000 400	1 000 400
Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
▪ Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	320	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

HQD-1, document 3, section 1

19. Ce bilan de puissance présenté tient compte de la contribution du Programme. Plus précisément, le tableau R-2.1 (HQD-2, document 1, question 2.1 [B-0015]) précise les MW associés spécifiquement au Programme.

MW ASSOCIÉS AU PROGRAMME GDP AFFAIRES

2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
315	360	370	380	415	425	445	455

20. À elle seule, l'inscription de la contribution du Programme au bilan du fait qu'il puisse être appelé lorsque nécessaire, contribue à sa valeur.

« Je vais revenir sur les objectifs du programme GDP, puis je l'ai dit tantôt, le programme est intéressant même si on ne l'appelle jamais. Donc, c'est de pouvoir, ce qui est intéressant dans le programme, et ce qui est constitutif d'un bilan en puissance, c'est de pouvoir inscrire des moyens qui peuvent être appelés. Donc, déjà la valeur du programme, c'est pas qu'il soit appelé mais c'est qu'il puisse être appelé, même s'il ne l'est jamais.

Donc, j'aurais du mal à le comparer uniquement avec une transaction bourse électrique pendant une heure. Oui, il peut répondre, il peut remplacer une transaction comme ça mais ce programme-là n'est pas fait

pour remplacer un achat horaire sur la bourse à New York ou ailleurs, il est fait pour remplacer une garantie de puissance, donc, la disponibilité d'un moyen sur appel. Il est fait pour remplacer une centrale dédiée qui peut fournir de l'énergie lorsqu'on la demande. Et donc, cette centrale-là est disponible même si elle ne tourne pas, même si elle n'est jamais appelée.»

Hani Zayat, N.S., vol. 4, p. 40

Voir également Hani Zayat, N.S., vol. 4, p. 89

21. Ainsi, en l'absence de la contribution du Programme, des besoins en puissance seraient présents dès 2020-2021. Le Distributeur devrait acquérir un approvisionnement en puissance de long terme afin d'éviter d'être à la limite des marchés externes.

22. Or, le Distributeur a mis en preuve les délais nécessaires pour le lancement d'un tel appel d'offres, soit au moins quatre ans. Il serait donc déjà trop tard pour être en mesure de palier aux besoins de l'hiver 2020-2021.

HQD-2, document 8, question 9.1 (B-0022)

23. Tel qu'il appert toujours du bilan de puissance, la contribution des interventions en gestion de la demande en puissance et de façon particulière du Programme permet donc de repousser de quelques années le lancement d'un tel appel d'offres pour un nouvel approvisionnement en puissance.

24. Par ailleurs, si le Programme devait connaître une participation au-delà des cibles fixées par le Distributeur, il est envisageable que celui-ci contribue, de concert avec les autres moyens, à combler l'ensemble des besoins en puissance sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2017-2026.

HQD-2, document 1.2, question 6.4 (B-0038)

25. Le Distributeur rappelle par ailleurs, quant à la possibilité invoquée par certains intervenants de recourir davantage aux marchés de court terme, que cette question a été tranchée par la Régie dans sa décision D-2017-140.

HQD-2, document 2, réponse 3.3 (B-0016)

26. C'est dans ce contexte, soit afin, d'une part, pouvoir combler ses besoins en puissance et d'autre part, reporter le lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance, que le Distributeur tente depuis plusieurs années de diversifier son portefeuille de moyens, notamment par des moyens de gestion de pointe plus flexibles, telles que les interventions en GDP. La Régie encourage d'ailleurs le Distributeur à déployer des mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe.

Voir les décisions D-2015-018, section 13.4.2 (R-3905-2014) et D-2017-064 (R-3986-2016)

Double acquisition de la même puissance

27. Les participants au Programme sont rémunérés sur la base de leur effacement réel, lequel n'est connu qu'à l'issu de la période hivernale. Toutefois, l'ajustement des approvisionnements pour cette même période est fait à l'automne précédent, sur la base de l'effacement prévu.
28. Toutefois, même si, compte tenu de l'écart entre l'effacement prévu et réel, il existe en théorie un risque que l'approvisionnement à court terme du Distributeur soit trop élevé ou trop faible, ce risque ne se vérifie pas en pratique. Les résultats du Programme démontrent que cet écart est très faible.

HQD-2, document 1.2, question 1.1 (B-0038)

HQD-4, document 3.4, question 1.1 (B-0050)

D. LA FIXATION DE L'APPUI FINANCIER

29. Le Distributeur rappelle que l'appui financier doit considérer, d'une part, les coûts que le Programme engendre pour le client mais également les objectifs que souhaite atteindre le Distributeur en termes de quantité de puissance.
30. Le Distributeur soutient que l'appui financier est bien calibré eu égard aux objectifs du Programme.

Les coûts pour le client

31. D'emblée, le Distributeur rappelle que le niveau d'appui financier a été testé dans le cadre du projet pilote. Une cinquantaine de clients majeurs et de partenaires du Distributeur ont été rencontrés afin de valider l'acceptabilité commerciale des modalités, y compris le niveau d'appui financier. Cette acceptabilité est un facteur primordial afin d'assurer le succès du Programme.

HQD-1, doc. 1, section 3.2 (B-0004)

HQD-2, document 1, question 3.1 (B-0015)

32. La participation des clients au Programme comporte des inconvénients pour ceux-ci variant grandement d'un participant à un autre. Le niveau d'appui financier doit donc être suffisamment élevé pour compenser, d'une part, les coûts directs pour les participants et, d'autre part, les impacts moins directement quantifiables mais néanmoins réels, faute de quoi il n'y a aucun intérêt à participer.

33. Plusieurs inconvénients pour un client adhérent au Programme ont été énumérés en réponse à la question 3.1 de la Demande de renseignements n^o 1 de la Régie :

- Les clients doivent souvent consentir des investissements pour mettre en place les mesures de GDP ;
- Le Programme n'apporte aux clients aucun bénéfice opérationnel ni réduction perceptible de la facture d'électricité, au contraire, par exemple, de mesures d'économie d'énergie ;
- Le Programme amène des contraintes opérationnelles non négligeables pour les clients, comme la modification du mode d'opération des équipements et une modification des horaires de production pour les clients industriels ;
- Les clients doivent mobiliser du personnel, parfois en temps supplémentaire, afin d'être en mesure de répondre aux événements de GDP ;
- Dans certains cas, la réduction de la demande peut avoir un impact sur le confort des occupants des édifices visés, alors que les baux précisent souvent des conditions de confort très précises ;
- Certains clients ont recourt à des génératrices ou des chaudières au combustible en cas d'événement de GDP, avec les coûts de carburant et l'usure additionnels que cela implique.

HQD-2, document 1, question 3.1 (B-0015)

Voir également HQD-2, document 1, question 10.2 (B-0015)

34. À titre d'illustration concrète de ce que peuvent représenter des contraintes opérationnelles, le Distributeur renvoie à la section 4.2 du mémoire déposé par l'intervenant ASSQ (C-ASSQ-0008). Dans ce mémoire, l'intervenant explique les actions requises par une station de ski afin de répondre à un appel de GDP lorsqu'une station de ski est en période d'enneigement artificiel. De même à la section 4.3.2, l'intervenant explique quels investissements certaines stations de ski ont fait afin d'optimiser leur participation au Programme.

35. Le Distributeur réfère également au témoignage des représentants de l'ASSQ qui ont également témoigné quant aux impacts concrets au niveau opérationnel que les appels de GDP peuvent nécessiter :

« Bon, mais pour une station de ski c'est pas évident. Quand nous avons inscrit dans cet programme, c'est un choix de la compagnie de voir si c'est rentable pour nous. Nous avons des coûts fixes associés avec un démarrage et un système d'enneigement. Je donne une couple de chiffres techniques qui sont dans nos stations. Quand je parle, je parle de toutes les stations ensemble.

So, quand nous roulons nos systèmes, habituellement, GDP arrive quand nous sommes en pleine production. Ça, c'est cent pour cent (100 %) de nos capacités de toutes nos stations.

So, ça, ça arrive que nous pompe treize mille (13 000) gallons, vingt mille (20 000) CFM par minute sur quatorze (14) kilomètres de canalisation. Nous roulons à peu près deux cent soixante-dix (270) fusils puis c'est requis à peu près quinze (15) à vingt (20) employés sur les lieux d'opérer le système.

Pour faire un arrêt de système, ça prend une période d'à peu près deux à trois heures parce que nous sommes pas Place Ville-Marie, nous travaillons sur des montagnes, sur des pistes à pic, aussi dans des situations dangereux. C'est des montagnes qui sont vraiment à pic. Le début des saisons, des fois, nous avons pas la couverture de neige, des quatre roues, le monde qui se promène dans la montagne, c'est pas évident. Ça prend le, comme j'ai mentionné, les trois heures de réactiver nos systèmes avec notre main-d'oeuvre, de faire la fermeture de chaque fusil que je parlais de deux cent soixante (270) fois, des besoins de drainer des fusils, tu as besoin de souffler l'air des lignes.

Nous avons toujours le danger pour les employés et aussi la chance de bris d'équipement. Si quelque chose est pas bien fait – puis oublie pas que la température qu'on travaille c'est habituellement moins vingt-quatre (-24) – so si un employé faire une erreur, nous avons un bris d'équipement, un fusil à neige aujourd'hui ça coûte entre cinq mille (5000) puis huit mille piastres (8000 \$). Si un employé sur un arrêt faire une erreur, mon économie avec l'arrêt c'est mangée par la réparation de machinerie ou une machine qui est brisée sur la montagne.

Une autre chose qui est pas évidente pour nous c'est le temps que ça prend pour nous de confirmer avec nos équipes qu'est-ce qu'on fait. Imaginez, vous vous êtes au travail, vous commencez, vous êtes en pleine production puis après ça, vous passez une message à votre staff que maintenant on ferme juste quand vous êtes rendu à la pointe.»

Greg McCullough, N.S., vol. 5, p. 231

- 36.** Le représentant du Conseil de l'industrie forestière (CIFQ) a quant à lui fait les observations suivantes quant aux impacts pour les clients des appels à la GDP :

« Il faut comprendre que, dans une opération industrielle, c'est assez différent de... on a un programme ici qui s'adresse vraiment à toutes sortes de clients. Et quand on est un bâtiment puis qu'on est une usine, les réalités sont passablement différentes. Et les enjeux aussi sont passablement différents. Si je baisse un peu la température, bien, peut-être que je vais affecter un peu le confort de ma clientèle, des usagers. Mais dans le cas des usines, on est en train de faire de la gestion de risque essentiellement. Ça a des implications. C'est que si je suis obligé de m'arrêter, je vais m'arrêter.

Combien de temps j'arrête sur le total du programme? Qu'est-ce que ça représente sur mes opérations? Est-ce que, effectivement, je vais avoir

des pertes de production? Est-ce que je peux juste faire des modifications de cédule?

Alors, il y a toute une série de stratégies qui peuvent varier naturellement d'une usine à l'autre, mais qui sont souvent relativement complexes. Et naturellement quand ça entraîne des pertes de production, bien, là, rapidement, la valeur peut diminuer. Et comme les chaînes de production sont souvent... opèrent, bon, à plein rendement, il y a peu d'opportunités de faire de la reprise puis de relever, je dirais, la capacité de production pendant certaines heures de la semaine ou de la journée. Donc, ça, c'est le premier élément que je voulais vous mentionner. Naturellement, ces gens-là des vingt (20), la majorité veulent continuer à participer au programme. Mais la question de la valeur est déterminante dans leur choix de continuer ou éventuellement d'en sortir. »

Pierre Vézina, N.S., vol. 6, p. 103

- 37.** Plusieurs participants au Programme ont également fait part des contraintes auxquelles ils font face à travers leur observations déposées au présent dossier.

Voir à cet effet les observations D-0001, D-0012, D-0014, D-0016, D-0017, D-0021, D-0022, D-0023, D-0024, D-0029, D-0036, D-0039, D-0040, D-0043, D-0044, D-0050, D-0052, D-0053, D-0054, D-0055, D-0059, D-0061, D-0063.

- 38.** Ces contraintes peuvent varier énormément d'un client à l'autre. Le Distributeur estime néanmoins qu'il est nécessaire de garder des modalités simples et de ce fait, une variation de l'appui financier d'un client à l'autre n'est pas souhaitable. Une telle approche alourdirait énormément la gestion du Programme. Le Distributeur reviendra sur cette question.

HQD-2, document 1, question 11.4 (B-0015)

- 39.** Le Distributeur rappelle également que l'objectif de l'appui financier est d'inciter les clients à participer au Programme. Il serait erroné de tenter d'établir un lien direct entre le niveau de cet appui financier et les coûts que doivent absorber les clients. En d'autres termes, il ne s'agit pas de les compenser adéquatement pour le coût des mesures que ceux-ci implantent, lesquelles relèvent par ailleurs des clients.

HQD-2, document 1, questions 11.2, 11.4 et 11.5 (B-0015)

- 40.** À cet effet, le Distributeur souligne que la différence de coûts et de contraintes que doivent supporter les participants ne saurait justifier de déroger au principe d'uniformité de l'appui financier. Ainsi, les modalités des OÉI sont les mêmes, quels que soient les clients qui y adhèrent. Elles ne sauraient non plus justifier un appui financier axé sur les investissements initiaux des participants.

HQD-2, document 1, questions 11.2 et 11.4 (B-0015)

41. Le Distributeur est par ailleurs en communication constante avec ses clients, ce qui permet d'échanger de façon continue quant à la réalité sur le terrain. Cette relation d'affaires a permis de valider l'intérêt des clients pour le Programme et du niveau adéquat de l'appui financier.
42. Un niveau d'appui financier insuffisant ne permettra donc pas d'atteindre les objectifs du Programme en décourageant la participation.

La calibration en regard des objectifs du Distributeur

43. L'appui financier a également été calibré en fonction des objectifs que le Distributeur souhaite atteindre soit les MW de puissance effacés et l'horizon pour atteindre une telle quantité.
44. Comme la preuve le démontre, un certain temps est nécessaire afin que les objectifs du Programme puissent être atteints. Ce délai découle du travail nécessaire afin de faire connaître le Programme auprès des clients ou partenaires et, par la suite, de s'assurer de maintenir leur participation.

HQD-1, document 1 (B-0004), section 3.4

45. De ce fait, l'atteinte des objectifs doit être considérée sur un horizon de long terme.
46. L'objectif du Programme est de retarder la nécessité d'un appel d'offres de long terme en puissance. Tel qu'il appert du bilan de puissance, le Distributeur souhaite que les interventions en gestion de la puissance atteignent 500 MW dès l'hiver 2022-2023.
47. Le Distributeur soutient que le rythme de croissance du nombre de participants depuis le lancement du projet pilote démontre la bonne calibration de l'appui financier du Programme.

La calibration en regard de la satisfaction des participants

48. Comme mentionné, l'appui financier doit compenser les participants pour les coûts directs et indirects, de même que les inconvénients auxquels ils ont à faire face.
49. Certains intervenants ont semblé percevoir, à la lumière de plusieurs commentaires formulés par les participants dans le cadre de leurs observations déposées au présent dossier, que le niveau de l'appui financier est excessif. Les participants démontraient en effet la satisfaction qu'ils retirent de leur participation au Programme et les projets qu'ils ont pu réaliser grâce à l'appui financier reçu.
50. Loin d'être une indication d'un appui financier excessif, cet enthousiasme est au contraire une démonstration que cet appui atteint parfaitement l'objectif visé. En effet, un appui financier qui ne couvrirait que les coûts directs et

indirects, et même les inconvénients, ne susciterait aucun intérêt envers le Programme. Les participants doivent y trouver un bénéfice.

Appui financier dégressif

51. Le Distributeur estime qu'un appui financier dégressif, tel qu'exploré par la Régie à l'occasion de la demande de renseignements n° 3, serait susceptible d'avoir un impact à la baisse significatif sur les résultats du programme de GDP de l'ordre de 50 %.

Engagement n° 9, HQD-4, document 3.5 (B-0052)

52. L'estimation du Distributeur est à l'effet qu'il y aurait un petit impact à la hausse pour les projets dont la réduction de puissance est inférieure à 200 kW, un très faible impact pour les projets entre 200 et 1 000 kW et un retrait complet des projets dont la réduction de puissance est supérieure à 1 000 kW.
53. Un appui financier dégressif ajouterait également une complexité et une lourdeur sur le plan de la gestion du Programme.

Anita Travieso, N.S., vol. 5, p. 80

54. Le Distributeur ajoute qu'une approche par compteurs ne serait pas souhaitable. Les projets de plus grande envergure peuvent en effet regrouper une multitude de compteurs avec un faible effacement. Une telle approche bonifierait donc l'appui financier de ces projets plus importants, ce qui ne permet pas l'atteinte de l'objectif recherché par une telle proposition.
55. Enfin, l'application d'un appui financier dégressif, qu'elle le soit par projets ou par compteurs, amènerait vraisemblablement une hausse de l'appui financier moyen versé, et ce, tout en réduisant la capacité du Programme à répondre aux besoins en puissance du Distributeur.
56. En somme, le Distributeur peine à percevoir l'avantage qu'apporterait une telle approche.

Comparaison avec les options d'électricité interruptible (OÉI)

57. Certains rapprochements ont été faits entre les OÉI et le Programme, dû notamment au fait que tous les deux visent une réduction volontaire des appels de puissance des clients en période de pointe.
58. Entre autres éléments a été invoqué le fait que l'appui financier versé dans le cadre des OÉI est inférieur à celui du Programme. Les différences entre les deux programmes permettent toutefois de comprendre cet écart.

59. Tout d'abord, la participation aux OÉI des clients visés par le Programme a toujours été, au mieux, marginale, et ce, bien que les OÉI existent depuis de très nombreuses années et malgré les efforts du Distributeur. Conséquemment, il est clair que le niveau d'appui financier offert par les OÉI (au maximum de 40 \$/kW) est nettement insuffisant aux yeux des clients visés.

HQD-2, document 1, questions 13.2, 13.3 et 14.1 (B-0015)

60. De plus, il ne suffit pas de comparer le niveau d'appui financier unitaire. Le montant d'appui financier total a également une grande importance. Or, les clients participants aux OÉI sont de grande taille et les réductions de demande sont conséquentes, ainsi que les montants d'appui financier reçus.

HQD-1, document 1 (B-0004), section 3.3

Recours à un appel d'offres

61. Le recours à un appel d'offres aux fins de la fixation de l'appui financier complexifierait le processus de participation. Or, la grande simplicité des modalités actuelles est un important facteur de succès du Programme. Une complexification de celui-ci engendrerait vraisemblablement une baisse de participation.

HQD-2, document 1.2, question 5.4 (B-0038)

E. AUTRES ASPECTS DU PROGRAMME

La durée de l'engagement

62. Le Distributeur soutient que la durée de l'engagement pour les participants, bien qu'elle soit à un an, permet néanmoins au Programme d'être structurant et de remplir des objectifs de long terme.
63. En effet, le nombre de participants est croissant, ce qui permet d'agrandir le bassin de ceux-ci. De plus, le Distributeur a mis en preuve le taux de renouvellement des adhésions, lequel atteint 97 %.

HQD-1, document 1, section 3.5 (B-0004)

HQD-2, document 8, question 2.1 (B-0022)

64. Dans le but de rassurer les clients quant à la pérennité du programme, le Distributeur est néanmoins disposé à évaluer la possibilité d'un engagement pour un maintien pluriannuel du programme.

Les agrégateurs

- 65.** Le Distributeur estime que la présence d'agrégateurs est essentielle dans le cadre du Programme en permettant de pouvoir compter sur les clients de petite et moyenne puissances dont le potentiel de réduction est inférieur à 200 kW. Ils participent de façon importante à faire connaître le Programme tout en simplifiant l'administration de celui-ci pour le Distributeur.

HQD-2, document 1.2, question 3.3 (B-0038)

Voir également Anita Travieso, N.S., vol. 4, p. 143, ligne 13

- 66.** De plus, les petits clients ne disposent pas de l'expertise technique requise afin d'évaluer le potentiel de réduction de puissance de leurs bâtiments ainsi que des moyens à mettre en œuvre pour participer à la GDP
- 67.** La participation des agrégateurs permet également un gain d'efficacité sur les coûts d'exploitation du Programme en réduisant le nombre de projets à traiter.
- 68.** Le Distributeur rappelle par ailleurs que ce n'est pas la première fois qu'il permet le recours à des agrégateurs et que cette façon de faire a fait ses preuves.
- 69.** Le Distributeur estime ainsi essentiel leur apport au Programme.

Les génératrices

- 70.** Le Distributeur tient à préciser que, dans le cadre du Programme, le retrait de l'utilisation des groupes électrogènes comme moyens de réduction de puissance ne peut être envisagé. Ceci s'explique par le fait que le calcul de la réduction de puissance réalisée par les clients lors d'un événement de GDP est établi à partir des données de compteurs pendant ces mêmes événements.

HQD-2, document 1, question 8.2 (B-0015)

- 71.** Il n'est donc pas possible, pour le Distributeur, de déterminer quelles mesures ont été employées par le client pour réduire sa puissance et il n'est pas non plus possible de déterminer la réduction de puissance par mesures.
- 72.** Même si le Distributeur rendait l'utilisation des groupes électrogènes non admissibles au programme, il n'y aurait aucun moyen pratique dans le cadre de l'exploitation du programme pour déterminer si des groupes électrogènes auraient été utilisés ou non puisque l'énergie produite par ces groupes électrogènes n'est pas mesurée par le compteur.
- 73.** Le Distributeur rappelle également que l'information fournie par les clients, lors de l'inscription, identifiant les moyens qu'il compte mettre en œuvre pour

la réduction de puissance n'est fournie qu'à titre indicatif. Dans les faits, les mesures réellement mises en œuvre peuvent être différentes de de celles prévues lors de l'inscription et varier d'un événement GDP à un autre au cours d'un même hiver. De plus, au fil des ans, d'autres mesures ou technologies pourraient être mises de l'avant par les clients, afin d'optimiser leurs opérations et minimiser les impacts lors des événements GDP. Il devient extrêmement ardu de vouloir suivre, à la pièce, et lors de chaque événement, les moyens utilisés par les clients.

74. De plus, il faut aussi préciser qu'en l'absence du programme de GDP, le Distributeur serait forcé d'effectuer des achats de puissance sur les marchés externes et il ne peut contrôler la source de production à l'origine de cette puissance. De plus, le Programme vise à repousser le lancement d'un appel d'offres de long terme. On ne peut présumer quelle serait la source de l'approvisionnement en puissance qui découlerait d'un tel appel d'offres.

HQD-2, document 1, question 8.1 (B-0015)

HQD-2, document 7, question 4.4 (B-0021)

75. En outre, même en posant l'hypothèse que les groupes électrogènes remplaçaient une énergie plus propre, d'origine hydraulique par exemple, il pourrait tout à fait s'agir d'une utilisation efficace et rationnelle sur le plan environnemental. Le Distributeur rappelle qu'en tout état de cause, le recours à la GDP ne se fait que sur un nombre limité d'heures, rendant ainsi marginal l'impact en termes d'émissions de GES provenant des équipements au combustible.

Hani Zayat, N.S., vol. 4, p. 162

76. Le Distributeur mentionne également qu'un parallèle a été tracé au présent dossier entre le Programme et les options d'électricité interruptible. Or, le Distributeur rappelle que ces dernière laissent aux participants toute latitude quant aux moyens utilisés aux fins de leur effacement, y compris le recours à des chaudières au combustible ou à des groupes électrogènes.

F. LA RENTABILITÉ DU PROGRAMME

77. La preuve démontre la rentabilité du Programme.

Coûts évités de long terme

78. Le bilan de puissance du Distributeur indique un besoin persistant en puissance sur tout l'horizon de planification, et ce, même en comptant sur le programme GDP Affaires. L'objectif de ce programme est donc de contenir, voire même de repousser un appel d'offre de long terme.

- 79.** En l'absence du Programme, le Distributeur a fait la démonstration qu'un tel appel d'offres serait nécessaire immédiatement afin de répondre à des besoins de puissance dès l'horizon 2021-2022. De ce fait, l'unique coût évité pertinent pour évaluer la valeur du Programme, de par le service qu'il rend, est le coût évité de puissance associé à un tel appel d'offres de long terme.
- 80.** Le Distributeur soutient donc que lorsqu'il est question «d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme», il faut impérativement considérer que celui-ci vise à repousser le lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance et par conséquent utiliser le coût marginal associé à un approvisionnement de long terme.
- 81.** Considérer le coût évité de la puissance pour des approvisionnements de marché (UCAP) n'est donc pas pertinent puisqu'il ne reflète pas le besoin persistant du Distributeur.

HQD-2, document 1, question 1.5 (B-0015)

- 82.** Dans le contexte actuel, l'utilisation des coûts évités de court terme serait inappropriée compte tenu des caractéristiques du Programme et du caractère structurant de celui-ci.

Coûts évités de transport et distribution

- 83.** Les coûts évités de transport et de distribution tiennent compte de la croissance de la demande respectivement sur le réseau de transport et de distribution, et des investissements nécessaires pour répondre à cette croissance. Ils tiennent compte aussi bien des disparités temporelles que régionales. Ils sont calculés sur la base de la planification des besoins et des moyens sur un horizon de 10 ans. L'utilisation d'une annuité croissante permet de capter ces réalités, et de restituer, par une métrique simple, l'ensemble de l'information.
- 84.** L'annuité croissante reflète donc la valeur d'un kW de plus à la pointe de ces réseaux, ou celle d'un kW économisé à leur pointe. Ils représentent le coût annuel d'usage d'un kW. L'application d'un coût évité de transport ne sous-entend pas que les réductions de MW amèneront des reports d'investissements immédiatement. Cela indique plutôt que ces réductions pourront permettre de reporter des investissements présentement prévus.

HQD-2, document 1.2, questions 2.1 et 2.2 (B-0038)

- 85.** Ces coûts évités de transport et de distribution sont attribués à toute croissance de la demande, dans la mesure où elle engendre un investissement supplémentaire. Ils sont aussi attribués à toute diminution, ou effacement, de la demande dans la mesure où cela repousse les investissements.

- 86.** Le Distributeur rappelle par ailleurs que lorsqu'il est question de coûts évités de transport et de distribution, il ne s'agit pas, comme l'allèguent certains intervenants, de regarder les investissements pour un client spécifique.

« En fait, on va revenir à la notion de coûts évités. Donc, on va prendre en transport ou en distribution. On parle de planification, donc ce n'est pas des... les investissements sur le réseau, on va les appeler comme ça, sont des investissements qui ne sont pas spécifiques à un client. Donc, un client... c'est sûr qu'on est capable de répondre à la demande d'un client de façon spécifique. Mais s'il y avait un ensemble de clients qui faisait en sorte que la demande totale est moins grande, bien, ça évite, dans la planification de la croissance du réseau de transport ou de distribution, de soit d'éviter ces investissements additionnels parce qu'il n'y a pas de croissance, si on réussit à limiter la croissance, donc d'éviter ou de diminuer les investissements requis. Donc, ce n'est pas nécessairement spécifique, en fait, ce n'est pas spécifique à un équipement chez un client, mais plutôt un ensemble d'équipements présents sur les réseaux qui n'auront pas lieu ou qui vont être moindres que ce qui aurait été autrement parce que les clients ne sont pas présents à la pointe ou parce que la pointe du réseau, au total, est moins forte que ce qu'elle aurait été autrement. »

Hani Zayat, N.S., vol. 4, p. 59

Voir également Hani Zayat, N.S., vol. 4, p. 65

Calcul du TNT du programme

- 87.** Le Test de neutralité tarifaire («TNT») tient compte des coûts évités de puissance associés à un approvisionnement de long terme (110 \$/kW-an de 2017), ainsi que des coûts évités de transport (49,09 \$/kW-an de 2017) et de distribution (17,77 \$/kW-an de 2017), comme explicité à la présentation. Analysé sur une base unitaire, chaque kW du Programme coûte 70 \$ et permet d'éviter la somme 177 \$.
- 88.** Pour toute la quantité de MW attendus sur l'horizon de planification, ce TNT est de 300 M\$ actualisés, ce qui démontre que ce programme est très rentable, et ce, même sur la seule base des coûts évités d'approvisionnement.

Coûts des achats d'électricité sans le Programme

- 89.** Bien qu'il ne s'agisse pas de l'approche préconisée par le Distributeur, puisqu'elle ne reflète pas la nature du service rendu par le Programme, le tableau 3 de la pièce HQD-1 document 4 (B-0035) illustre la rentabilité du Programme par un différentiel de scénarios, avec et sans le Programme. Ce tableau confirme bien la rentabilité du Programme, avec un différentiel de coût largement en sa faveur.

90. De plus, tel que la réponse à l'engagement # 5 le démontre, la prise en compte dans cette analyse, des coûts évités de transport et de distribution, démontre que la rentabilité du Programme s'en trouve accrue.

HQD-4, document 3.2 (B-0048)

91. Les différentes façons d'analyser le programme, et scénarios mis en preuve tendent tous vers la même conclusion, soit la rentabilité du Programme.
92. Le Distributeur rappelle que même si le différentiel de scénarios permet de confirmer la rentabilité du Programme, le scénario sans GDP n'est pas envisageable puisque les délais sans ce dernier sont insuffisants pour procéder à un appel d'offre de long terme en puissance et acquérir un approvisionnement de long terme.
93. Les différents scénarios mis en preuve tendent tous vers la même conclusion, soit la rentabilité du Programme.

G. LA NATURE JURIDIQUE DU PROGRAMME

94. Dans sa décision D-2018-025, la Régie questionne la nature juridique du Programme.
95. Le Distributeur rappelle avoir fait le choix de présenter le programme comme un programme en efficacité énergétique, suivant l'article 49 de la LRÉ. Le Distributeur maintient sa position à cet effet puisqu'il est persuadé que le Programme, tel que présenté et suivant ses caractéristiques, constitue un programme en efficacité énergétique. Cette décision de présenter un programme a été dictée par les avantages qu'offre un programme en comparaison avec les autres approches.
96. Il s'agit également d'une décision cohérente avec l'approche du Distributeur en matière d'efficacité énergétique depuis plusieurs années.
97. Tout d'abord, le Distributeur désire soumettre ses arguments suivant lesquels le Programme ne peut être ni un approvisionnement, ni une option tarifaire.

Il ne peut s'agir d'un approvisionnement

98. Le Distributeur soutient que le Programme ne peut d'aucune façon être considéré à titre d'approvisionnement. L'article 2 de la LRÉ définit comme suit un «contrat d'approvisionnement en électricité» et la «fourniture d'électricité»:

«contrat d'approvisionnement en électricité : contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois;»

«fournisseur d'électricité» : quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité ;»

«fourniture d'électricité» : l'électricité mise à la disposition ou vendue au distributeur d'électricité par un fournisseur ou un représentant;

99. Les participants au Programme ne respectent pas la définition de fournisseur d'électricité. Ils ne sont pas des producteurs ou négociant d'électricité. Il ne s'agit donc pas d'une fourniture d'électricité. Ils ne peuvent par ailleurs être considérés «promoteurs d'un projet d'efficacité énergétique».

100. Les articles 72 et 74.1 prévoient :

a.72

À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte:

(...)

a. 74.1

Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

101. Le Programme constitue une mesure d'efficacité énergétique qui vise à permettre de repousser un appel d'offres. Il s'agit d'une mesure d'efficacité énergétique au sens de l'article 72, dont l'apport doit être considéré préalablement au lancement d'un appel d'offres.

102. Il ne peut donc s'agir d'une situation couverte par l'article 74.1 de la LRÉ. Le Programme ne peut se qualifier à titre d'approvisionnement.

Il ne peut s'agir d'un tarif

- 103.** Tout d'abord, le Distributeur n'a pas présenté le Programme sous la forme d'un tarif, donc qui s'inscrirait uniquement dans le cadre précis de la relation entre le Distributeur et son client. En effet, le Distributeur a décidé d'ouvrir le Programme tant à ses clients qu'aux agrégateurs.
- 104.** Or, compte tenu de cette ouverture à la participation des agrégateurs, il serait juridiquement impossible de considérer le Programme comme un tarif puisque la relation d'affaires n'est pas, dans tous les cas, entre le Distributeur et ses clients, mais peut également être entre le Distributeur et un agrégateur. Or, lorsque le partenaire du Distributeur est un agrégateur, ce ne sont pas les abonnements de l'agrégateur qui sont concernés ni la consommation dudit agrégateur. Autrement dit, l'agrégateur n'est pas partie au Programme à titre de «client».
- 105.** Le «client», suivant les Tarifs d'électricité, doit être titulaire d'un ou de plusieurs abonnements. Un «abonnement» est le contrat conclu entre un client et Hydro-Québec pour le service et la livraison d'électricité. Or, le Distributeur n'offre aucun service à l'agrégateur, celui-ci étant un intermédiaire du marché.

Tarifs d'électricité, article 1.1

- 106.** Le Distributeur rappelle également qu'il n'est aucunement partie à l'entente entre l'agrégateur et ceux qui participent au programme par leur entremise. De ce fait, le Distributeur n'a aucun contrôle sur la rémunération que l'agrégateur versera aux participants.

HQD-2, document 1.2, question 7.3 (B-0038)

- 107.** L'aspect forfaitaire de la rémunération s'oppose également à la qualification du programme à titre de tarif. En effet, un participant n'est pas rémunéré directement en fonction de l'effacement pour un événement donné. Comme expliqué au Guide du participant, le montant de l'appui financier est plutôt déterminé en fonction du montant unitaire de 70 \$/kW multiplié par la moyenne des réductions de puissance de tous les événements de GDP. Qu'il y ait un ou cinq appels durant un hiver, l'appui financier sera le même.
- 108.** Le versement de l'appui financier pour le service rendu est également indépendant de la facturation pour l'électricité consommée tant pour les clients participants que les agrégateurs. Il se situe donc à l'extérieur du cadre du contrat réglementé.
- 109.** Considérer le Programme comme un tarif serait également susceptible de contrevenir à l'article 53 de la LRE puisque l'agrégateur pourrait offrir un crédit différent aux participants que celui approuvé par la Régie.

110. Sans la présence des agrégateurs, il aurait pu être envisageable de présenter un tarif plutôt qu'un Programme. Le Distributeur renvoie néanmoins à la section E quant à l'importance que jouent les agrégateurs pour le succès du Programme.
111. Un programme demeurerait néanmoins nécessaire afin de permettre la participation des agrégateurs. Il y aurait également lieu de revoir les modalités afin de s'assurer qu'elles puissent s'insérer dans le cadre d'un tarif.
112. Ceci étant, le Distributeur réitère également les avantages d'avoir un programme comparativement à un tarif, notamment la flexibilité offerte.

HQD-1, document 3, section 5

113. En somme, la transformation du Programme en tarif introduirait une complexité pour les clients, les agrégateurs et le Distributeur, et ce, sans réels avantages.

N.S., vol. 4, p. 141 à 148

Programme en efficacité énergétique

114. Le Distributeur rappelle que la décision D-2003-110 de la Régie, rendue dans le cadre du dossier R-3473-2001, est venue préciser que les programmes en efficacité énergétique doivent être présentés suivant l'article 49 de la LRÉ.
115. La LRÉ ne définit pas ce qu'est l'efficacité énergétique. Toutefois, dans sa décision D-2003-110, la Régie fait ressortir certains éléments pouvant caractériser un programme en efficacité énergétique :
- « Un tel plan vise **une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes**. Il se caractérise par l'instauration de mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie. **Cette incitation se traduit par des mesures de nature administrative, commerciale** et financière dont le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur. »
116. Le Distributeur constate donc de cet extrait de la décision D-2003-110, que l'efficacité énergétique vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Les mesures peuvent également être commerciales et financière. Ces caractéristiques ne sont certainement pas exhaustives et immuables.
117. En réponse à la question 5.2 de la Demande de renseignements n° 1 de la Régie, le Distributeur rappelait également les trois volets caractérisant l'efficacité énergétique :
- L'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage)

- L'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service)
- La gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment)

118. Le Distributeur est d'avis que le Programme s'inscrit véritablement dans cette vision. Tel qu'expliqué en réponse en demande de renseignements, l'objectif du Programme est ultimement une réduction des besoins en pointe que doit alimenter le Distributeur et permettre le report du lancement d'un appel d'offres. Or, cette réduction découle forcément d'une baisse de la demande en électricité des clients participants durant les périodes où le Programme est appelé, que la baisse soit le fruit d'un effacement ou du recours à une autre forme d'énergie.

HQD-2, document 1.2, question 7.1

119. La gestion de la consommation constitue donc l'utilisation de l'électricité au meilleur moment, soit une optimisation des sources d'énergie. Le Programme cadre donc parfaitement avec l'efficacité énergétique.

120. Le Distributeur ajoute que l'article 72 de la LRÉ milite en faveur de considérer le programme comme étant de l'efficacité énergétique. Cet article prévoit que le Distributeur doit présenter un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois, après application des mesures d'efficacité énergétique. Or, le Programme vise précisément à repousser de quelques années le prochain appel d'offres de long terme en puissance au moyen de mesures prises à même les ressources énergétiques disponibles. Autrement dit, le Distributeur devra tenir compte de sa contribution lorsque viendra le temps de déposer à la Régie pour approbation les caractéristiques du prochain appel d'offres qu'il entend conclure pour de la puissance.

Programme commercial

121. Le Distributeur comprend que lorsque la Régie réfère à un programme commercial, il s'agirait d'un programme visé par l'article 74 de la LRÉ.

122. Dans sa décision procédurale D-2017-058, paragraphe 41 rendue dans le cadre du dossier R-4000-2017, la Régie faisait mention que l'objectif premier d'un programme commercial est d'acquérir des parts de marché supplémentaires.

123. Il ne s'agit manifestement pas de l'objectif recherché par le Programme, lequel n'est donc pas un programme visé par l'article 74 de la LRÉ.

H. LE TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE

- 124.** Lors de la journée d'audience du 2 octobre 2018, le Distributeur a proposé de revenir sur la question du traitement réglementaire des sommes en fonction des différentes natures que la Régie estime possible pour le Programme. Le Distributeur précise toutefois que c'est à titre informatif et que la position du Distributeur à l'effet qu'il s'agit d'un programme en efficacité énergétique demeure.
- 125.** De plus, si la Régie devait considérer que le Programme devait ne pas être un programme en efficacité énergétique, le Distributeur devrait examiner plus en profondeur le traitement réglementaire le plus optimal qui pourrait en découler et faire les représentations qui s'imposeraient en temps opportun.

N.S., vol. 5, p. 97.

- 126.** Si le Programme devait être considéré à titre de programme en efficacité énergétique, le Distributeur considérerait que les coûts afférents feraient partie intégrante du facteur Y « Interventions en efficacité énergétique ». Le traitement réglementaire serait celui actuellement présenté au dossier tarifaire.
- 127.** Par ailleurs, si le programme devait être considéré comme un programme commercial, le Distributeur demanderait à la Régie la création d'un facteur Y distinct dans la mesure où les coûts afférents dépasseraient le seuil. Le traitement réglementaire serait vraisemblablement similaire à celui des interventions en efficacité énergétique.

I. CONCLUSIONS

- 128.** Depuis son lancement, le programme GDP connaît un franc succès et constitue un moyen supplémentaire de gestion de la puissance pour le Distributeur, lequel permet l'obtention d'un service équivalent à celui d'un approvisionnement à long terme en puissance, tout en offrant davantage de flexibilité et à un coût inférieur. Le Distributeur peut compter sur ce moyen dans son bilan en puissance.
- 129.** Le Distributeur insiste également sur l'importance d'avoir un programme simple, facile d'application et compréhensible pour le participant.

Rémi Dubois, N.S., vol. 4, p. 184

- 130.** Le Distributeur souligne toutefois qu'il s'agit d'un programme relativement jeune et qui n'a pas atteint sa maturité ni son plein potentiel. Chaque année de déploiement sera source d'apprentissage pour le Distributeur.

131. Le succès à long terme du Programme est néanmoins tributaire d'une stabilité et prévisibilité dans les modalités de celui-ci. Le Distributeur estime nécessaire que quelques années d'utilisation du Programme seront nécessaires avant d'apporter des modifications importantes à celui-ci. Si le Distributeur constate des enjeux avec le Programme, des ajustements à apporter, ceux-ci seront présentés à la Régie à l'occasion des dossiers tarifaires.

Dave Rhéaume, N.S., vol. 4, p. 186, vol. 5 p. 82.

HQD-2, document 6, question 2.4

132. Le Distributeur demande donc respectueusement à la Régie, pour l'ensemble de ces raisons, d'accueillir sa demande relativement au Programme tel que présenté.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande ;

RECONNAÎTRE la rentabilité du programme GDP Affaires

LE TOUT, RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 9 octobre 2018

(S) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec