

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4041-2018
Phase 2

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

-et-

Intervenants

**DEMANDE DU DISTRIBUTEUR
RELATIVE À L'OPTION TARIFAIRE « GDP AFFAIRES »**

**ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR
PHASE 2**

A. INTRODUCTION

1. Le cadre d'examen de la présente phase du dossier a été fixé par la Régie de l'énergie (la Régie) dans sa décision D-2021-010. Ce cadre tient compte notamment des conclusions de la Régie dans sa décision D-2019-164 :

« DÉCIDE que le Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire;

RETIENT, pour l'appréciation de la neutralité tarifaire du Programme :

- l'horizon d'examen du plan d'approvisionnement 2017-2026,
- un coût évité de fourniture en puissance de court terme pour la période de 2018-2019 à 2022-2023 et de long terme pour la période de 2023-2024 à 2025-2026, la valeur de 0 \$ pour les coûts évités de transport et de distribution de l'analyse du TNT,
- que la valeur de l'appui financier a un effet significatif sur la neutralité tarifaire;

DEMANDE au Distributeur de soumettre, au plus tard le 27 février 2020 à 12 h, une preuve comprenant :

- la proposition tarifaire, précisant les modalités tarifaires et le texte des tarifs de la nouvelle offre tarifaire optionnelle,
- les résultats du sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme, précisé à la section 5.2,
- une nouvelle proposition d'appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue, harmonisée avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal,
- la réduction du montant moyen de l'appui financier au Programme de la valeur estimée correspondant à la compensation du coût d'installation d'équipements chez les participants, laquelle pouvant être assortie d'une offre commerciale ou d'une IEE incitant l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants,
- un suivi de la participation des clients à profil de consommation atypique, tel que précisé à la section 5.4.2 et du calcul de l'appui financier applicable à ces participants,
- une mise à jour de l'équivalent du tableau E-7 de la pièce B-0005,
- la mise à jour du Guide du participant, comprenant, notamment, la correction demandée pour éviter un avantage indu, via le MAMF, dans la compensation des participants non sollicités aux événements GDP; [...]

2. La proposition d'option tarifaire du Distributeur (l'Option) déposée dans la présente phase répond, à son avis, aux demandes de la Régie évoquées dans sa décision D-2019-164.
3. Également, cette proposition est la plus à même de permettre le maintien de la contribution espérée de ce moyen inscrite au bilan de puissance.
4. La décision qui sera rendue à la fin de cette phase aura donc des répercussions concrètes et importantes sur l'équilibre offre-demande en puissance pour les prochaines années. Il ne s'agit donc pas d'une décision à rendre dans l'abstrait, mais plutôt visant à établir une option tarifaire susceptible de permettre non seulement un maintien de l'intérêt de la part des

- participants actuels, mais également d'aller chercher des participants supplémentaires afin de maximiser les quantités découlant de ce moyen au bilan de puissance des prochaines années.
5. Le cadre réglementaire en vigueur implique également que des ajustements au tarif ne pourront avoir lieu avant 2025. Le Distributeur invite la Régie à faire preuve de prudence puisque les modalités ne pourront donc être ajustées avant quelques années. Si le tarif devait être mal calibré, les impacts sur le bilan pourraient se faire sentir quelques années, sans possibilité de corriger le tir avant l'hiver 2025-2026.
 6. Il n'est également pas possible sous le cadre réglementaire actuel, ni souhaitable d'ailleurs d'un point de vue commercial, de prévoir un mécanisme d'ajustement annuel d'une ou de plusieurs modalités de l'Option en fonction des résultats obtenus au précédent hiver, comme la FCEI et SÉ le proposent.
 7. Il s'agit donc d'un exercice délicat et particulièrement important que la Régie doit effectuer.

Établissement de l'appui financier moyen

8. Le Distributeur propose un appui financier moyen de 60 \$/kW. Cette valeur prend comme point de départ l'appui financier éprouvé de 70 \$/kW qui avait cours pour le Programme, duquel un coût d'implantation chez les participants estimé à 10,50 \$/kW a été déduit afin de donner suite aux instructions de la Régie dans sa décision D-2019-164.
 - D-2019-164, paragr. 268
9. Le niveau raisonnable du montant de 10,50 \$/kW, retenu par la Régie dans sa décision D-2019-164, se trouve par ailleurs à être conforté par la moyenne pondérée pour de tels coûts, comme en témoignent les résultats du premier audit réalisé par Technosim, soit 11,26 \$/kW.

Réponse de Technosim à l'engagement n° 8, HQD-10, doc. 3

« Oui, si on tient compte de la taille de l'effacement, parce qu'évidemment dans ces clients-là sur les... les répondants il y en a qui avaient évidemment de très importants effacements, d'autres des plus petits. Le dix-neuf et trente-trois (19,33 \$/kW) c'est une moyenne par client, mais la moyenne pondérée tient compte des mégawatts total effacés, donc les clients plus importants, moins importants, la moyenne passe de dix-neuf et trente-trois (19,33 \$/kW) sur une base arithmétique à onze et vingt-six (11,26 \$/kW) sur une base pondérée, selon la taille de l'effacement. »

[...]

« Si on fait une projection pour, par exemple, l'impact d'un programme dans son ensemble et non pas juste pour les clients spécifiques, donc les mégawatts total ou totaux qui vont être obtenus, la valeur qui devient applicable évidemment c'est la moyenne pondérée selon la taille de l'effacement.

Lorsqu'on veut savoir ce serait quoi le coût pour l'ensemble d'un programme, cette moyenne-là dans l'échantillon de trente-sept (37) clients était de onze et vingt-six (11,26 \$/kW). »

Michel Parent, N.S., vol. 8, p. 59

- 10.** Le Distributeur rappelle tout d'abord que l'appui financier n'est pas établi sur la base des coûts pour le client, mais plutôt sur des objectifs que souhaite atteindre le Distributeur en termes de réduction de puissance sous l'Option. Bien que les coûts que pourraient encourir un client constituent un intrant à considérer, de même que les analyses économiques, il s'agit de déterminer un niveau d'appui financier qui incite la participation des clients. Il s'agit d'un exercice d'abord et avant tout commercial et non pas fondé sur des résultats mathématiques.

« Parce que, et je pense que vous avez raison, essayer de, mathématiquement de diriger une valeur sur la base la base d'une formule, ça serait peut-être un exercice fétiche, parce qu'il peut être utilisé pour vérifier la rentabilité du produit, sa raisonabilité, mais reste que c'est d'abord et avant tout, une indication commerciale que l'on recherche.

Et comme on le disait hier, ces indications-là, on les a obtenues à travers les comportements des clients qui, au cours des années, ont souscrit à l'option ou n'ont pas souscrit. »

Stéphanie Caron, N.S., vol. 8, p. 25

« Si je peux me permettre d'ajouter... Dans le fond, c'est que la prémisse de votre question, à moins que je l'aie mal comprise, suppose, dans le fond, qu'on a un coût, on vise à récompenser pour ces coûts-là, mais on... le programme, tel qu'il était conçu au départ, qui est devenu une option tarifaire, n'est pas fondé sur un coût de service ou une couverture stricte des coûts.

Donc, on cherche, avec des quantités existantes, à maintenir, dans le fond, ce... la contribution du... des dits moyens au bilan de puissance.

Donc, pour nous, la seule... Bien, pas la seule, mais le meilleur indicateur qu'on dispose, c'est l'expérience acquise au fil des cinq dernières années. Et pour... Comme le disait monsieur Chakra tantôt, c'est une question de « feeling » avec les clients. Pour certains clients, soixante-dix dollars (70 \$), c'est une limite, pour d'autres c'est un peu mieux.

Donc, nous, on fixe... Notre proposition, c'est de fixer, dans le fond, l'appui financier à soixante dollars (60 \$), qui répond bien dans le marché pour nous aider, dans le fond, à gérer notre... nos besoins de puissance. »

Frédéric Pelletier, N.S., vol. 8, p. 187

- 11.** L'appui financier moyen doit donc être établi de façon à permettre une juste rémunération pour le client et de compenser, au-delà des coûts directs encourus, les inconvénients et risques subis par ces derniers, soient les coûts non énergétiques. C'est cette juste rémunération qui fera en sorte qu'un client aura un attrait pour l'option.

Et comme on a déjà dit en preuve et en réponse aux demandes de renseignements, c'est que l'option ne vise pas seulement à couvrir les coûts, mais c'est également à inciter les clients à participer puis à maintenir leur... leur adhésion à l'option tout en les, j'oserais... disons en compensant pour des inconvénients non énergétiques qu'ils peuvent éprouver, là, pour participer à l'option.

Frédéric Pelletier, N.S., vol. 7, p. 44

Et, Jean-Pierre Chakra, je voudrais rajouter à ça. C'est clair, pour un client, un immeuble à bureaux, il a des locataires, puis c'est payant, le pied carré, en termes de dollars du pied carré, d'avoir un locataire et il y a un inconfort et que le client dépose une plainte, GDP, là, ne va pas pouvoir compenser la perte due à cet inconfort ou à ces plaintes. Ça fait qu'il y a des inconvénients non-énergétiques. Un client industriel qui déplace sa production, qui finalement prend du retard à livrer la marchandise et paie des pénalités de livraison, c'est un risque, ça fait partie de sa gestion de inconvénients non énergétiques. Donc, nous, ce qu'on entend, au-delà des coûts, que ce soit opérationnel ou investissement, il y a tous ces autres inconvénients qui... ça vaut de l'argent, ça vaut, c'est de l'argent qu'on doit rémunérer pour embarquer, sinon, ils n'embarqueront pas. Et c'est ça ce qu'on a senti sur le terrain.

Jean-Pierre Chakra, N.S., vol. 8, p. 191

- 12.** L'appui financier moyen proposé de 60 \$/kW, basé sur le signal éprouvé de 70 \$/kW, a permis, depuis le début du Programme, de faire évoluer la contribution de l'Option au bilan de puissance, de façon adéquate, sans débordements dans l'offre des clients.
- 13.** Le Distributeur soutient donc que les quelques années d'expérience démontrent le caractère équilibré et adéquat de l'appui financier offert en regard des objectifs poursuivis.
- 14.** Le Distributeur a présenté deux audits, lesquels s'ajoutent à la preuve déjà faite en phase 1 du dossier.

- 15.** En phase 1, le Distributeur rappelait que le niveau d'appui financier fixé à 70 \$/kW a été testé dans le cadre d'un projet pilote. Une cinquantaine de clients majeurs et de partenaires du Distributeur avaient 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 d'une offre commerciale.

HQD-1, document 1, section 3.2 (B-0004)

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

- 16.** À cette preuve déposée en phase 1, s'ajoutent maintenant les deux audits, dont le premier a été réalisé en réponse à une demande de la Régie :

« [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. »

D-2019-164

- 17.** L'audit n° 2 illustre quant à lui les attentes des clients non participants afin de participer à une telle option tarifaire. Cet audit a tout d'abord fait ressortir l'intérêt des participants par une telle option tarifaire (section 5.2.3). Il ressort toutefois que cet intérêt dépend du prix offert et donc, qu'un niveau d'appui financier moyen trop bas est susceptible de rendre difficile le recrutement des futurs participants. Le seuil minimal moyen de 97 \$/kW identifié étant effectivement supérieur à celui du Programme de 70 \$/kW.

Rapport de TechnoSim, HQD-6, doc. 5, tableau 1

Dégressivité

18. La proposition du Distributeur présente un écart de rémunération de 5 \$ entre les différentes strates, allant de 65 \$/kW de puissance interruptible effective à 45 \$/kW pour la state de 1 800 kilowatts ou plus :

- 65 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective pour une réduction de puissance moyenne variant entre 15 et 199 kilowatts ;
- 60 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective pour une réduction de puissance moyenne variant entre 200 et 599 kilowatts ;
- 55 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective pour une réduction de puissance moyenne variant entre 600 et 1 199 kilowatts ;
- 50 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective pour une réduction de puissance moyenne variant entre 1 200 et 1 799 kilowatts ;
- 45 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective pour une réduction de puissance de 1 800 kilowatts ou plus.

19. Le Distributeur estime que sa proposition est équilibrée et doit être privilégiée. Il s'agit de la proposition la plus à même d'assurer un équilibre entre :

- Le respect du principe d'une rémunération dégressive
- Le reflet de la distribution de la contribution à l'effacement de chacune des strates
- Le maintien de l'intérêt des abonnements à fort potentiel d'effacement pour les strates élevées de réduction de puissance

HQD-7, document 1.1, réponse à la question 2.1 (B-0102)

20. La proposition vise à maximiser la contribution des petits clients.

« Aussi, c'est que dans le fond la rémunération supérieure, bien elle permet aux clients qui était anciennement sous ségrégateur d'avoir un incitatif à participer de leur propre chef. Et comme on a dit en preuve, bien ça se peut que ces clients puissent se retourner de bord puis aller chercher quelqu'un qui est spécialisé en contrôle de charge, là, pour... pour gérer

leur puissance. Donc, il y a une partie qu'ils peuvent... de ces gains-là qu'ils peuvent séparer avec ces gens-là. »

Frédéric Pelletier, N.S., vol. 7, p. 55

« Oui. Mais comme on l'a mentionné en preuve, c'est qu'on cherchait un équilibre aussi à travers ça où on rémunérerait tant les plus petits clients à l'option, donc ceux qui étaient dans la première tranche, et les plus grands clients. Ça fait que ceux qu'on a établi une dégressivité plus grande, bien, nous, on considère que, par rapport à un appui financier qui était uniforme auparavant, bien, ça pouvait comme accentuer un peu les écarts de rémunération. Donc, on a voulu trouver un juste équilibre entre la rémunération des plus petits et la rémunération des plus grands contributeurs. »

Frédéric Pelletier, N.S., vol. 8, p. 33

21. Le Distributeur réitère l'importance de fixer un niveau de rémunération qui demeure compétitif pour chacune des strates de réduction de puissance afin de maintenir un incitatif pour tous les clients, dont ceux qui peuvent offrir des niveaux de réduction de puissance importants. À cet effet, la proposition du Distributeur permet également d'atteindre cet objectif relativement aux plus grands contributeurs.
22. De l'avis du Distributeur, et comme demandé par la Régie, sa proposition tarifaire est harmonisée avec l'OÉI puisque le niveau de crédit pour la strate la plus importante se rapproche du crédit maximal offert dans le cadre de l'OÉI, laquelle s'avère peu populaire pour la clientèle visée, et ce, depuis bien avant l'arrivée du Programme.
23. De plus, le Distributeur souligne que d'autres éléments doivent être considérés au-delà de l'harmonisation afin que l'Option puisse maintenir l'intérêt des participants actuels et favorise le recrutement de nouveaux participants d'autant plus qu'il y a un très faible intérêt, donc une très faible adhésion, de la part des clients aux tarifs M et LG à l'OÉI.

N.S., vol. 9, p. 34.

24. Ainsi, le Distributeur estime que l'appui financier proposé de 45 \$/kW pour la dernière strate de réduction de puissance est optimal puisqu'il permet à la fois de respecter la demande de la Régie d'harmonisation, notamment avec les options d'électricité interruptible (OEI), et de maintenir, voire susciter un intérêt de la part des abonnements présentant un fort potentiel d'effacement.

« Une des préoccupations pour les gros clients qui fournissaient plus de mille huit cents mégawatts c'est que si à quarante-cinq dollars du kilowatt (45 \$/kW), probablement qu'ils ne feront pas le même effort

supplémentaire pour chercher plus de mégawatts que quand il était... quand il y a un tarif plus grand.

Donc, à quarante-cinq dollars le kilowatt (45 \$/kW), on espère et on pense qu'ils vont quand même contribuer à cet effacement mais plus sur le montant, bien, plus bas, moins d'efforts qu'ils vont faire pour aller fournir plus de mégawatts au bout de la ligne. »

Jean-Pierre Chakra, N.S., vol. 8, p 11

25. En effet, la rémunération maximale d'un grand contributeur se situerait à près de 45 \$/kW, soit une rémunération légèrement supérieure au maximum que ce même client pourrait obtenir en vertu de l'option 1 de l'OÉI.

HQD-7, document 1.2, p. 30.

26. À contrario, si le prix offert pour la dernière strate d'effacement devait être trop bas, les risques d'effritement de la contribution à l'Option sont réels.

« (...) nos grands contributeurs pourraient se limiter en termes de réduction de puissance à demeurer au niveau des strates supérieures pour bénéficier d'un appui financier justement supérieur à la fin de l'hiver.

Frédéric Pelletier, N.S., vol. 8, p. 12

« Alors en fait je voulais juste ici rappeler pour les industriels, le premier enjeu auquel nous on pense qu'on fait face c'est éventuellement le risque d'un certain effritement de la participation des membres industriels du CIFQ notamment, mais en général. Et possiblement une perte d'intérêt aussi à l'accroissement des participants dans l'avenir, si la valeur de l'Option est réduite.

Donc, c'est un enjeu puisqu'on pourrait voir d'autres moyens arriver plus rapidement, d'autres moyens qui sont plus coûteux et qui auraient des impacts sur, à ce moment-là, l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

D'autre part, j'ai eu l'occasion de discuter avec certains de nos membres en leur annonçant qu'il allait y avoir des baisses éventuelles dans leur rémunération. Alors j'ai été naturellement traité d'oiseau de mauvais augure et dans le contexte ce qu'on m'a dit c'est que dépendamment des situations naturellement, les entreprises allaient revoir leur position dépendamment de la tranche dans laquelle elles allaient se retrouver et la réduction à laquelle ils s'attendent. Naturellement, dans notre secteur on peut observer que la situation va quand même particulièrement bien. Ce qui fait en sorte que naturellement les industriels dans ces conditions-là se montrent moins intéressés à faire des actions qui sont parfois plus lourdes de gestion, qui peut-être risquent d'avoir des impacts sur la production, dont la valeur est relativement élevée et qui pourrait entraîner naturellement des pertes.

Ce qui est toujours assez difficile à évaluer dans ce genre d'Option-là, surtout considérant la fluctuation du nombre d'heures de participation annuelle auquel on peut faire face. Donc, c'étaient les éléments que je voulais vous partager. Merci. »

Pierre Vézina, N.S., vol. 10, p. 27

« (...) c'est certain que pour un client, pour aller chercher plus d'effacement ça va coûter plus d'efforts, que ce soit en investissement opérationnel ou même en risque d'inconfort ou autres inconvénients non énergétiques. Et plus la rémunération est basse, moins l'intérêt sera présent pour investir, donc c'est clair qu'il dit que ça ne vaut pas le trouble d'y aller, fournir plus pour un montant unitaire moindre.»

Jean-Pierre Chakra, N.S., vol. 8, p. 15

- 27.** Le Distributeur rappelle d'ailleurs que les abonnements dont l'effacement était supérieur à 1 000 kW, bien que ne constituant que 3 % des participants, génèrent néanmoins près du tiers (30 %) de l'effacement global. Les abonnements au fort potentiel d'effacement contribuent donc de façon importante au succès de l'Option. Il y a lieu de favoriser la participation des clients présentant un potentiel d'effacement important. De façon corollaire, il faut éviter de mettre en péril la contribution des participants actuels par l'octroi d'un appui financier trop bas pour les dernières strates.

HQD-7, document 1.2, réponse à la question 6.1 (B-0126)

- 28.** Le Distributeur souligne que sa proposition vise non seulement le maintien des grands abonnements aux tarifs M et LG actuels, mais également de permettre de susciter l'intérêt d'autres grands contributeurs potentiels dans les prochaines années. De ce fait, la proposition doit permettre de susciter un intérêt chez des clients dont les barrières à l'entrée (coûts récurrents) sont plus élevées que ceux des clients actuels participant à l'Option, d'où une rémunération plus élevée dans les dernières strates de réduction de puissance.

« Il faut comprendre que dans la performance de l'entreprise, lorsque ça va particulièrement bien, on ne veut surtout pas avoir de problématiques avec la production. Et chaque fois qu'on entre dans un processus d'abaissement, bien, est-ce qu'il y a un risque lors de la reprise? Est-ce que ça va entraîner, éventuellement, si je m'arrête un trop nombre d'heures par année, des pertes de production?

Ces aspects-là ne sont pas faciles à analyser et ça demande quand même du temps. Et comme les membres pour qui... auxquels j'ai parlé, pour l'instant, je peux vous dire qu'ils vont tous réévaluer leur situation, en fonction de la valeur qui va leur être proposée. »

Pierre Vézina, N.S., vol. 10, p. 33.

- 29.** Autrement dit, un appui financier trop faible pour la dernière strate est susceptible de nuire considérablement aux efforts pour augmenter le bassin de clients avec un potentiel d'effacement important.

HQD-7, document 1.1, réponse à la question 2.4 (B-0102)

- 30.** Le Distributeur est donc d'avis que sa proposition est celle qui offre un meilleur équilibre entre la rémunération offerte tant aux plus petits qu'aux plus grands clients et qui minimise les écarts entre l'appui versé par strate de réduction de puissance et le versement d'un appui uniforme.
- 31.** Quant aux strates proposées, elles permettent de regrouper, dans la mesure du possible, des abonnements présentant des effacements similaires.

Montant d'appui financier minimal (MAFM)

- 32.** Le Distributeur maintient sa position d'utiliser la puissance maximale appelée (PMA) comme donnée à utiliser dans le calcul du montant d'appui financier minimal. Il s'agit d'une donnée contemporaine, fiable et non sujette à contestation.
- 33.** Le Distributeur souligne tout d'abord qu'il y a peu de chances qu'il y ait un recours au MAFM, ce qui impliquerait l'absence de recours à l'Option un hiver donné, situation qui serait exceptionnelle. Advenant un tel cas, les clients qui pourraient être favorisés par la formule déterminant le MAFM sont très peu nombreux. Ce qui ne signifie toutefois pas que celle-ci soit fixée adéquatement.

B-0085, p. 20

- 34.** Le Distributeur rappelle que le MAFM constitue une forme de compensation offerte aux clients afin de mitiger leur risque dans le cas où aucun événement de pointe critique ne surviendrait au cours d'un hiver. Même en l'absence d'événement de pointe, le client était prêt à participer et à subir les inconvénients associés à une participation, ce qui mérite compensation. De même, de cette simple disponibilité du client le Distributeur retire un avantage en pouvant l'inscrire au bilan.
- 35.** Il ne s'agit donc pas d'une compensation pouvant être rattachée à des coûts précis, mais plutôt un montant que le Distributeur estime raisonnable d'offrir

afin que les clients puissent mitiger leur risque. L'important n'est pas que le MAFM reflète ou non les coûts que pourrait théoriquement avoir à supporter un client. Il s'agit plutôt de s'assurer que cette somme soit suffisamment élevée, aux yeux des participants, pour compenser le risque de ne pas être appelés un hiver donné et faire en sorte que le client voudra toujours être un adhérent à l'Option l'hiver suivant.

- 36.** Le niveau proposé pour le MAFM est celui utilisé depuis le début du Programme. Il a été testé auprès des clients et validé à l'occasion du projet pilote.
- 37.** Bien que l'utilisation d'un concept de réduction de puissance attendue, soit une estimation basée sur les effacements réels constatés, puisse être une bonne évaluation du niveau d'efforts consenti par le client pour participer aux événements de pointe critique, le Distributeur signale qu'il s'agit tout de même d'un estimé. En effet, rien ne garantit que les équipements en place une année seront les mêmes l'année suivante. Le Distributeur réitère que l'utilisation, aux fins de la détermination du MAFM, de la puissance maximale appelée constitue la meilleure valeur puisqu'il s'agit d'une donnée mesurée, donc connue, et utilisée aux fins de facturation.
- 38.** De plus, l'utilisation du concept de réduction de puissance attendue implique nécessairement une révision complète de l'Option. En effet, si le client devait soumettre une réduction de puissance attendue, le Distributeur s'attendrait à ce que ce client « livre » cette réduction de puissance attendue, à défaut de quoi, des pénalités pourraient lui être demandées.

N.S. vol. 9 pages 165 et ss.

- 39.** Ceci reviendrait essentiellement à revenir à offrir une option semblable à l'OÉI, laquelle s'avère beaucoup plus compliquée que l'Option proposée.

N.S. vol. 9, page 36.

- 40.** Par ailleurs, l'approche préconisée par le Distributeur est également moins onéreuse que celle proposée par l'AHQ-ARQ.

Réponse à l'engagement n° 11, HQD-10, document 9

- 41.** Enfin, compte tenu de ce qui précède, le Distributeur maintient sa proposition au texte des Tarifs.

Seuil d'admissibilité au crédit

42. Le Distributeur réitère sa position à l'effet que le maintien d'un seuil minimal de réduction de puissance de 15 kW par abonnement est optimal pour l'Option.
43. Tout d'abord, l'Option succède au Programme. Celui-ci n'a jamais été pensé et conçu comme un programme de masse, telle la tarification dynamique. Il en est de même de la proposition d'option tarifaire.

« Le seuil de quinze kilowatts (15 kW), il a été réfléchi dans une perspective où on ne souhaitait pas, dans la transformation du programme en tarif, passer d'une clientèle ciblée à une clientèle de masse. Ça c'est le critère qui a fait qu'on a choisi d'utiliser un seuil de quinze kilowatts (15 kW).

Ce seuil-là, il a été réfléchi en tenant compte des éléments dont monsieur Pelletier a parlé ce matin. C'est-à-dire, bien, si on va en deçà de quinze kilowatts (15 kW), à quelle clientèle le programme est désormais accessible pour nous qui, maintenant, n'avons plus le bénéfice des agrégateurs qui peuvent regrouper des bassins de clients.

[...]

Puis aussi, on a considéré la réduction des contributions qui pourrait résulter de ce tarif. Puis on a estimé que cette réduction-là n'était pas suffisamment importante pour nous qu'on ait à verser dans un autre univers de clientèle de masse auquel on n'est pas préparé à faire face avec les outils dont on dispose actuellement. Puis qu'on avait jugé, dans une perspective d'équilibre, de contribution recherchée et de modalité ça nous avait amené à établir le seuil de quinze kilowatts (15 kW). Et, par ailleurs, ce seuil de quinze kilowatts (15 kW), pour nous, a d'autant plus de sens qu'on nous indique que, au niveau opérationnel, bien, en deçà de quinze kilowatts (15 kW), on a plus de chance de tomber sur des effacements qui relèvent plus de l'inadvertance que de l'effort réel. »

Stéphanie Caron, N.S., vol. 9, p. 91

44. D'ailleurs, l'Option, tout comme le Programme précédemment, vise également une clientèle en mesure de fournir un double effort soit l'effacement et s'assurer de contrôler la reprise.

Jean-Pierre Chakra, N.S., vol. 8, p. 94

45. Le Distributeur rappelle que le seuil d'admissibilité à 15 kW implique une augmentation importante quant au nombre de participants directs potentiels par rapport au Programme.
46. Par la mise en place d'un seuil de 15 kW, le Distributeur désire également envoyer un message aux participants à l'effet que l'Option vise une contribution substantielle et soutenue. Elle vise à s'assurer du participant un effort tangible.

47. Une baisse du seuil à 10 kW aurait un impact marginal sur les quantités d'effacement.

« Si on prend par exemple, on a mis en preuve divers paliers, divers seuils d'admissibilité, puis on a vu que si on abaissait le seuil à dix, je pense qu'on allait se chercher à peu près un potentiel de cinq clients supplémentaires en fonction des résultats dix-neuf vingt (19-20) pour un mégawatt (1 MW) de plus. Bien ça c'est sûr que c'est l'avantage de ça. »

Frédéric Pelletier, N.S., vol. 7, p. 32

48. Les inconvénients pour aller chercher une contribution supplémentaire qui serait marginale dépassent largement les avantages.

49. Tout d'abord, une baisse du seuil ou l'absence de seuil minimal causerait une hausse des coûts d'exploitation de l'Option puisqu'elle impliquerait une augmentation du volume d'abonnements à traiter. Il y aurait des impacts importants sur la charge de travail relative à l'évaluation des demandes d'adhésion, les suivis des événements, le calcul et la vérification des crédits, l'analyse des courbes de référence des clients atypiques. Ceci se traduirait par une hausse des ETC nécessaires à la gestion de l'Option.

HQD-7, doc. 1.2, réponse à la question 5.4

« Par contre, au niveau des désavantages, bien on a vérifié auprès des équipes. C'est sûr qu'en abaissant le seuil que ce soit deux kilowatts (2 kW) ou dix kilowatts (10 kW) comme suggéré par la Régie, bien on ouvre l'option à la clientèle de masse. Donc, il y a un potentiel de près de cinq cent mille (500 000) contrats qui pourraient adhérer à l'option.

Justement auprès des équipes on a aussi validé les impacts sur la gestion de l'option, puis ce qu'on nous a dit c'est qu'il y aurait autant de problématiques lors de l'adhésion, c'est-à-dire vérifier les contrats, vérifier le caractère sérieux des demandes et caetera.

Il y a aussi, lors de l'application, donc le calcul des courbes de référence, le calcul des appuis financiers à verser, et donc... puis par ailleurs, il y a peut-être la limite... Le quinze kilowatts (15 kW) constitue une limite concernant la distinction entre ce que je pourrais qualifier de bruit entre guillemets versus des effacements qui sont considérés comme contributifs dans le fond au bilan.

[...]

Si je peux ajouter aussi, c'est que cette ouverture-là à la clientèle de masse en fait vise surtout des petits clients en G pour lesquels la notion de puissance est une notion abstraite et pour lequel aussi des moyens de contrôle ou de gestion de cet appel de puissance-là est plus difficile à gérer.

Frédéric Pelletier, N.S., vol. 7, p. 32

- 50.** Le Distributeur tient à préciser que par gestion des courriels, il a en tête la gestion des courriels pour l'envoi des avis d'événements de pointe critique qui s'avère beaucoup plus complexe que l'envoi de courriels à des fins informatives. Ainsi, la réduction du seuil d'admissibilité à un niveau inférieur à 15 kW pourrait donc entraîner une augmentation du nombre de ces courriels occasionnant un accroissement des coûts liés à leur gestion, leur validation et leur intégration dans ses outils informatiques.

HQD-7, document 1.2, p. 23.

- 51.** Une baisse du seuil serait donc difficilement conciliable avec le message que le Distributeur désire envoyer aux participants. Le Distributeur souligne en effet l'importance de rémunérer le client pour ses véritables kilowatts effacés et l'effort effectué. Or, tout effacement inférieur à 15 kW pourrait relever davantage de l'inadvertance ou d'une variation normale de la consommation que de l'effort réel. Ainsi, le Distributeur estime que la fixation d'un seuil de 15 kW assure un équilibre entre la recherche des contributions significatives les plus significatives tout minimisant les coûts d'exploitation de l'Option.
- 52.** Le Distributeur souligne finalement que la réduction du seuil permet aussi au petit client de bénéficier de l'Option alors qu'il devait passer par des agrégateurs sous le Programme. Les clients pourront ainsi d'obtenir le plein crédit pour leurs efforts d'effacement.

Rentabilité

- 53.** Tout d'abord, le Distributeur rappelle ce à quoi sert et ne sert pas l'analyse économique.
- 54.** L'analyse économique sert d'outil d'aide à la prise de décision. En d'autres termes, elle permet d'évaluer si une mesure a un impact économique favorable.
- 55.** Toutefois, elle ne sert pas à déterminer quel devrait être le niveau de l'appui financier. Tel que précédemment mentionné, ce sont des considérations commerciales qui guident la détermination du niveau d'appui financier.

« On ne peut pas désincarner cette rentabilité-là de la nécessité qu'il y ait des clients qui y adhèrent. C'est optionnel. Il faut que les gens aient un intérêt à y participer. »

Stéphanie Caron, N.S., vol. 7, p.62

- 56.** Les analyses économiques montrent sans le moindre doute que l'Option est beaucoup plus avantageuse pour le Distributeur qu'un approvisionnement additionnel. Cette conclusion n'est que renforcée lorsqu'on utilise le plus récent bilan de puissance du Distributeur. Dans ce cas, l'Option montre une valeur actuelle nette (VAN) sur 10 ans de 90 M\$ et de 211 M\$ sur 20 ans.

HQD-7, document 8, p. 39.

- 57.** Les analyses de sensibilité montrent également que les résultats sont robustes, puisque même avec une variation importante des coûts évités à la baisse, ou une majoration notable de l'appui financier, la VAN demeure positive.

- 58.** Bien que l'accent ait été mis dans le présent dossier sur les résultats sur 10 ans, les analyses sur 20 ans permettent de dissiper tout doute quant à la rentabilité de l'Option pour le Distributeur. Ce dernier rappelle d'ailleurs les propos de la Régie dans le cadre de sa décision D-2017-119 :

« [159] [...] le portrait, à titre d'analyse de sensibilité, de la rentabilité du Programme sur un horizon plus grand [soit 20 ans] est pertinent à l'appréciation de la robustesse des Analyses de rentabilité. »

- 59.** Le facteur ayant suscité le plus de débat dans le présent dossier en matière d'analyse économique est la période visée par l'utilisation du coût évité de long terme.

- 60.** Selon la Régie, il est inadéquat d'utiliser les coûts évités de long terme pendant les premières années du Programme.

Décision D-2019-164, paragraphe 217

- 61.** L'analyse de rentabilité que le Distributeur a présentée respecte cette décision de la Régie et utilise les coûts évités de puissance de court terme avant 2024-2025, année charnière ramenée à 2023-2024 à la suite de la mise à jour du bilan de puissance.

- 62.** Le Distributeur utilise par ailleurs pour ce faire un bilan de puissance duquel l'Option est exclue, lequel permet de confirmer qu'en l'absence de l'Option, un approvisionnement de long terme serait nécessaire dès 2023-2024.

HQD-07-1.2, tableau R-8.2-B et C révisé (p. 10-11)

- 63.** Il s'agit de l'approche la plus représentative du rôle que l'option tarifaire est appelée à jouer, soit permettre de repousser un appel d'offres de long terme.

- 64.** Le Distributeur insiste sur l'importance d'utiliser un bilan excluant l'apport de l'Option.

« [...] la question qu'on se pose c'est : quel est l'impact de ne plus avoir la GDP Affaires? Ça débouche sur un devancement du signal de prix de long terme et par la suite, ça nous indique la marge de manœuvre pour verser un appui financier. »

Myriam Hudon, N.S., vol. 7, p. 28

HQD-07-1.1, réponse à la question 8.1.

- 65.** L'utilisation d'une année charnière pour le signal de coût évité de long terme reposant sur un bilan intégrant l'Option constitue une erreur méthodologique.
- 66.** Selon cette approche, en raison de l'éloignement du signal de prix de long terme, on pourrait en conclure que l'Option n'est pas rentable pour le Distributeur et souhaiter la retirer du bilan ou en réduire la portée. Or, en faisant cela, on rapprocherait le signal de prix de long terme, en raison de l'accentuation du déficit d'approvisionnement, ce qui rendrait l'Option à nouveau rentable et conduirait à vouloir la faire croître.
- 67.** Il s'agit d'un raisonnement circulaire, comme l'ont éloquentement énoncé les témoins du Distributeur et de la FCEI. Le Distributeur souligne qu'il a retenu certains extraits aux fins de présentation mais qu'une lecture exhaustive des arguments avancés s'impose.

« [...] C'est un peu circulaire, selon moi. [...] [Quant] à l'arrivée du signal de long terme, on maintient notre position à l'effet que, pour répondre à la question, quel appui financier je suis prêt à verser à mes clients. Il faut vraiment que j'établisse la valeur du service que me rend la GDP. Et la GDP me rend le service de repousser un appel d'offres de long terme [...]. Donc, pour bien calibrer l'appui financier, il est impératif de mettre le signal de prix lorsque l'appel d'offres arrive sans l'apport de la GDP. »

Myriam Hudon, N.S., vol. 9, p. 174-175

« [...] Mais, je pense que c'est raisonnable de faire ça [utiliser un bilan en puissance duquel la GDP Affaires est exclue].

Parce que si on ne faisait pas ça, on risquerait de se ramasser dans une boucle sans fin. [...] ça serait illogique, à mon sens, de procéder de cette façon-là. [...] »

Antoine Gosselin, N.S., vol. 10, p. 109-112

- 68.** En d'autres termes, en utilisant un bilan de puissance intégrant l'Option, sa rentabilité serait négativement affectée du seul fait de son existence alors qu'elle fait exactement ce pourquoi elle a été mise en place, à savoir repousser le besoin d'un recours à un nouvel appel d'offres de long terme.

69. En somme, considérer un bilan intégrant l'Option, aux fins d'analyser la rentabilité de celle-ci, offre une vision déformée de la réalité et amène à tirer des conclusions erronées quant à cette rentabilité.

70. Par ailleurs, le Distributeur appelle à la prudence quant à la lecture du bilan de puissance afin de déterminer le besoin d'un nouvel approvisionnement de long terme, notamment en ce qui a trait à l'utilisation du marché de court terme :

« Le Distributeur rappelle également que le marché de court terme n'est pas un moyen de gestion, mais sert à équilibrer finement le bilan. En conséquence, le Distributeur souhaite conserver une marge de manœuvre suffisante pour équilibrer le bilan à court terme, ce qui implique de ne pas planifier l'utilisation maximale du potentiel d'achats sur les marchés de court terme [1 100 MW]. »

HQD-7, document 2, p. 20

71. En conséquence, toute analyse qui tablerait sur l'utilisation en priorité du marché de court terme, pour des quantités importantes, serait imprudente et déconnectée de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur.

72. Le marché de court terme n'est pas une solution de rechange à l'Option.

73. À nouveau, le Distributeur insiste sur l'importance de l'Option aux fins de l'équilibre de son bilan de puissance. Toute réduction notable de sa contribution mettrait à risque l'équilibre énergétique du Distributeur.

« Par ailleurs, le bilan de puissance sans l'Option présente un déficit de puissance dès l'hiver 2023-2024, ce qui met à risque la fiabilité des approvisionnements, compte tenu des délais nécessaires à l'acquisition de nouveaux approvisionnements. Ainsi, la contribution de l'Option, en plus de l'économie de coûts qu'elle procure, est essentielle pour le maintien de la fiabilité des approvisionnements. »

HQD-7, document 1.2, p. 10.

74. Enfin, le Distributeur rappelle qu'il a utilisé, aux fins de ses analyses, les coûts évités et le plafond des approvisionnements de court terme (1 100 MW) tels qu'ils ont été reconnus par la Régie. La détermination de de ces paramètres ne fait aucunement l'objet du présent dossier.

Clients atypiques

75. Il est justifié qu'un crédit versé à un client qui fait un effort à chaque événement de pointe critique soit plus élevé que celui versé à celui qui n'a pas à faire un tel effort pour réduire sa consommation.

[279] La Régie constate que l'absence de consommation d'un participant qui n'est pas en activité lors de l'événement de GDP n'est effectivement pas le résultat d'efforts de sa part. Elle est donc d'avis qu'il est justifié que la rémunération d'un participant qui fait un effort à chaque événement de GDP soit plus élevée que celle d'un participant qui n'a pas à faire un tel effort pour réduire sa consommation lors de certains événements.

Décision D-2019-164, paragraphe 279

76. Que le client soit à profil non atypique, atypique, prévisible ou non prévisible, qu'une ou plusieurs courbes de référence doivent être utilisées, ce qui est important pour le Distributeur c'est d'établir le juste effacement des clients.
77. Le Distributeur estime que sa proposition permet de répondre à ces différents éléments.

Article 4.77

78. Bien qu'étant conscient, en regard du bilan de puissance, du faible niveau de probabilité de recourir à l'article 4.77, le Distributeur estime néanmoins qu'il est opportun de maintenir celui-ci.
79. En effet, les modalités que la Régie approuvera pour l'Option présentent un caractère pérenne. Ce n'est donc pas qu'à la lumière du bilan de puissance tel qu'il est en date de ce jour que l'opportunité de maintenir cet article doit être prise. La situation énergétique pourrait en effet évoluer.
80. Cet article procure donc une flexibilité pour le Distributeur afin de limiter l'accroissement de ce moyen si jamais la situation énergétique future devait le commander.

Tarif provisoire hiver 2020-2021

81. Le Distributeur demande finalement à la Régie de confirmer le tarif ayant été appliqué aux participants présents lors de l'hiver 2020-2021.

Conclusion

82. Le Distributeur a présenté une proposition d'option tarifaire conforme aux caractéristiques demandées par la Régie dans sa décision D-2019-164. Le niveau moyen proposé s'appuie également sur les différents éléments invoqués par la Régie.
83. L'appui financier moyen de 60 \$/kW résulte de l'expérience du Distributeur depuis les débuts du Programme. Celui-ci a permis d'aller chercher les quantités nécessaires pour équilibrer le bilan, ni plus ni moins.

84. C'est un appui équilibré qui devrait maintenir un signal de prix permettant à l'Option d'obtenir le succès espéré et de continuer à contribuer au bilan de puissance.
85. Quant au niveau de dégressivité proposé par le Distributeur ainsi que les strates proposées, il s'agit de l'avis du Distributeur de ceux les plus équilibrés, présentant le moins de risques. Il permet de trouver un juste équilibre entre la rémunération des plus petits et des plus grands contributeurs.
86. La proposition du Distributeur constitue donc une « juste mesure sans surcompenser ».
87. L'analyse économique du Distributeur illustre que l'Option est plus avantageuse pour le Distributeur ainsi que sa clientèle qu'un approvisionnement additionnel de long terme. L'analyse économique a été réalisée conformément aux demandes de la Régie.
88. Le Distributeur soutient donc que l'Option, suivant la preuve déposée, doit donc être approuvée considérant notamment son importante contribution aux fins de l'équilibre du bilan de puissance.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande ;

APPROUVER l'option tarifaire GDP Affaires conformément au texte déposé à la pièce HQD-6, doc. 3.1, tel que modifié par la pièce HQD-10, document 8 (article 4.81).

CONFIRMER le tarif appliqué aux participants lors de l'hiver 2020-2021.

LE TOUT, RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 26 mai 2021

(S) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(M^e Simon Turmel)