

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

No: R-4041-2018 PHASE 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Demande relative au programme GDP affaires

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

- ET -

OPTION CONSOMMATEURS
Intervenante

ARGUMENTATION D'OPTION CONSOMMATEURS

I. INTRODUCTION

1. Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de Distribution (**le Distributeur**) déposait une demande relative au programme GDP Affaires (**le Programme**) conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025, afin d'en déterminer la rentabilité et d'en clarifier la nature juridique.
2. Le 2 décembre 2019, la Régie a rendu sa décision D-2019-164 par laquelle elle a statué que le Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'elle doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire. Elle créa, par ailleurs, une phase 2 au présent dossier pour procéder à l'examen d'une nouvelle offre tarifaire optionnelle, basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la même décision.
3. Dans sa décision D-2020-095, la Régie ordonnait au Distributeur de lui soumettre une proposition de calendrier pour le traitement de la phase 2 du dossier, tenant compte du fait que le nouveau tarif GDP Affaires, résultant de cette phase 2, devra entrer en vigueur pour l'hiver 2021-2022.
4. Le 17 août 2020, le Distributeur a déposé sa proposition de tarif provisoire de l'option de GDP et de calendrier.
5. Le 24 septembre 2020, le Distributeur a déposé les versions française et anglaise du texte du tarif GDP provisoire amendé, pour refléter les modifications requises par la Régie dans sa décision D-2020-120.
6. Le 5 novembre 2020, la Régie a rendu sa décision D-2020-147 qui traite du déroulement de la phase 2 du dossier, des demandes d'intervention de la CETAC

et d'OC ainsi que des textes à fournir aux fins de la publication du tarif GDP provisoire, en conformité avec la loi.

7. Le 25 janvier 2021, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'ASSQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROÉÉ, SÉ et l'UC ont déposé la liste des sujets sur lesquels ils souhaitent intervenir ainsi que leur budget de participation.
8. Le 9 février 2021, la Régie a rendu sa décision procédurale D-2021-010 pour établir le cadre d'examen du dossier, incluant un échéancier, et pour demander un complément de preuve au Distributeur. Le cadre d'examen imposé par la Régie comprend les éléments suivants :
 - Établissement de l'appui financier
 - Modalités pour les clients à profil de consommation atypique
 - Admissibilité des intégrateurs et révision du seuil d'admissibilité
 - Montant d'appui financier minimal
 - Analyse économique et financière
9. La présente argumentation résume la position d'OC concernant les enjeux qu'elle estime pertinents à la présente phase du dossier. L'argumentation portera sur les sujets suivants :
 - Mise en contexte et encadrement réglementaire de la présente demande
 - Rapport de la firme Technosim
 - Analyse économique
 - Autres considérations

II. MISE EN CONTEXTE ET ENCADREMENT RÉGLEMENTAIRE DE LA PRÉSENTE DEMANDE

10. L'objectif du présent dossier est d'établir les modalités tarifaires de l'offre tarifaire GDP Affaires qui servira de moyen en puissance afin d'équilibrer le Bilan en puissance.
11. Au paragraphe 272 de la décision D-2019-164, la Régie demande une proposition d'appui financier dégressif harmoniser avec les crédits applicables à l'option d'électricité interruptible (OÉI) :

[272] Le Distributeur devra déposer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, une nouvelle proposition comprenant un appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue. Cette proposition d'appui dégressif devra s'harmoniser avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal. À titre illustratif, l'appui financier pourrait être de 20 \$/kW pour la dernière strate de réduction de puissance.

12. OC est d'avis que la Régie doit considérer la qualité du produit offert par l'option tarifaire GDP Affaires en tenant compte, entre autres, du taux de réserve plus élevé de cette option comparativement avec ceux de l'OÉI et de l'option du crédit hivernal quand la Régie déterminera l'appui financier.

III. RAPPORT DE LA FIRME TECHNOSIM

13. En phase 1 du présent dossier, il a été établi que la révision de l'appui financier de la nouvelle option devra prendre en considération les coûts requis pour effectuer les dépassements.
14. La Régie s'exprimait ainsi à ce sujet dans sa décision (D-2019-164) :

[269] Toute révision de l'appui financier et des modalités du Programme nécessite une meilleure connaissance de la contribution des principales mesures mises en œuvre pour permettre l'effacement observé au cours des trois derniers hivers. Puisque les coûts directs et indirects récurrents dépendent notamment des mesures mises en œuvre, une meilleure connaissance de ces dernières est souhaitable. Il importe de préciser, par exemple, dans quelle mesure les participants ont recours à des génératrices ou des chaudières à combustible afin d'estimer les coûts en carburant.

[270] La Régie demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme afin d'établir un portrait de la contribution des principales mesures ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au cours des derniers hivers. Une évaluation des différents coûts directs encourus par ces derniers, liés aux effacements lors des événements de GDP, devra être fournie et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance. Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des résultats en fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum. Le Distributeur devra déposer les résultats de ce sondage/audit ainsi d'une nouvelle proposition d'appui financier dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

(Notre soulignement)

15. Le premier audit produit par la firme Technosim (pièce B-0080) est conforme aux instructions de la Régie contenues au paragraphe 270 de la décision.
16. Les résultats de cet audit démontrent clairement que les coûts moyens d'implantation et d'exploitation encourus par les clients participant à l'étude totalisent 27,32\$ par kW année, ce qui est nettement inférieur au coût moyen de l'appui financier de 60\$ par kW année proposé par le Distributeur.
17. OC considère que ces résultats justifient l'établissement d'un appui financier dégressif.

18. OC tient à souligner que les commentaires du Distributeur (B-0080, ligne 28 de la page 5 à la ligne 2 de la page 6) à l'effet qu'il est difficile pour les participants de chiffrer certains coûts encourus (par exemple ceux associés au report de production) ou que plusieurs coûts sont difficilement quantifiables (par exemple l'inconfort ressenti par les occupants d'un immeuble en raison de la participation au Programme) n'enlèvent rien à la pertinence des résultats de cet audit. En effet, tel qu'expliqué ci-dessous, cette même réalité existe pour les clients au tarif L qui participent eux aussi à des programmes de gestion de demande (OEI) pour une rémunération nettement inférieure à celle du programme GDP Affaires.
19. Le second audit produit par Technosim a été préparé à l'initiative du Distributeur et est basé sur une liste de clients non participants sélectionnés par le Distributeur et non par une firme indépendante.
20. Conséquemment, OC est d'avis que les résultats du premier audit sont plus pertinents pour la détermination de l'appui financier de l'option GDP Affaires.

IV. ANALYSE ÉCONOMIQUE

A. Objectif de l'analyse

21. L'objectif premier d'une analyse économique est d'établir la rentabilité de l'option tarifaire dans un scénario d'approvisionnement simplifié par opposition à un scénario d'approvisionnement basé sur les marchés de puissance (au Québec) de court et long terme.
22. Le modèle utilisé est nécessairement une simplification du marché de la puissance pour l'alimentation des besoins de la clientèle du Distributeur.
23. OC a utilisé le modèle simplifié du Distributeur afin de déterminer le point mort établissant la valeur de l'appui financier de l'option GDP à un niveau où l'option alternative offrirait la puissance au même coût.

B. Période d'analyse

24. L'une des variables à considérer dans le modèle proposé par le Distributeur est la période d'analyse qui est représentée par la valeur actuelle nette (VAN).
25. Afin de déterminer la valeur d'un actif, il est important d'avoir la période de production de l'actif.
26. Pour les fins de ses audits, Technosim a utilisé une période d'amortissement de 5 ans.
27. En plus de la période d'amortissement de 5 ans des équipements utilisés à la fourniture de service de GDP, il faut souligner qu'il est raisonnable de présumer que plusieurs des participants commerciaux et industriels œuvrent dans des industries qui évoluent rapidement et qui ne peuvent garantir une viabilité à long terme.

28. Compte tenu de ce qui précède, OC estime que l'utilisation d'une VAN sur une période de 10 ans est plus judicieuse que sur une période de 20 ans.

C. Coûts évités

29. OC a démontré une tendance à la baisse de la valeur de la puissance sur les marchés depuis les 4 à 5 dernières années.
30. Cette baisse s'explique en partie par la contribution croissante de l'offre GDP sur les marchés de la puissance des réseaux voisins.
31. Avec ses nombreuses interconnexions, le Québec est bien intégré aux marchés voisins et est donc influencé par cette tendance baissière.
32. Conséquemment, OC propose d'utiliser la valeur de 10\$ /kW hiver pour le coût évité de court terme. Cette valeur correspond à la valeur reconnue par la Régie jusqu'au dossier tarifaire 2014-2015 (R-3854-2013). Elle est justifiée par les résultats des appels d'offres sur les marchés de court terme du Distributeur. OC rappelle à la Régie que les résultats des derniers appels d'offres de puissance sur les marchés de court terme étaient aux alentours de 1\$ par hiver sur la période 2018-2021 (C-0015, p.20, Graphique 4 d'OC).
33. De plus, lorsque la Régie a approuvé l'OÉI pour les clients Grandes Puissances dans le dossier R-3891-2014 (D-2014-156), elle a considéré la valeur de la puissance sur les marchés de court terme pour la détermination de l'appui financier de cette option :

[47] La Régie constate que la moyenne des prix des enchères UCAP, pondérée en fonction des volumes alloués, a été de 3,34\$US/kW-mois lors de l'hiver 2013-2014. En utilisant un taux de réserve de 15 % et en tenant compte du transfert de 2 \$/kW au crédit variable, on obtient un prix balise d'environ 10,50 \$CA/kW-hiver.

[48] Par ailleurs, le Distributeur précise que le prix moyen de l'appel d'offres A/O 2014-01 pour l'hiver 2014-2015 est de 18,65 \$CA/kW-hiver. En utilisant un taux de réserve de 15 % et en tenant compte du transfert de 2 \$/kW au crédit variable, on obtient alors un prix balise de 13,85 \$CA/kW-hiver.

[49] Dans ce contexte précis, la Régie juge approprié de tenir compte de ces deux signaux de marché et, à la lumière de ce qui précède, de fixer à 13 \$CA/kW-hiver le crédit fixe de l'option I pour la clientèle de grande puissance.

35. OC n'a pas d'information contemporaine lui permettant de proposer une modification la valeur de puissance de long terme.

D. Début du recours aux approvisionnements de long terme

36. Étant donné que l'analyse économique est très sensible à la valeur des coûts évités de la puissance de court et long terme, avec un coût évité du marché de long terme nettement plus élevé que celui du court terme, le moment où celui-ci est requis est donc déterminant dans l'analyse.

37. Étant donné que la puissance de long terme est requise une fois que le marché de court terme est épuisé, la profondeur de celui-ci est déterminante pour évaluer le moment où les ressources du marché de long terme seront requises.
38. OC estime que la valeur de 1 100 MW utiliser par le Distributeur est nettement inférieure à la profondeur réelle du marché. En effet, OC estime que cette valeur ne doit pas se limiter à 1 100 MW provenant d'une seule interconnexion.
39. Les capacités de puissance situées dans la zone d'interconnexion du Québec non engagées doivent également être considérées, car ces ressources sont disponibles pour répondre aux besoins de court terme.
40. De plus, avec plus de 7 000 MW de capacité de transit aux différentes interconnexions avec le Québec, le Distributeur a également accès à d'autres marchés de puissance comme celui de l'Ontario, le Nouveau-Brunswick ou même la Nouvelle-Angleterre.
41. C'est en considérant ces nombreuses alternatives qu'OC estime qu'une majoration conservatrice de 1 250 MW (1 000 MW en provenance des ressources d'HQP qui seront libérées à la fin des contrats de base et cyclable ainsi qu'une contribution de 250 MW en provenance du marché du Nouveau-Brunswick) repousse les besoins de puissance du marché de long terme à l'hiver 2026-2027, et ce sans contribution de la GDP Affaires.

E. Appui financier moyen et strates

i. Proposition d'HQD

42. Compte tenu de la structure tarifaire proposée par le Distributeur, les abonnements de plus de 200 kW seront exposés à différentes strates de réduction ; l'appui moyen pour ceux-ci sera supérieur à l'appui de la strate supérieure. À titre d'exemple, même avec un appui de 45\$ pour les plus grands effacements (1 800+ kW), l'appui effectif serait plutôt de 50,07\$/kW année.
43. En utilisant les hypothèses retenues par OC pour l'analyse économique, l'appui financier dégressif proposé par HQD aurait un impact tarifaire de 28,63M\$ (C-OC-0022, p.10).

ii. Proposition d'OC

44. L'harmonisation entre les différentes options tarifaires montre que l'option tarifaire GDP Affaires est la plus généreuse alors que les conditions tarifaires sont moins contraignantes.
45. Selon OC, l'absence de participation des clients aux options OÉI s'explique en grande partie par les conditions plus généreuses offertes dans le programme GDP Affaires.
46. Pour un effacement de la puissance souscrite de 5 000 kW (point de bascule entre le tarif M et L) pour 50 heures d'effacement, la rémunération pour les options OEI

est de 96 740\$ à 126 391 \$ comparativement à 225 000\$ pour l'option GDP Affaires, soit un différentiel oscillant entre 98,6 M\$ et 128 M\$.

47. OC note que dans le rapport annuel de l'année 2020, on rapporte qu'aucun client Moyenne Puissance n'a participé aux options OEI; toutefois, les clients au tarif L, n'ayant pas d'option(s) alternative(s), ont, eux, offert des centaines de MW au cours des deux derniers hivers.
48. Les 26 clients (Tarif L,+ de 5 000 kW) participants à l'offre de 877,9 MW à l'hiver 2019-2020 ont reçu un appui financier moyen de 13,17\$/kW. L'appui moyen pour les 21 clients participant à l'offre de 760,4 MW, pour l'hiver 2020-2021, a été de 13,45\$/kW, soit un niveau de rémunération effectif significativement inférieur au 50\$ du kW proposé par HQD pour les plus grands effacements (1800+ kW).
49. OC propose un appui financier dégressif qui respecte le désir de la Régie d'avoir une meilleure harmonisation avec les autres options tarifaires offertes par le Distributeur.
50. OC propose l'appui financier dégressif suivant :

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier de OC
15-199	50
200-599	40
600-1199	35
1200-1799	30
1800+	25

51. La rémunération de 50\$/kW est à un niveau qui se rapproche des offres tarifaires pour ce type de clients (ex: Tarif Flex G, \$0,5065/kW x 100 heures = 50,65\$/kW année).
52. Si la Régie désire augmenter l'attrait de cette option pour les plus petits clients, une majoration de l'appui financier de la strate 15-200 kW pourrait s'avérer nécessaire. Cela dit, une telle majoration résultera nécessairement en hausse tarifaire.
53. OC se questionne à savoir si le programme GDP Affaires est le bon véhicule pour optimiser l'apport en ressources GDP pour les petits abonnements. Comme mentionner à la page 15 de la pièce C-0C-0015, OC est d'avis que ces petits abonnements pourraient optimiser leur apport en ressources GDP par le truchement des agrégateurs, comme cela s'est produit lors des derniers hivers.
54. Il serait en effet pertinent que le Distributeur mette en place un mécanisme d'acquisition des ressources en puissance permettant aux agrégateurs d'y participer et ainsi, indirectement, favoriser la participation des plus petits abonnements.
55. Concernant la rémunération pour les plus grands effacements, OC propose un taux effectif de 29\$. Cette valeur est supérieure aux options OÉI (entre 20\$ et 25,28\$ pour 50 heures de coupures).

56. La valeur proposée par OC est par ailleurs du même ordre que l'appui financier moyen offert par le programme « Génératrices d'urgence » d'Hydro-Sherbrooke en vigueur depuis 2007 qui a été de 31\$/kW en moyenne sur la période 2015-2019 (C-OC-0022, p.22).
57. En effet, comme mentionné aux pages 18 à 22 de la pièce C-OC-0022, ce programme est un comparatif utile auquel la Régie peut se référer pour établir l'appui financier pour les plus grands abonnements.
58. Finalement, en utilisant les données de l'hiver 2019-2020, l'appui dégressif proposé par OC équivaut à un appui financier moyen de 42,31\$/kW année, ce qui correspond à une VAN de 40M\$ (selon les hypothèses retenues par OC).
59. Un appui financier trop élevé correspond à une prime d'assurance injustifiée dans le contexte actuel. En effet, tel que mentionné par M. Cormier lors des audiences du 25 mai 2021 (N.S. pages 218-219), il n'y a pas de risque d'approvisionnement qui justifierait une prime importante :

25. R. Oui, effectivement, c'est un risque qui doit être pris. À mon avis, c'est un risque qui est... qui est, somme toute, dans les conditions actuelles, si :

- 3 on regarde le bilan en puissance qui a été déposé
4 en février, il reste de la marge, là, sur le marché
5 de court terme.
6 Même avec la valeur de onze cents mégawatts
7 (1100 MW) qui, à mon avis, est nettement sous-
8 estimée, il reste de la marge, là, de quatre cents
9 (400)... quatre, cinq cents (500). Il faudrait
10 regarder... J'ai fait les calculs ce matin, je ne
11 l'ai pas déposé en preuve, là, mais il y a de la
12 marge pour...
13 Il faut évaluer : est-ce qu'on prend le
14 risque d'avoir... de perdre des participants ou on
15 paye la grosse prime pour ne pas prendre de risque,
16 au risque d'avoir une hausse tarifaire quand que ça
17 va... quand ça va entrer dans le calcul en deux
18 mille vingt-cinq (2025), là. Parce que ces tarifs-
19 là vont être dans le calcul, en deux mille vingt-
20 cinq (2025)¹.

V. AUTRES CONSIDÉRATIONS

A. Montant d'appui financier minimal (MAFM)

60. Suite à une analyse supplémentaire du mécanisme de rémunération de l'Option GDP, OC constate effectivement que, contrairement à la rémunération minimale des deux options de l'OEI, la détermination du MAFM est basée sur une valeur indépendante des efforts mis en œuvre pour s'effacer (puissance maximale enregistrée vs puissance disponible pour effacement)

¹ Notes sténographiques de l'audience du 25 mai 2021, volume 11, pages 218-219.

61. Selon la compréhension d'OC, le niveau de l'effacement des participants serait systématiquement inférieur à la puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs des participants.
62. Si la Régie juge nécessaire de maintenir un appui financier minimum pour l'Option GDP, OC réitère que celui-ci doit être inférieur aux crédits fixes offerts dans les 2 options de l'OÉI pour les premières tranches de dépassement.

B. Profil de consommation

63. OC est consciente que les participants au programme GDP affaire ayant des consommations atypiques (principalement des stations de ski) ne représente qu'une petite portion de l'offre (3,7 % à l'hiver 2019-2020).
64. Toutefois, à la page 9 du document déposé par l'ASSQ (C-ASSQ-0034) on peut lire:

The 10 ski resorts participating in this study utilize snowmaking systems that range from very simple systems with a single snowmaking pump, three fan guns, and long hoses for water, to very complex systems with retention ponds, multiple water pump stations, variable flows and pressures, compressor plants, VFD's, sophisticated networks of water and air piping, and snow gun automation. Most resorts report commencing snowmaking operations in early to mid-November, with operations completing in late December or early January.

[Notre soulignement]

65. Cet extrait démontre que la contribution de ces clients se ferait avant la période où la pointe se produit généralement au Québec.
66. Dans le tableau produit à la page 17 de la pièce C-OC-0022, on peut noter qu'en mode prévisionnel, la pointe de réseau du Québec prévue au NPCC (produit à l'automne qui précède l'hiver en question) a lieu après la période habituelle d'enneigement.
67. Donc, en mode de planification des ressources en puissance, il serait étonnant que le Distributeur compte sur des ressources en puissance provenant de ces clients.
68. De plus, on note que sur la période 2011-2021, uniquement 2 pointes sur 10 se sont produites en décembre.
69. OC invite donc la Régie à considérer le faible (voir nul) niveau de coïncidence entre l'offre GDP provenant des stations de ski et la pointe du réseau (1-CP) quand les ressources en puissance sont requises, lorsqu'elle évaluera des aménagements propres à ces clients.

VI. CONCLUSION

70. OC recommande que :

- la Régie se fonde sur les résultats du premier audit de Technosim pour la détermination de la structure et les prix associés à l'Option, et ce, pour les prochaines années;
- la Régie utilise l'appui dégressif décrit dans la présentation d'OC (C-OC-0022, p. 13);
- la Régie rejette le calcul du MAFM proposé à la pièce B-0090;
- la Régie limite l'analyse économique nécessaire à l'évaluation de la rentabilité de l'Option GDP Affaires à la VAN 10 ans;
- la Régie utilise une valeur de 10\$/kW hiver pour la puissance de court terme dans l'analyse économique;
- la Régie déplace le commencement des approvisionnements en puissance de long terme à 2026 dans l'analyse économique;
- la Régie réduit l'appui financier moyen à 42\$ du kW année, et ce, en conformité avec la proposition des strates d'effacement proposée dans la présentation d'OC (C-OC-0022, p.13).

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 26 mai 2021

(S) Municonseil Avocats inc.

MUNICONSEIL AVOCATS INC.
Procureurs d'Option consommateurs