

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

TARIF DE GESTION DE LA DEMANDE EN
PUISSANCE (GDP)-AFFAIRES
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)

DOSSIER R-4041-2018
Phase 2

HYDRO-QUÉBEC,
en sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

Intervenante

L'OPTION TARIFAIRE GDP-AFFAIRES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)

ARGUMENTATION

M^e Dominique Neuman, LL.B., Procureur

Préparée pour :
Stratégies Énergétiques (S.É.)

Le 27 mai 2021

TABLE DES MATIÈRES

1 - PRÉSENTATION	1
2 - LA RENTABILITÉ AU TEMPS DE LA LOI SUR LA SIMPLIFICATION	3
2.1 LA NOUVELLE MANIÈRE D'ÉTABLIR LA « RENTABILITÉ »	3
2.2 L'HORIZON DE CALCUL DE 10 ANS POUR ÉVALUER LA RENTABILITÉ DE L'OPTION	7
2.3 LA COMPARAISON AVEC LE SCÉNARIO SANS OPTION GDP AFFAIRES AUX FINS DE CALCULER LA RENTABILITÉ DE CETTE OPTION	9
2.4 LA NON-PRISE EN COMPTE DE COÛTS ÉVITÉS EN INVESTISSEMENTS EN DISTRIBUTION OU EN TRANSPORT	12
2.5 LA DÉTERMINATION DE L'ANNÉE-CHARNIÈRE DU PASSAGE ENTRE LE COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE DE COURT TERME ET CELUI DE LONG TERME	15
2.5.1 Aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires quant à son impact tarifaire sur la masse de la clientèle	15
2.5.2 Aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires du point de vue du Distributeur.....	17
2.5.3 Motifs soutenant, par prudence, la planification d'une année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme le ou avant l'hiver 2025-2026	18
2.5.4 Conclusion sur la détermination de l'année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme	22
2.6 LE RISQUE POUR HQD DE BASER SON BILAN DE PUISSANCE SUR LE RECOURS À DES OUTILS DE GESTION DE LA PUISSANCE QUI LUI SONT EXTERNES.....	24
2.7 LE MONTANT DE L'AIDE FINANCIÈRE.....	26
2.8 CONCLUSION SUR LA RENTABILITÉ DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES.....	31
3 - LES AUTRES MODALITÉS DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES.....	32
4 - LE SUIVI ET LE MAINTIEN OUVERT DU DOSSIER R-4041-2018.....	37
5 - CONCLUSION	38

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Les numéros des recommandations sont ceux des recommandations du mémoire révisé, en spécifiant le cas échéant si elles sont modifiées par la présente argumentation.

RECOMMANDATION NO. 2.3.1 MODIFIÉE

L'HORIZON DE CALCUL DE 10 ANS POUR ÉVALUER LA RENTABILITÉ DE L'OPTION

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'utiliser, aux fins des deux calculs de rentabilité (celui de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du point de vue du Distributeur) un horizon de 10 ans en ce sens que l'Option doit être planifiée pour durer 10 ans avant que l'on planifie qu'elle sera réévaluée par la Régie.

Les hypothèses alternatives d'un horizon de 20 ans ou de 5 ans devraient être rejetées. Il serait en effet incorrect et irréaliste de planifier aujourd'hui que l'Option serait de nature à durer 20 ans (ou à l'inverse seulement 5 ans) avant que l'on planifie qu'elle sera réévaluée par la Régie.

RECOMMANDATION NO. 2.3.1.1 NOUVELLE

LA COMPARAISON AVEC LE SCÉNARIO SANS OPTION GDP AFFAIRES AUX FINS DE CALCULER LA RENTABILITÉ DE CETTE OPTION

Nous soumettons à la Régie de l'énergie qu'aux fins des deux calculs de rentabilité (celui de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du point de vue du Distributeur), la comparaison entre chacun des scénarios que l'un ou l'autre des participants de ce dossier a présenté quant à l'Option tarifaire GDP Affaires (par exemple des scénarios variant selon l'aide financière offerte) doit être effectuée par rapport au scénario sans une telle Option.

RECOMMANDATION NO. 2.3.2 MODIFIÉE**LA NON-PRISE EN COMPTE DE COÛTS ÉVITÉS EN INVESTISSEMENTS EN DISTRIBUTION OU EN TRANSPORT**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de confirmer que les deux calculs de rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires (celui de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du point de vue du Distributeur) n'incluent pas de coût évité en investissements en distribution ou en transport. Cela est conforme à ce que la Régie a requis. Cela rejoint également les propres recommandations de Stratégies Énergétiques (S.É.) en Phase 1 du présent dossier.

Ceci dit, nous sommes en accord avec l'annonce du Distributeur à l'effet qu'il poursuive ses analyses quant à l'éventualité de prendre en compte ultérieurement un coût évité en investissements en distribution ou en transport, si la pérennité de l'Option tarifaire GDP Affaires devait se concrétiser (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), page 23, lignes 5-10). Nous ajoutons spécifiquement que, l'Option devient pérenne et amène des décisions d'évitement ou report d'investissements en infrastructures de transport et de distribution, il y aurait lieu de tenir compte éventuellement non seulement des coûts d'approvisionnement et d'investissements évités mais également des coûts accrus des pertes évitées en transport qui seraient survenues si l'énergie en pointe correspondante aurait autrement à être fournie par Hydro-Québec. Il appartiendra donc à la Régie d'examiner, lors d'une année ultérieure (et cela fait partie des motifs pour lesquels le présent dossier R-4041-2018 devrait demeurer ouvert même après sa Phase 2 selon nous), si des arguments convaincants justifieraient de prendre en compte ou non un coût évité en investissements en distribution ou en transport, si cette pérennité devait se concrétiser. Il n'y a pas lieu de se prononcer à ce stade sur cette éventualité future.

RECOMMANDATION NO. 2.3.3 MODIFIÉE**LA DÉTERMINATION DE L'ANNÉE-CHARNIÈRE DU PASSAGE ENTRE LE COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE DE COURT TERME ET CELUI DE LONG TERME**

Nous soumettons à la Régie de l'énergie qu'aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires quant à son **impact tarifaire sur la masse de la clientèle**, il est non pertinent de prime abord de savoir si les coûts évités en puissance pris en compte en 2021-2022, en 2022-2023, en 2023-2024 et en 2024-2025 seront ceux de court terme ou de long terme. En effet, pour ces quatre années, les tarifs autres que cette Option tarifaire sont déjà déterminés de façon paramétrique (inflation) en vertu de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) sur la base du tarif 2019-2020 qui avait été calculé notamment en incluant les coûts et revenus prévus de 2019-2020 de l'ex-Programme GDP Affaires. Ce n'est qu'en 2025-2026 et en 2030-2031 que la Régie procédera à des redépats (« *rebasings* ») des tarifs basés sur le coût de service et le rendement prévus de 2025-2026 et de 2030-2031 (donc en y incluant les coûts et revenus qui seront alors prévus de l'Option tarifaire GDP Affaires pour 2025-2026 et pour 2030-2031), en inflationnant le tout pour les cinq années suivant chacun de ces deux redépats (« *rebasings* »). Tel que vu plus loin, nous soumettons que l'on doit planifier que l'année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme surviendra au moins **la ou avant l'année 2025-2026 (ce qui est suffisant pour assurer la rentabilité de l'Option pour la masse de la clientèle, avec une aide financière moyenne de 60\$/kW et même si celle-ci était portée à 70\$/kW)**; ces tarifs de 2025-2026 (et inflationnés ensuite pendant les 4 années suivante) tiendront donc compte de l'impact de l'Option tarifaire GDP Affaires en le comparant avec des approvisionnements en puissance de long terme. Mais si par contre, la Régie arrivait à la conclusion que l'on doit planifier que ce passage de coût évité du court terme au long terme ne surviendra que lors de l'une ou l'autre des années 2026-2027, 2027-2028, 2028-2029, 2029-2030 ou 2030-2031, alors le coût évité en puissance de long terme ne sera jamais pris en compte, pour évaluer l'impact tarifaire de l'Option sur la masse de la clientèle, avant l'année 2030-2031.

Pour les motifs énoncés ci-après, nous soumettons qu'une année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme surviendra au moins la ou avant l'année 2025-2026, ce qui est également suffisant pour assurer la **rentabilité de l'Option du point de vue du Distributeur**. À tout événement, même si la rentabilité n'était pas établie pour le Distributeur, le fait qu'il ne s'objecte pas à l'Option au niveau d'aide dont il est le proposeur et les autres considérations dictent les articles 5 et 51 de la *Loi* justifient d'accepter cette Option à ce au niveau d'aide.

Quant aux deux calculs de rentabilité susdits, nous soumettons à la Régie de l'énergie qu'il **serait imprudent de baser son analyse de rentabilité sur un report à l'hiver 2026-2027 de son besoin d'un nouvel approvisionnement en puissance de long terme** et donc de ne considérer le coût évité d'approvisionnement à long terme qu'à partir de l'hiver 2026-2027 pour les fins du calcul de rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires. Compte tenu du **risque inhérent à plusieurs des autres outils de puissance planifiés par Hydro-Québec** d'ici cette période, nous soumettons qu'il serait plus sage à Hydro-Québec de conserver l'hiver 2023-2024 ou l'hiver 2024-2025 comme année-charnière du début du recours au coût évité

Argumentation

M^e Dominique Neuman, LL.B., Procureur
Préparée pour Stratégies Énergétiques (S.É.)

d'approvisionnement en puissance de long terme (ou à la rigueur au moins l'année intermédiaire 2025-2026).

RECOMMANDATION NO. 2.3.4 MODIFIÉE**LE RISQUE POUR HQD DE BASER SON BILAN DE PUISSANCE SUR LE RECOURS À DES OUTILS DE GESTION DE LA PUISSANCE QUI LUI SONT EXTERNES**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater que, du point de vue de la qualité de sa planification du bilan de puissance, un distributeur d'électricité tel qu'Hydro-Québec Distribution bénéficie de toute évidence d'un avantage à dépendre d'une Option tarifaire et de ses autres outils internes dont il contrôle et peut demander à son régulateur d'ajuster le coût et les modalités plutôt que d'approvisionnements en puissance qui lui sont externes et au coût incertain à long terme.

Il existe un avantage du point de vue de la planification à ce qu'un distributeur d'électricité gère lui-même sa demande en puissance.

RECOMMANDATION NO. 2.4.2 MODIFIÉE**LE MONTANT DE L'AIDE FINANCIÈRE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'**accepter 60 \$/kW (70 \$ - 10 \$) comme niveau moyen** d'aide financière de l'Option tarifaire GDP Affaire, **avec dégressivité raisonnable commençant à 65 \$/kW pour les premiers 199 kW interrompus jusqu'à 45\$/kW pour la dernière strate de 1800 kW et plus**, telles que proposées par HQD.

Nous invitons toutefois respectueusement la Régie à maintenir son dossier R-4041-2018 ouvert, de recevoir rapport des résultats annuels de l'Option, ceci afin de pouvoir au besoin ajuster à la hausse le niveau de l'aide si la participation n'atteint pas le niveau planifié.

RECOMMANDATION NO. 2.3.6 MODIFIÉE**CONCLUSION SUR LA RENTABILITÉ DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES**

Pour l'ensemble de ces motifs, nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte de la rentabilité de l'Option tarifaire telle que présentée par Hydro-Québec Distribution au présent dossier (tant du point de vue de la masse de la clientèle que du point de vue du Distributeur), cette rentabilité étant suffisamment élevée même pour augmenter l'aide financière offerte hypothétiquement.

RECOMMANDATION NO. 2.4.1

LA POSSIBILITÉ D'UN ENGAGEMENT DE PLUS D'UN AN

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prévoir, au texte tarifaire de l'Option GDP Affaires, la possibilité (mais non l'obligation) que le client contracte pour plus d'une année sa participation à cette Option.

Il y aurait alors lieu d'examiner si le client procédant ainsi pourrait être récompensé par une aide plus généreuse, puisque son contrat contribuera à pérenniser, pour le Distributeur, l'outil de puissance que constitue de l'Option GDP Affaires.

RECOMMANDATION NO. 2.4.3 MODIFIÉE AUX FINS D'Y INTÉGRER LES DEUX FORMULATIONS POSSIBLES PROPOSÉES

LA DESCRIPTION DU PASSAGE D'UNE STRATE À LA SUIVANTE POUR L'AIDE FINANCIÈRE

La proposition d'Hydro-Québec Distribution telle que formulée (article 4.80) peut donner l'impression erronée que ce serait la totalité de la puissance interrompue du client qui serait payé au montant indiqué pour la strate où ce total se situe. C'était la compréhension que nous avons eue initialement. Hydro-Québec a toutefois précisé que tel n'était pas le cas et que le montant de chaque strate était applicable progressivement à chacune des parties de la puissance interrompue.

Pour éviter cette incompréhension, il nous semble souhaitable de modifier le libellé de l'article 4.80 concernant les strates de façon mieux exprimer l'interprétation que HQD en fait (et que nous appuyons) quant au passage harmonieux d'une strate à l'autre. Nous suggérons deux manières possibles de libeller l'article 4.80 à cet effet.

Première formulation possible

Le crédit applicable pour la période d'hiver s'établit comme la somme de ce qui suit :

Pour la partie de la puissance interrompue :

- variant entre 15 et 199 kW : 65 \$ par kW interrompu ;
- variant entre 200 et 599 kW : 60 \$ par kW interrompu ;
- variant entre 600 et 1199 kW : 55 \$ par kW interrompu ;
- variant entre 1200 et 1799 kW : 50 \$ par kW interrompu ;
- de 1800 kW et plus : 45 \$ par kW interrompu.

Seconde formulation possible permettant de libeller avec le même résultat ce crédit sans avoir à calculer une par une toutes les strates précédentes (suggestion comparable au calcul de l'impôt) :

Le crédit applicable par MW interrompu pour la période d'hiver s'établit comme suit selon que la puissance totale interrompue se situe :

- entre 15 et 199 kW : 65 \$ par kW ;
- entre 200 et 599 kW : 1000 \$ de base + 60 \$ par kW ;
- entre 600 et 1199 kW : 4000 \$ de base + 55 \$ par kW ;
- entre 1200 et 1799 kW : 10 000 \$ de base + 50 \$ par kW ;
- de 1800 kW et plus : 19 000 \$ de base + 45 \$ par kW.

Le montant de base permet de prendre en compte le montant cumulé des strates inférieures.

Argumentation

M^e Dominique Neuman, LL.B., Procureur
 Préparée pour Stratégies Énergétiques (S.É.)

RECOMMANDATION NO. 2.4.4 MODIFIÉE DANS LE RAPPORT**LA DISCRÉTION D'HYDRO-QUÉBEC DANS LA DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE DE RÉFÉRENCE DU CLIENT**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie que la discrétion d'Hydro-Québec Distribution de retenir une valeur de puissance de référence différente de celle apparente du client ne devrait pas être absolue et arbitraire. Le texte tarifaire devrait prévoir un balisage de cette discrétion. Nous sommes conscient qu'un tel enjeu se pose également pour d'autres tarifs.

La 2^e phrase de l'article 4.74 des Tarifs devrait donc se lire comme suit : « *Hydro-Québec peut ajuster la puissance de référence au besoin pour mieux refléter le profil de consommation normal du client, **après avoir fourni l'occasion au client de les commenter. Hydro-Québec fournit au client un rapport détaillé du calcul de l'appui financier*** ».

De façon, afin d'assurer une plus grande transparence tant auprès du public en général qu'auprès des clients atypiques visés, nous recommandons également à la Régie d'inviter Hydro-Québec Distribution à publier (sur la page de son site Internet relative à l'Option) une série de cas dénominalisés de tels clients atypiques montrant comment la puissance de référence a été ajustée par elle pour mieux refléter le profil de consommation normal de tels clients.

RECOMMANDATION NO. 2.4.5.1 MODIFIÉE DANS LE RAPPORT**LE SEUIL MINIMAL DE RÉDUCTION DE PUISSANCE DE 15 kW PAR ABONNEMENT**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter de fixer un seuil minimal de réduction de puissance de 15 kW par abonnement. (...)

RECOMMANDATION NO. 2.4.5.3 MODIFIÉE DANS LE RAPPORT**LA RÉHABILITATION DU CLIENT EN DÉFAUT DE S'INTERROMPRE DE FAÇON RÉPÉTÉE**

À l'article 4.80, nous soumettons par ailleurs qu'en cas de non-réduction de la puissance pour un abonnement donné pendant plus de quatre événements de pointe critique, la pénalité au client devrait être mieux encadrée. La non-rémunération des réductions de puissance suivantes ne devrait pas être laissée à la discrétion d'Hydro-Québec Distribution. Il devrait aussi y avoir un mécanisme permettant au client fautif de se réhabiliter.

Nous recommandons le texte suivant :

S'il n'y a aucune interruption constatée pour plus de 4 événements de pointe critique au cours d'un même hiver alors que l'abonnement du client est actif, Hydro-Québec peut contacter le client afin de s'assurer que celui-ci soit en mesure fournir ses commentaires et d'indiquer si la non-interruption provenait ou non de situations hors de son contrôle. Hydro-Québec peut alors également s'assurer que le client demeure en mesure de s'interrompre et prendre des mesures raisonnables visant à l'inciter à le faire à l'avenir. De telles mesures peuvent consister, si le contexte le justifie raisonnablement, à requérir du client qu'il s'interrompe de manière suffisante lors d'un événement de pointe critique subséquent sans que le crédit lui soit versé en tout ou en partie, après quoi le client pourra recommencer à bénéficier du plein crédit applicable.

RECOMMANDATION NO. 2.4.6 DU RAPPORT RÉVISÉ (RENUMÉROTÉE 2.4.5.2 DANS LA PRÉSENTATION)**LE MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMAL (MAFM)**

Nous proposons que, lorsqu'un client ne reçoit aucun avis de pointe critique, le montant d'appui financier minimal (MAFM) versé sera le moindre entre 20 000\$ et le crédit applicable (entre 65\$/kW et 45\$/kW selon les strates et non pas uniformément 60\$/kW comme HQD le propose à l'art. 4.80), selon la capacité interruptible du client estimée comme suit (plutôt que d'utiliser uniformément l'estimé de 15% de la puissance maximale appelée totale du client comme HQD le propose) :

- Client sans historique d'effacement) ; ou dont la capacité interruptible des installations a été modifiée depuis cet historique : selon l'engagement propre d'interruption de ce client (dont HQD pourrait évaluer la raisonnable et modifier après avoir donné au client la possibilité de soumettre ses commentaires).
- Client avec historique d'effacement et dont la capacité interruptible des installations n'a pas été modifiée depuis cet historique : selon sa capacité interrompue qui a été la plus élevée sauf si HQD, pour des motifs raisonnables, utilise une capacité différente après avoir donné au client la possibilité de soumettre ses commentaires (cette recommandation est modifiée par rapport à C-SÉ-0035, R2). Ex.: si le client s'est interrompu accidentellement de seulement 1 MW, ce n'est pas cette valeur qui devrait raisonnablement être retenue.

RECOMMANDATION NO. 2.4.7**L'INADMISSIBILITÉ DES AGRÉGATEURS À L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES**

Le Distributeur soumet à la Régie que les agrégateurs seraient inadmissibles à l'Option tarifaire GDP affaires. Nous sommes en accord à ce stade avec cet aspect de la demande du Distributeur.

RECOMMANDATION NO. 2.4.8 (TITRE MODIFIÉ)**LES DÉFINITIONS AU TEXTE TARIFAIRE PROPOSÉ**

Il existe certaines imprécisions aux définitions des mots « *pointe critique* », « *hiver* », « *heure de pointe* », « *période de référence* », « *température moyenne* » et « *puissance de référence* » qu'il y aurait lieu de clarifier dans les Tarifs d'Hydro-Québec Distribution dont la modification est demandée en la présente Phase du présent dossier. Ainsi :

- Un lecteur ordinaire ne trouvera pas la définition des mots « *pointe critique* » dans le texte des Tarifs. Il ne découvrira le sens de ces mots que si, par chance, il recherche plutôt la définition des mots « *événement de pointe critique* » (article 4.74 des Tarifs). Nous soumettons qu'il serait plus convivial que la liste des définitions comprenne les deux locutions dans l'ordre alphabétique.

- Un lecteur ordinaire ne trouvera pas la définition du mot « *hiver* » qui est pourtant utilisé seul dans le texte des Tarifs. Il ne découvrira le sens de ce mot que si, par chance, il recherche la définition des mots « *période d'hiver* » (article 1.1 des Tarifs). Il serait plus convivial que la liste des définitions comprenne les deux locutions dans l'ordre alphabétique.

- Les mots « *heures de pointe* » ne sont pas utilisés dans le sens qu'ont ces mots en langage courant. Un lecteur ordinaire devra découvrir qu'il existe une définition spéciale de ces mots, les limitant aux seules heures de pointe d'hiver (article 4.74 des Tarifs). Il serait plus convivial d'utiliser la locution « *heures de pointe d'hiver* » dans le texte proposé (dont aux définitions d'« *événement de pointe critique* », de « *période de référence* » et de « *température moyenne* » à l'article 4.74 des Tarifs),

Nous commentons la définition de la « *puissance de référence* » de l'article 4.74 des Tarifs en section 4.4 et recommandation 2.4.4 des présentes.

Plus généralement, il serait souhaitable qu'il n'existe qu'un seul article dans les Tarifs où toutes les définitions se trouvent. Autrement, un lecteur ordinaire ne sera jamais certain d'avoir trouvé toutes les définitions. Par courtoisie envers le lecteur, les mots et locutions qui font l'objet d'une définition particulière devraient toujours être écrits en italique dans le texte tarifaire.

L'ensemble des présentes recommandations s'inscrit dans le cadre de la volonté déjà exprimée par la Régie de l'énergie de rendre les textes des tarifs et conditions aisément intelligibles à tous les lecteurs, ayant même soutenu Hydro-Québec dans le passé, qui avait eu

recours aux services de l'organisme *Éducaloi* à cette fin (RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3964-2016, [Décision D-2017-118](#), section 11.2).

RECOMMANDATION NO. 2.5 MODIFIÉE

LE SUIVI ET LE MAINTIEN OUVERT DU DOSSIER R-4041-2018

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir le présent dossier R-4041-2018 ouvert car, autrement, elle perdrait sa juridiction tarifaire jusqu'au 31 mars 2025 (sauf évidemment si un Décret du gouvernement du Québec l'autorise à tenir une nouvelle cause tarifaire avant cela).

Nous croyons qu'il est au contraire opportun de maintenir le présent dossier ouvert, notamment aux motifs suivants :

- Réévaluation en cours par HQD de la possibilité de tenir compte de coûts évités en transport et distribution si l'Option devient pérenne, ce qui accroîtrait le calcul de la rentabilité de l'Option.
- Besoin de réévaluer chaque année si la participation est au rendez-vous et, sinon, d'examiner la possibilité de hausser l'aide offerte, y compris la possibilité examinée par la FCEI de baisser le seuil d'admissibilité. Il est nécessaire que la participation croisse dès les premières années afin de constituer une base de participation robuste pour le jour où un approvisionnement en puissance à long terme aura à être évité.
- L'issue du dossier en Cour supérieure n'est pas encore connue et pourrait amener la Régie à modifier sa décision.

1

PRÉSENTATION

1 - La Régie de l'énergie, en la présente Phase 2 du présent dossier R-4041-2018, est saisie d'une demande d'Hydro-Québec Distribution (HQD) visant à **fixer une Option tarifaire GDP Affaires**, demande que la Régie de l'énergie l'avait invitée à loger par ses Décisions [D-2019-164](#) et [D-2020-095](#).

Un tarif provisoire a déjà été fixé à cet effet pour l'hiver 2020-2021 par la [décision D-2020-120](#).

La présente Option tarifaire fait suite à l'ancien Programme GDP Affaires, qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) offrait sous diverses formes depuis l'hiver 2015-2016 (l'hiver étant défini du 1^{er} décembre au 31 mars ¹) à titre de projet-pilote puis depuis l'hiver 2016-2017 à titre de programme régulier à sa clientèle des bâtiments du marché commercial-institutionnel et, depuis l'hiver 2016-2017 également à sa clientèle des bâtiments du marché industriel de petite et moyenne puissances. Le programme avait continué d'être ainsi livré à l'hiver 2017-2018, mais la Régie de l'énergie y a imposé certaines restrictions dans sa décision D-2018-025 du 7 mars 2018.² Le programme fut de nouveau prolongé en Phase 1 du présent dossier en 2018-2019 avec certaines modalités différentes, puis en 2019-2020.

Il est à noter qu'un débat juridique se poursuit parallèlement au dossier 500-17-113361-201 de la Cour supérieure du district de Montréal quant à la question de savoir si la Régie possède ou non la juridiction de fixer le *GDP Affaires* à titre de « *tarif* » (option tarifaire) avant l'année 2025-2026 vu l'entrée en vigueur de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) (la « *Loi sur la*

¹ Voir notamment : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0106, HQD-4, Document 6, vr 16 novembre 2020](#), Tableau 3.2 révisé, première ligne-titre du tableau.

² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4011-2017, [Décision D-2018-025](#), 7 mars 2018, parag. 267.

simplification ») ou si le GDP-Affaires doit ou non, au contraire, redevenir un « *programme* » jusqu'à ce que la Régie récupère sa juridiction de le fixer comme tarif en 2025-2026. Voir la demande de révision judiciaire modifiée d'Hydro-Québec (déposée sous [C-SÉ-0043](#) et l'énoncé de notre plaidoyer contenu aux paragraphes 43.1 de la [Demande préliminaire de SÉ en Cour supérieure sous C-SÉ-0040](#)). L'on ignore à quelle date la Cour supérieure tranchera ce débat ni si son jugement sera final ou suivi d'autres procédures subséquentes (appel, renvoi à la Régie, etc.). Ces considérations juridiques n'affectent toutefois pas, à ce stade, la présente Phase 2 du présent dossier laquelle se poursuit évidemment sous réserve de l'issue de ce débat parallèle en Cour supérieure.

2 - Hydro-Québec Distribution a exprimé sa proposition tarifaire notamment en sa [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), ses [compléments de preuve B-0097, HQD-6, Doc. 6](#) et sa [mise à jour B-0130, HQD-6, Doc. 3.1](#).

3 - *Stratégies Énergétiques (S.É.)* a déposé sa preuve suivante :

- [Pièce C-SÉ-0051, SÉ-2 Doc. 1](#) - Mémoire révisé
- [Pièce C-SÉ-0035, SÉ-2 Doc. 2](#) - Réponse à la demande de renseignements no. 1 de la Régie
- [Pièce C-SÉ-0049, SÉ-2 Doc. 3](#) - Présentation Powerpoint révisée.
- Pièces [C-SÉ-0052](#) et [C-SÉ-0053](#), SÉ-2 Docs 4 et 5 – Curriculum vitae de Monsieur Jean-Pierre Laflamme et de Monsieur Jimmy Royer.
- [Pièce C-SÉ-0053, SÉ-2 Doc. 6](#) - Document de référence. Extraits du dossier R-4110-2019.
- [Pièce A-0096, n.s vol. 11, 25 mai 2021](#), pages 69-109.

4 - Le 26 mai 2021, Hydro-Québec Distribution a présenté son [argumentation B-0149](#) et l'a présentée en audience ce même jour ([Pièce A-0099, n.s vol. 12, 26 mai 2021](#)).

5 - La présente constitue l'argumentation en audience de *Stratégies Énergétiques (S.É.)*.

2

LA RENTABILITÉ AU TEMPS DE LA LOI SUR LA SIMPLIFICATION

Il est plus facile de contourner les grandes catastrophes [...] que les minuscules misères de tous les jours.

Gabriel Garcia Márquez
L'amour au temps du choléra
1985

2.1 LA NOUVELLE MANIÈRE D'ÉTABLIR LA « RENTABILITÉ »

6 - Devant la Régie de l'énergie, la « *rentabilité* » d'une dépense (y compris une dépense occasionnée par un crédit tarifaire) ou d'un investissement doivent être évalués du point de vue de leur impact tarifaire sur la masse de la clientèle.

L'examen d'une telle « *rentabilité* » provient de l'exigence de l'article 49 al. 1 par. 2^o de la [Loi sur la Régie de l'énergie, R.L.R.Q. c. R-6.01](#) ci-après « la Loi » (auquel réfère son article 52.3) selon laquelle les dépenses reconnues dans le coût de service servant à la fixation des tarifs doivent être « *nécessaires* », tout en gardant à l'esprit qu'une telle « *nécessité* » a toujours été interprétée de façon souple (permettant même d'accepter éventuellement une dépense issue d'un crédit tarifaire qui aurait été « *non rentable* », ce qui n'est toutefois pas le cas ici tel que vu à la présente argumentation).

Cette souplesse dont dispose la Régie quant à l'interprétation de ce qui constitue une « *dépense nécessaire* » résulte de :

- l'article 5 de la *Loi*, selon lequel la Régie, dans l'exercice de toutes ses juridictions, doit assurer la conciliation entre **l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs** et en favorisant la satisfaction des besoins énergétiques dans

le respect des **objectifs des politiques énergétiques du gouvernement** et dans une **perspective de développement durable** et d'**équité** au plan individuel comme au plan collectif et de

- l'article 51 de la *Loi* (auquel réfère son article 52.3), selon lequel les tarifs fixés par la Régie doivent couvrir **les coûts de capital et d'exploitation**, en maintenant **la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur** et **le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution** et en assurant un **rendement raisonnable** sur sa base de tarification.

7 - Historiquement, dans un mode de tarification **annuel** dit « *COS+R* », basé **annuellement** sur le coût de service et le rendement (prévus ou ajustés selon le réel), l'examen de l'impact tarifaire d'une dépense sur la masse de la clientèle équivaut à l'examen de sa rentabilité du point de vue d'un Distributeur (ou du Transporteur).

8 - Mais cela n'est plus vrai si la tarification cesse d'être basée sur le coût de service et le rendement (COS+R) **annuellement** mais ne l'est que **certaines années seulement** alors que, **les autres années**, cette tarification devient plutôt établie selon une formule paramétrique (qu'il s'agisse d'un *Mécanisme de réglementation incitative* ou d'une simple indexation selon l'inflation ou toute autre formule paramétrique) **ajustant annuellement une ancienne fixation des tarifs COS+R**, en autant évidemment que la dépense spécifiquement visée ne soit pas exclue de cette formule paramétrique annuelle pour être au contraire calculée selon son propre coût annuel.

La rentabilité pour le Distributeur (ou le Transporteur) sur la totalité des années de l'horizon de calcul de l'impact d'une dépense **devient alors distincte de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle sur la totalité de ces années**. Il devient en effet possible que le Distributeur (ou le Transporteur), sur ces années, ne récupère pas son coût dans les tarifs (ou au contraire reçoive davantage que ce que son coût). La rentabilité pour le Distributeur (ou le Transporteur) **sur la totalité des années de l'horizon de calcul d'une dépense** ne fait alors

plus partie du calcul de « rentabilité » que doit rechercher la Régie du point de vue de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle. Tout au plus, la rentabilité pour le Distributeur (ou le Transporteur) fait partie des considérations des articles 5 et 51 dont la Régie tient compte, avec d'autres considérations, dans son application souple de la « nécessité » d'une dépense.

9 - En d'autres termes, au présent dossier R-4041-2018, en sa Phase 2 (qui est une cause tarifaire telle qu'actuellement constituée), la Régie de l'énergie doit, conformément à l'article 49 al. 1 par. 2^o de la [Loi sur la Régie de l'énergie, R.L.R.Q. c. R-6.01](#) (auquel réfère son article 52.3), examiner si la dépense résultant du crédit de l'Option tarifaire GDP Affaires est « nécessaire » (en tenant compte notamment des considérations des articles 5 et 51 de la *Loi*).

Cet examen de la « nécessité » de cette dépense sera premièrement basé sur son impact tarifaire sur la masse de la clientèle tel que résultant du mode réel de fixation des tarifs d'Hydro-Québec Distribution (HQD) existant depuis la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#). Si toutefois HQD encourt un impact tarifaire différent qu'il ne peut récupérer dans les tarifs de la masse de la clientèle, alors la Régie en tiendra compte, avec d'autres aspects, dans le cadre des considérations que lui dictent les articles 5 et 51 de la *Loi* (intérêt public, traitement équitable du Distributeur, développement durable, équité, stabilité du Distributeur, développement normal d'un réseau de distribution, rendement raisonnable, etc.).

10 - Ainsi, selon la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#), à l'exception de tout tarif particulier qui serait soustrait du nouveau régime par l'effet du droit transitoire ou d'un Décret du gouvernement :

- Les **tarifs d'Hydro-Québec Distribution de 2019-2020 (basés sur le coût de service prévu de 2019-2020)** sont prolongés (avec indexation selon l'inflation sauf la première année) pour chacune des années tarifaires 2020-2021, 2021-2022, 2022-2023, 2023-2024 et 2024-2025.

- À moins d'un changement législatif d'ici là, **en 2025-2026, les tarifs d'Hydro-Québec Distribution seront au contraire basés sur le coût de service alors prévu de 2025-2026**, puis seront prolongés avec indexation selon l'inflation pour chacune des années tarifaires 2026-2027, 2027-2028, 2028-2029 et 2029-2030.
- Puis **les tarifs d'Hydro-Québec Distribution de 2030-2031 seront basés sur le coût de service alors prévu de 2030-2031** et ensuite prolongés avec indexation selon l'inflation pour cinq autres années avant la cause tarifaire suivante.

11 - Certes, nous croyons qu'il demeure souhaitable, à titre de référence informative (et aux fins notamment d'appliquer les considérations des articles 5 et 51 de la *Loi*), de continuer notamment d'évaluer la rentabilité d'une dépense (telle que celle occasionnée par le crédit tarifaire GDP Affaires vu au présent dossier) **du point de vue du Distributeur**, tel que cela a été présenté par celui-ci dans sa preuve et par tous les intervenants.

Toutefois, pour sa prise de décision quant au caractère « *nécessaire* » (tel que modulé plus haut selon les articles 5 et 51 de la *Loi*) des dépenses qui seront occasionnées par le crédit de l'Option tarifaire GDP Affaires sur son horizon de calcul, **la Régie doit tenir compte de l'impact tarifaire qui en résultera sur la clientèle sur cet horizon de calcul**, ce qui implique un calcul différent.

La Régie de l'énergie a évoqué cette préoccupation au cours de la présente audience :

- **RÉGIE DE L'ÉNERGIE (M^e Lise Duquette, présidente de la formation)**, Dossier R-4041-2018 Phase 2, [Pièce A-0096, n.s vol. 11, 25 mai 2021](#), pp. 63-68, Questions 28-32 au RNCREQ.
- **RÉGIE DE L'ÉNERGIE (Mme. Esther Falardeau, régisseure)**, Dossier R-4041-2018 Phase 2, [Pièce A-0096, n.s vol. 11, 25 mai 2021](#), pp. 54-62, Questions 18-26 au RNCREQ.

2.2 L'HORIZON DE CALCUL DE 10 ANS POUR ÉVALUER LA RENTABILITÉ DE L'OPTION

12 - Nous soumettons respectueusement que les deux calculs de rentabilité (celui de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du point de vue du Distributeur) doivent être basés sur un horizon de 10 ans, et non de 20 ans ou 5 ans.

13 - Dans son mémoire révisé [C-SÉ-0051, SÉ-2 Doc. 1](#) (section 3.1) et sa présentation [C-SÉ-0049, SÉ-2 Doc. 3, Stratégies Énergétiques \(S.É.\)](#) a mis en preuve que, bien qu'il soit probable que les clients participants au GDP Affaires, pris individuellement, cherchent à rentabiliser leurs propres investissements sur un horizon de 5 ans (*comme Technosim le suppose dans HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, Phase 2, Pièce B-0080, HQD-6, Doc. 1, Annexe A, pages 7, 11 et 28*), il est raisonnable d'accepter un calcul de la rentabilité de l'Option sur un horizon de 10 ans, **en ce sens que l'Option doit être planifiée pour durer 10 ans avant que l'on planifie qu'elle sera réévaluée par la Régie.** Voir aussi : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), pages 24-25).**

Tel qu'indiqué à notre mémoire, nous sommes en accord avec cette durée, laquelle se situe en accord avec la durée d'amortissement de 10 ans, par exemple, des programmes en efficacité énergétique, tel qu'établie par la Régie qui avait ainsi modifié son hypothèse antérieure d'un amortissement sur 5 ans seulement (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3584-2005, [Décision D-2006-56](#), pages 5, 9, 10-11 et dispositif en page 21**). L'hypothèse d'un horizon de calcul de rentabilité sur 20 ans (comme examiné également par le Distributeur dans sa preuve principale (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), pages 24-25**) serait beaucoup trop long car **il serait incorrect et irréaliste de planifier aujourd'hui que l'Option serait de nature à durer 20 ans avant que l'on planifie qu'elle sera réévaluée par la Régie.**

14 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.1 MODIFIÉE

L'HORIZON DE CALCUL DE 10 ANS POUR ÉVALUER LA RENTABILITÉ DE L'OPTION

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'utiliser, aux fins des deux calculs de rentabilité (celui de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du point de vue du Distributeur) un horizon de 10 ans en ce sens que l'Option doit être planifiée pour durer 10 ans avant que l'on planifie qu'elle sera réévaluée par la Régie.

Les hypothèses alternatives d'un horizon de 20 ans ou de 5 ans devraient être rejetées. Il serait en effet incorrect et irréaliste de planifier aujourd'hui que l'Option serait de nature à durer 20 ans (ou à l'inverse seulement 5 ans) avant que l'on planifie qu'elle sera réévaluée par la Régie.

2.3 LA COMPARAISON AVEC LE SCÉNARIO SANS OPTION GDP AFFAIRES AUX FINS DE CALCULER LA RENTABILITÉ DE CETTE OPTION

15 - La Régie de l'énergie n'a pas encore décidé de créer ou non (sauf de façon provisoire pour 2020-2021) une Option tarifaire GDP Affaires.

Nous sommes donc tout à fait en accord avec Hydro-Québec Distribution (HQD) et avec la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI), les propos de ceux-ci étant énoncés dans l'argumentation de HQD :

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.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018 Phase 2, [Argumentation B-0149](#), parag. 64-69. Souligné en caractère gras par nous.

16 - Tout notre mémoire révisé [C-SÉ-0051, SÉ-2 Doc. 1](#) (chapitre 3) et toute notre présentation [C-SÉ-0049, SÉ-2 Doc. 3](#) sont basés sur cette approche. C'est cette comparaison avec le scénario sans GDP Affaires que nous y effectuons.

17 - À cet égard, il nous semble qu'une variation doit être apportée à l'affirmation suivante du RNCREQ dans sa [preuve C-RNCREQ-0035](#) qui semblait réticente à baser le calcul de la rentabilité sur l'Option sur une comparaison avec un scénario sans Option :

la question dans cette audience n'est pas de savoir si l'Option tarifaire GDP Affaires doit être acceptée ou rejetée, mais plutôt comment son appui financier doit être calibré pour éviter les pressions tarifaires à la hausse que la Régie a identifiées à la phase 1. **Étant donné que dans le cadre du présent dossier il n'existe aucun scénario à l'étude où l'apport de GDP Affaires serait nul, il serait illogique d'appliquer les coûts évités à long terme à partir du moment où de nouvelles ressources auraient été requises si la GDP Affaires n'existait pas.**

RNCREQ, Dossier R-4041-2018 Phase 2, [Pièce C-RNCREQ-0035](#), page 21.
Souligné en caractère gras par nous.

Nous soumettons plutôt qu'aux fins des deux calculs de rentabilité (celui de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du point de vue du Distributeur), la comparaison entre chacun des scénarios que l'un ou l'autre des participants de ce dossier a présenté quant à l'Option tarifaire GDP Affaires (par exemple des scénarios variant selon l'aide financière offerte) doit être effectuée par rapport au scénario sans une telle Option.

Nous traitons de cette question dans nos sections relatives à la détermination du niveau d'aide financière et à la détermination de l'année-charnière de la prise en compte des coûts évités d'approvisionnement en puissance de long terme.

RECOMMANDATION NO. 2.3.1.1 NOUVELLE

LA COMPARAISON AVEC LE SCÉNARIO SANS OPTION GDP AFFAIRES AUX FINS DE CALCULER LA RENTABILITÉ DE CETTE OPTION

Nous soumettons à la Régie de l'énergie qu'aux fins des deux calculs de rentabilité (celui de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du point de vue du Distributeur), la comparaison entre chacun des scénarios que l'un ou l'autre des participants de ce dossier a présenté quant à l'Option tarifaire GDP Affaires (par exemple des scénarios variant selon l'aide financière offerte) doit être effectuée par rapport au scénario sans une telle Option.

2.4 LA NON-PRISE EN COMPTE DE COÛTS ÉVITÉS EN INVESTISSEMENTS EN DISTRIBUTION OU EN TRANSPORT

18 - Tel que mentionné par *Stratégies Énergétiques (S.É.)* dans son mémoire révisé [C-SÉ-0051, SÉ-2 Doc. 1](#) (section 3.2) et dans sa présentation [C-SÉ-0049, SÉ-2 Doc. 3](#), à ce stade, le calcul de rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires n'inclut pas de coût évité en investissements en distribution ou en transport (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), page 23, lignes 5-7). Cela est conforme à ce que la Régie a requis (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4041-2018 Phase 1, [Décision D-2019-164](#), parag. 220-225). Cela rejoint également les propres recommandations de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* en Phase 1 du présent dossier (**STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)**, Dossier R-4041-2018 Phase 1, [Pièce C-SÉ-0009, SÉ-1, Doc. 1](#), recommandations nos. 3 et 4 et sections 3.1 et 3.2).

19 - Mais nous sommes toutefois en accord avec la formation de la Régie de l'énergie qui laisse entendre que :

*Et puis on a fait, par exemple, l'hypothèse qu'il n'y avait pas de coût évité de transport, pas de coût évité de distribution, **pas parce qu'on était convaincu qu'il ne devrait pas, qu'on ne devrait pas le prendre en considération, mais parce qu'on a pensé qu'on n'avait pas assez de connaissance sur ces coûts-là pour savoir quel montant mettre.***

*Donc, ça, ça nous mène à croire que peut-être que **nos coûts évités sont sous-estimés et donc peut-être que notre VAN est sous-estimée.***

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (M^e Lise Duquette, présidente de la formation), Dossier R-4041-2018 Phase 2, [Pièce A-0096, n.s vol. 11, 25 mai 2021](#), p. 214-215, Question 112 à Option consommateurs (OC). Souligné en caractère gras par nous.

20 - Ceci dit, nous sommes donc, tel que mentionné dans notre mémoire et dans notre présentation, en accord avec l'annonce du Distributeur à l'effet qu'il poursuive ses analyses quant à l'éventualité de prendre en compte ultérieurement un coût évité en investissements en distribution ou en transport, **si la pérennité de l'Option tarifaire GDP Affaires devait se**

concrétiser (HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), page 23, lignes 5-10).

Nous ajoutons spécifiquement que, si l'Option tarifaire devient pérenne et amène des décisions d'évitement ou report d'investissements en infrastructures de transport et de distribution, il y aurait lieu de tenir compte éventuellement non seulement des coûts d'approvisionnement et d'investissements évités mais également des coûts accrus des pertes évitées en transport qui seraient survenues si l'énergie en pointe correspondante aurait autrement à être fournie par Hydro-Québec. Il appartiendra donc à la Régie d'examiner, lors d'une année ultérieure (et cela fait partie des motifs pour lesquels le présent dossier R-4041-2018 devrait demeurer ouvert même après sa Phase 2 selon nous), si des arguments convaincants justifieraient de prendre en compte ou non un coût évité en investissements en distribution ou en transport, si cette pérennité devait se concrétiser. Il n'y a pas lieu de se prononcer à ce stade sur cette éventualité future.

La possibilité d'une régionalisation du coût évité selon le niveau d'atteinte des capacités des diverses infrastructures de transport et distribution (telle qu'évoquée par le GRAME dans son [mémoire C-GRAME-0028](#) et sa [présentation C-GRAME-0031](#)) ne se poseront que si la Régie décide, ultérieurement à la présente Phase, d'inclure dans son calcul de rentabilité un coût évité par l'Option en investissements en distribution ou en transport.

21 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.2 MODIFIÉE

LA NON-PRISE EN COMPTE DE COÛTS ÉVITÉS EN INVESTISSEMENTS EN DISTRIBUTION OU EN TRANSPORT

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de confirmer que les deux calculs de rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires (celui de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du point de vue du Distributeur) n'incluent pas de coût évité en investissements en distribution ou en transport. Cela est conforme à ce que la Régie a requis. Cela rejoint également les propres recommandations de Stratégies Énergétiques (S.É.) en Phase 1 du présent dossier.

Ceci dit, nous sommes en accord avec l'annonce du Distributeur à l'effet qu'il poursuive ses analyses quant à l'éventualité de prendre en compte ultérieurement un coût évité en investissements en distribution ou en transport, si la pérennité de l'Option tarifaire GDP Affaires devait se concrétiser (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), page 23, lignes 5-10). Nous ajoutons spécifiquement que, l'Option devient pérenne et amène des décisions d'évitement ou report d'investissements en infrastructures de transport et de distribution, il y aurait lieu de tenir compte éventuellement non seulement des coûts d'approvisionnement et d'investissements évités mais également des coûts accrus des pertes évitées en transport qui seraient survenues si l'énergie en pointe correspondante aurait autrement à être fournie par Hydro-Québec. Il appartiendra donc à la Régie d'examiner, lors d'une année ultérieure (et cela fait partie des motifs pour lesquels le présent dossier R-4041-2018 devrait demeurer ouvert même après sa Phase 2 selon nous), si des arguments convaincants justifieraient de prendre en compte ou non un coût évité en investissements en distribution ou en transport, si cette pérennité devait se concrétiser. Il n'y a pas lieu de se prononcer à ce stade sur cette éventualité future.

2.5 LA DÉTERMINATION DE L'ANNÉE-CHARNIÈRE DU PASSAGE ENTRE LE COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE DE COURT TERME ET CELUI DE LONG TERME

22 - Le choix de l'année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme a un effet différent selon que l'on mesure la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires du point de vue de son impact tarifaire sur la masse de la clientèle ou du point de vue du Distributeur.

2.5.1 Aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires quant à son impact tarifaire sur la masse de la clientèle

23 - Aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires quant à son **impact tarifaire sur la masse de la clientèle**, il est non pertinent de prime abord de savoir si les coûts évités en puissance pris en compte en 2021-2022, en 2022-2023, en 2023-2024 et en 2024-2025 seront ceux de court terme ou de long terme.

24 - En effet, pour ces quatre années, les tarifs autres que cette Option tarifaire sont déjà déterminés de façon paramétrique (inflation) en vertu de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) **sur la base du tarif 2019-2020 qui avait été calculé notamment en incluant les coûts et revenus prévus de 2019-2020 de l'ex-Programme GDP Affaires**. Ce n'est qu'en 2025-2026 et en 2030-2031 que la Régie procédera à des redéparts (« *rebasings* ») des tarifs basés sur le coût de service et le rendement prévus de 2025-2026 et de 2030-2031 (donc en y incluant les coûts et revenus qui seront alors prévus de l'Option tarifaire GDP Affaires pour 2025-2026 et pour 2030-2031), en inflationnant le tout pour les cinq années suivant chacun de ces deux redéparts (« *rebasings* »).

Pour la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires quant à son impact tarifaire sur la masse de la clientèle sur un horizon de 10 ans, la Régie a donc uniquement besoin de savoir lesquels des deux coûts évités seront pris en compte dans les prévisions de 2025-2026 et de

2030-2031 (outre les prévisions de 2019-2020 sur lesquelles ont été basés les tarifs existants). Ces coûts évités de 2025-2026 et 2030-2031 lui permettent de comparer ses coûts de service de l'Option GDP Affaires de 2025-2026 et de 2030-2031 ses coûts de service sans GDP Affaires; toutes les autres années de l'horizon de 10 ans sont des ajustements paramétriques des années des causes tarifaires.

25 - Ceci étant dit, tel que vu plus loin, nous soumettons que l'on doit planifier que l'année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme surviendra au moins la ou avant l'année 2025-2026 (ce qui est suffisant pour assurer la rentabilité de l'Option pour la masse de la clientèle, avec une aide financière moyenne de 60\$/kW et même si celle-ci était portée à 70\$/kW tel que vu plus loin); les tarifs de 2025-2026 (et inflationnés ensuite pendant les 4 années suivante) tiendront donc compte de l'impact de l'Option tarifaire GDP Affaires en le comparant avec des approvisionnements en puissance de long terme.

Mais si par contre, la Régie arrivait à la conclusion que l'on doit planifier que ce passage ne surviendra que lors de l'une ou l'autre des années 2026-2027, 2027-2028, 2028-2029, 2029-2030 ou 2030-2031, alors le coût évité en puissance de long terme ne sera jamais pris en compte, pour évaluer l'impact tarifaire de l'Option sur la masse de la clientèle, avant l'année 2030-2031.

2.5.2 Aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires du point de vue du Distributeur

26 - Mais le choix entre les deux coûts évités (et donc la détermination de l'année-charnière de passage de l'un à l'autre) est utile aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires en 2021-2022, 2022-2023, 2023-2024 et 2024-2025 **du point de vue du Distributeur** (ce qu'il est pertinent pour la Régie d'examiner dans le cadre des considérations que lui dictent les articles 5 et 51 de la Loi dont l'intérêt public, traitement équitable du Distributeur, développement durable, équité, stabilité du Distributeur, développement normal d'un réseau de distribution, rendement raisonnable, etc.).

27 - Certes, Hydro-Québec Distribution accepte au présent dossier de prendre le risque d'une Option tarifaire, même moins ou non rentable une ou plusieurs des premières années avant 2025-2026. Mais cela ne clos pas la question.

En effet, si le GDP Affaires s'avérait non rentable pour le Distributeur (ce que nous ne croyons pas être le cas), l'État québécois et donc tous les citoyens du Québec s'en trouveraient affectés. La Régie peut donc elle-même, à son examen au présent dossier, tenir compte de la rentabilité ou non de l'Option pour le Distributeur selon les considérations précédemment mentionnées que lui dictent les articles 5 et 51 de la Loi dont l'intérêt public, traitement équitable du Distributeur, développement durable, équité, stabilité du Distributeur, développement normal d'un réseau de distribution, rendement raisonnable, etc.

28 - Pour les motifs énoncés ci-après, nous soumettons qu'une année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme surviendra au moins la ou avant l'année 2025-2026, ce qui est également suffisant pour assurer la rentabilité de l'Option du point de vue du Distributeur. À tout événement, même si la rentabilité n'était pas établie pour le Distributeur, le fait qu'il ne s'objecte pas à l'Option au niveau d'aide dont il est le proposeur et les autres considérations dictent les articles 5 et 51 de la Loi justifient d'accepter cette Option à ce au niveau d'aide.

2.5.3 Motifs soutenant, par prudence, la planification d'une année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme le ou avant l'hiver 2025-2026

29 - Nous croyons que l'année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme, retenu aux fins du présent dossier par la Régie de l'énergie pour fins du calcul de la rentabilité de l'Option (du point de vue de la masse de la clientèle comme du point de vue du Distributeur), doit être à ce stade établie le ou avant l'hiver 2025-2026 pour les cinq motifs suivants :

□ **PREMIER MOTIF : LES FLUCTUATIONS CONSIDÉRABLES D'UNE VERSION À L'AUTRE DES BILANS EN PUISSANCE 2020-2029**

Certes, selon la version la plus récente de ces bilans en puissance 2020-2029, le besoin d'un approvisionnement en puissance de long terme ne surviendrait qu'en 2027-2028 avec ou sans GDP Affaires ([R-4110-2019](#), [B-0114](#), tableau 2.1).

Mais les prévisions d'Hydro-Québec Distribution, dans ses multiples bilans en puissance 2020-2029, quant aux gains en puissance qui seraient obtenus par :

- l'Option d'électricité interruptible (OÉI) et son éventuelle bonification,
- la tarification dynamique et
- les programmes d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution livrés par Hilo

ont fait l'objet de fluctuations considérables d'une version à l'autre de ces bilans en puissance 2020-2029. Voir les versions du 1^{er} novembre 2019 ([R-4110-2019](#), [B-0009](#), tableau 3.2), puis du 16 novembre 2020 ([R-4110-2019](#), [B-0106](#), tableau 3.2 révisé) et enfin du 25 février 2021 ([R-4110-2019](#), [B-0114](#), tableau 2.1), toutes trois reproduites dans le mémoire révisé [C-SÉ-0051, SÉ-2 Doc. 1](#) (section 3.1) de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* en section 3.3 aux pages 11-13.

□ **SECOND MOTIF : L'OPTIMISME INCROYABLE DES PRÉVISIONS DE GAINS DES AUTRES OUTILS INTERNES EN PUISSANCE DE HQD EN 2020-2029**

Les prévisions d'Hydro-Québec Distribution dans la version la plus récente de son bilan en puissance 2020-2029 ([R-4110-2019](#), [B-0114](#), tableau 2.1) est **incroyablement optimiste**, comme le souligne la présentation [C-SÉ-0049, SÉ-2 Doc. 3](#) (page 4) de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* que nous complétons de certains éléments apparaissant dans notre [Pièce C-SÉ-0053, SÉ-2 Doc. 6](#) (Document de référence. Extraits du dossier R-4110-2019) :

- **Option d'électricité interruptible (OÉI)** : Le bilan prévoit un accroissement de la participation actuelle de 738 MW en 2020-2021 à 1000 MW en 2021-2022 et, de plus, la mise en service d'une «*bonification*» (*non encore conçue par HQD*) de cette OÉI dont l'apport progresserait de 100 MW à 340 MW supplémentaires, pour un total prévu de 1340 MW en 2025-2026, soit une **croissance moyenne de 12,7 %/an sur 5 ans** de cette Option.
- **Tarifification dynamique** : Le bilan prévoit un accroissement de la participation actuelle de 53 MW en 2020-2021 à 185 MW et + à partir de 2025-2026, soit une **croissance moyenne de 28,4%/an sur 5 ans** de cet outil de puissance.
- **Programmes administrés par Hilo** : Le bilan prévoit un accroissement de leur apport de 57 MW en 2021-2022 à 529 MW et plus à partir de l'hiver 2025-2026 soit une **croissance moyenne de 74,5 %/an sur 4 ans** sur des programmes dont HQD ne contrôle pas le contenu (*dont l'interruption à distance de chauffe-eau*) ni le montant d'aide offerte aux consommateurs, qu'elle ne suit pas en temps réel, dont la Régie ne peut connaître le contenu mais en même temps qui empêcheraient

supposément HQD de développer ses propres outils de puissance parallèles s'ils étaient perçus comme concurrents à Hilo.

- À cela s'ajoute le fait que l'interruption des clients qui existaient avant le moratoire de 2018 de **l'usage cryptographique pour chaînes de blocs** demeure incertaine vu les demandes de révision en cours R-4143-2021 et R-4145-2021.

□ **TROISIÈME MOTIF : LA NON-ATTEINTE ACTUELLE DES OBJECTIFS DES AUTRES OUTILS INTERNES EN PUISSANCE DE HQD**

L'incroyable optimisme des prévisions d'Hydro-Québec Distribution quant à ces outils de puissance amène d'autant plus de scepticisme que, jusqu'à présent, **ces outils de puissance n'atteignent pas leurs objectifs**, tel qu'illustré par notre [Pièce C-SÉ-0053, SÉ-2 Doc. 6](#) (Document de référence. Extraits du dossier R-4110-2019) :

- **L'Option d'électricité interruptible (OÉI)** ne parvient pas à rejoindre les clients commerciaux-institutionnels, ce manquement ayant d'ailleurs été à l'origine de la création initiale du Programme GDP-Affaires. HQD souhaiterait maintenant s'inspirer de ce que la Régie décidera pour l'Option GDP-Affaires afin de bonifier le montant d'aide qui serait offert selon cette Option d'électricité interruptible (OÉI), qui lui deviendrait ainsi harmonisé.
- La **tarification dynamique** peine également à rejoindre les clients commerciaux-institutionnels.
- Et, malgré son « *contrat* » décennal avec HQD qui prévoirait des « *pénalités* », **Hilo a montré un départ extrêmement lent et décevant** et fut contrainte d'annoncer dès sa première année un report majeur de ses

projections des premières années, dont une diminution du nombre de ses adhérents, qu'elle prévoit, de façon optimiste, compenser en accroissant les gains unitaires par adhérent. De plus, le statut juridique d'Hilo et sa supposée indépendance d'« Hydro-Québec dans ses activités de distribution » (avec le manque de contrôle et d'information par Hydro-Québec et par la Régie qui en résulteraient) n'ont toujours pas été décidés par le Tribunal.

□ **QUATRIÈME MOTIF : LA RÉGIE N'A PAS ENCORE STATUÉ SUR LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**

La Régie de l'énergie n'a **pas encore décidé d'accepter ces prévisions incroyablement optimistes (malgré les résultats initiaux décevants) du Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HQD)**, dont elle est saisie au dossier R-4110-2019, mais les questions qu'elle pose à Hydro-Québec illustrent sa préoccupation quant à cet optimisme incroyable.

□ **CINQUIÈME MOTIF : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD) ELLE-MÊME AU PRÉSENT DOSSIER N'UTILISE PAS SON PROPRE BILAN DE PUISSANCE 2020-2029**

Hydro-Québec Distribution (HQD) elle-même au présent dossier, bien que ne désavouant pas ouvertement ici le bilan de puissance de son Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HQD) présenté au dossier R-4110-2019, **ne l'utilise pas pour fonder son calcul de rentabilité, pour elle, de l'Option tarifaire GDP Affaires** et choisit plutôt, « *afin de se garder une marge* » de retenir l'année 2023-2024 comme année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme. Nous l'appuyons sur ce point.

2.5.4 Conclusion sur la détermination de l'année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme

30 - Nous soumettons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.3 MODIFIÉE

LA DÉTERMINATION DE L'ANNÉE-CHARNIÈRE DU PASSAGE ENTRE LE COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE DE COURT TERME ET CELUI DE LONG TERME

Nous soumettons à la Régie de l'énergie qu'aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires quant à son **impact tarifaire sur la masse de la clientèle**, il est non pertinent de prime abord de savoir si les coûts évités en puissance pris en compte en 2021-2022, en 2022-2023, en 2023-2024 et en 2024-2025 seront ceux de court terme ou de long terme. En effet, pour ces quatre années, les tarifs autres que cette Option tarifaire sont déjà déterminés de façon paramétrique (inflation) en vertu de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) sur la base du tarif 2019-2020 qui avait été calculé notamment en incluant les coûts et revenus prévus de 2019-2020 de l'ex-Programme GDP Affaires. Ce n'est qu'en 2025-2026 et en 2030-2031 que la Régie procédera à des redépôts (« *rebasings* ») des tarifs basés sur le coût de service et le rendement prévus de 2025-2026 et de 2030-2031 (donc en y incluant les coûts et revenus qui seront alors prévus de l'Option tarifaire GDP Affaires pour 2025-2026 et pour 2030-2031), en inflationnant le tout pour les cinq années suivant chacun de ces deux redépôts (« *rebasings* »). Tel que vu plus loin, nous soumettons que l'on doit planifier que l'année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme surviendra au moins **la ou avant l'année 2025-2026 (ce qui est suffisant pour assurer la rentabilité de l'Option pour la masse de la clientèle, avec une aide financière moyenne de 60\$/kW et même si celle-ci était portée à 70\$/kW)**; ces tarifs de 2025-2026 (et inflationnés ensuite pendant les 4 années suivantes) tiendront donc compte de l'impact de l'Option tarifaire GDP Affaires en le comparant avec des approvisionnements en puissance de long terme. Mais si par contre, la Régie arrivait à la conclusion que l'on doit planifier que ce passage de coût évité du court terme au long terme ne surviendra que lors de l'une ou l'autre des années 2026-2027, 2027-2028, 2028-2029, 2029-2030 ou 2030-2031, alors le coût évité en puissance de long terme ne sera jamais pris en compte, pour évaluer l'impact tarifaire de l'Option sur la masse de la clientèle, avant l'année 2030-2031.

Pour les motifs énoncés ci-après, nous soumettons qu'une année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme surviendra au moins la ou avant l'année 2025-2026, ce qui est également suffisant pour assurer la **rentabilité de l'Option du point de vue du Distributeur**. À tout événement, même si la rentabilité n'était pas établie pour le Distributeur, le fait qu'il ne s'objecte pas à l'Option au niveau d'aide dont il est le proposeur et les autres considérations dictent les articles 5 et 51 de la *Loi* justifient d'accepter cette Option à ce au niveau d'aide.

Quant aux deux calculs de rentabilité susdits, nous soumettons à la Régie de l'énergie qu'il **serait imprudent de baser son analyse de rentabilité sur un report à l'hiver 2026-2027 de**

son besoin d'un nouvel approvisionnement en puissance de long terme et donc de ne considérer le coût évité d'approvisionnement à long terme qu'à partir de l'hiver 2026-2027 pour les fins du calcul de rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires. Compte tenu du **risque inhérent à plusieurs des autres outils de puissance planifiés par Hydro-Québec** d'ici cette période, nous soumettons qu'il serait plus sage à Hydro-Québec de conserver l'hiver 2023-2024 ou l'hiver 2024-2025 comme année-charnière du début du recours au coût évité d'approvisionnement en puissance de long terme (ou à la rigueur au moins l'année intermédiaire 2025-2026).

2.6 LE RISQUE POUR HQD DE BASER SON BILAN DE PUISSANCE SUR LE RECOURS À DES OUTILS DE GESTION DE LA PUISSANCE QUI LUI SONT EXTERNES

31 - Même dans l'éventualité où le calcul de la rentabilité de l'Option (tant du point de vue de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle que du point de vue du Distributeur) montrerait une quelconque insuffisance, *Stratégies Énergétiques (S.É.)* soumet qu'il existe un risque important pour Hydro-Québec Distribution (HQD) de baser son bilan de puissance sur le recours à des outils de gestion de la puissance qui lui sont externes.

32 - Même les meilleures estimations futures disponibles, le recours à des coûts évités d'approvisionnements en puissance externes au Distributeur, de court ou de long terme, comporte en effet un niveau d'incertitude de plus en plus élevé à mesure que le terme s'allonge, compte tenu de la volatilité à long terme des prix disponibles. Le mémoire [C-SÉ-0051, SÉ-2 Doc. 1](#) (section 3.4) et la présentation [C-SÉ-0049, SÉ-2 Doc. 3](#) de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* citent de nombreuses sources à cet effet.

Notre mémoire et notre présentation soulignent à cet égard qu'il existe une possibilité non seulement que le coût de la puissance (de sources thermiques dans les provinces et États avoisinants du Québec) baisse avec le temps, mais surtout au contraire qu'il augmente, alors que se déploie la taxe sur le carbone canadienne et que la nouvelle Administration fédérale des États-Unis tente d'implanter une forme ou une autre d'une telle taxation.

Aussi, dans toutes ces juridictions et au Québec, l'électrification progresse notamment dans le secteur du transport, ce qui accroît donc la demande globale.

On constate par ailleurs aussi aux États-Unis (et même dans les États du Sud à forte climatisation) un déplacement vers l'hiver de la pointe des réseaux, ce qui est de mauvais augure pour le Québec dont la pointe et le besoin de puissance surviennent également en hiver.

33 - Du point de vue de la qualité de sa planification du bilan de puissance, un distributeur d'électricité tel qu'Hydro-Québec Distribution bénéficie donc de toute évidence d'un avantage à dépendre d'une Option tarifaire et de ses autres outils internes dont il contrôle et peut demander à son régulateur d'ajuster le coût et les modalités plutôt que d'approvisionnements en puissance qui lui sont externes et au coût incertain à long terme.

Il existe un avantage du point de vue de la planification à ce qu'un distributeur d'électricité gère lui-même sa demande en puissance.

34 - Nous soumettons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.4 MODIFIÉE**LE RISQUE POUR HQD DE BASER SON BILAN DE PUISSANCE SUR LE RECOURS À DES OUTILS DE GESTION DE LA PUISSANCE QUI LUI SONT EXTERNES**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater que, du point de vue de la qualité de sa planification du bilan de puissance, un distributeur d'électricité tel qu'Hydro-Québec Distribution bénéficie de toute évidence d'un avantage à dépendre d'une Option tarifaire et de ses autres outils internes dont il contrôle et peut demander à son régulateur d'ajuster le coût et les modalités plutôt que d'approvisionnements en puissance qui lui sont externes et au coût incertain à long terme.

Il existe un avantage du point de vue de la planification à ce qu'un distributeur d'électricité gère lui-même sa demande en puissance.

2.7 LE MONTANT DE L'AIDE FINANCIÈRE

35 - Le niveau de l'aide financière est-il pertinent aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires ? L'[argumentation B-0149](#) d'Hydro-Québec Distribution fournit deux réponses contradictoires à cette question.

En premier lieu, Hydro-Québec Distribution est d'accord que le niveau de l'aide financière est-il pertinent aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires :

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 [...]

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018 Phase 2, [Argumentation B-0149](#), parag. 67. Souligné en caractère gras par nous.

En second lieu, Hydro-Québec Distribution affirme l'inverse :

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.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018 Phase 2, [Argumentation B-0149](#), parag. 54-55. Souligné en caractère gras par nous.

À l'audience du 26 mai 2021, en réponse à la formation de la Régie de l'énergie (M^e Lise Duquette, présidente et Madame Esther Falardeau) qui était surprise de ce dernier propos ([Pièce A-0099, n.s. vol. 12, 26 mai 2021](#), pp. 44-58), Hydro-Québec Distribution (HQD) a toutefois cherché à le nuancer et l'a peut-être contredit.

36 - *Stratégies Énergétiques (S.É.)* soumet respectueusement que le niveau de l'aide financière constitue un aspect fondamental du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires.

37 - Aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires quant à son **impact tarifaire sur la masse de la clientèle**, il est non pertinent de prime abord de savoir quel sera l'aide financière offerte aux adhérents à cette Option en 2021-2022, 2022-2023, 2023-2024 et 2024-2025. En effet, pour ces quatre années, tel que mentionné, les tarifs autres que cette Option tarifaire sont inflationnés en vertu de la Loi sur la simplification sur la base du tarif 2019-2020 qui avait été calculé notamment en incluant les coûts et revenus prévus de 2019-2020 de l'ex-Programme GDP Affaires. Ce n'est qu'en 2025-2026 et en 2030-2031 qu'il sera pertinent (aux fins de la rentabilité pour la masse de la clientèle) de connaître (et pour la Régie de fixer) les montants de cette aide pour ces deux années car le Tribunal procédera alors à des « *rebasings* » des tarifs basés sur le coût de service et le rendement prévus de 2025-2026 (donc en y incluant les coûts et revenus qui seront alors prévus de l'Option tarifaire GDP Affaires pour 2025-2026), en inflationnant le tout pour les cinq années suivant chaque « *rebasings* ».

38 - Mais, comme la Régie de l'énergie, au présent dossier en Phase 2, a juridiction sur la seule Option tarifaire GDP Affaires, le montant de l'aide financière est dès à présent pertinent aux fins de la justification des modalités de cette Option tarifaire selon tous les critères applicables.

Nous soumettons à cet égard que, suivant les considérations que lui dictent les articles 5 et 51 de la *Loi* (intérêt public, traitement équitable du Distributeur, développement durable,

équité, stabilité du Distributeur, développement normal d'un réseau de distribution, rendement raisonnable, etc.), la Régie doit favoriser le recours à des outils de puissance qui sont sous son contrôle, plutôt que sur des outils externes volatils et risqués qui échappent à son contrôle (voir la section 2.6 de la présente argumentation).

Par ailleurs, jusqu'à présent, **les autres outils de puissance sous le contrôle du Distributeur n'atteignent pas leurs objectifs**, tel qu'illustré par notre [Pièce C-SÉ-0053, SÉ-2 Doc. 6](#) (Document de référence. Extraits du dossier R-4110-2019) et relaté à la section 2.5.3 de la présente argumentation : Ainsi, tel que vu dans cette autre section, l'**Option d'électricité interruptible (OÉI)** et la **tarification dynamique** peinent à rejoindre les clients commerciaux-institutionnels (et HQD souhaiterait maintenant s'inspirer de ce que la Régie décidera pour l'Option GDP-Affaires afin de bonifier le montant d'aide qui serait offert selon cette Option d'électricité interruptible (OÉI), qui lui deviendrait ainsi harmonisé). Et, malgré son « *contrat* » décennal avec HQD qui prévoirait des « *pénalités* », **Hilo a montré un départ extrêmement lent et décevant** et fut contrainte d'annoncer dès sa première année un report majeur de ses projections des premières années, dont une diminution du nombre de ses adhérents, qu'elle prévoit, de façon optimiste, compenser en accroissant les gains unitaires par adhérent. De plus, le statut juridique d'Hilo et sa supposée indépendance d'« *Hydro-Québec dans ses activités de distribution* » (avec le manque de contrôle et d'information par Hydro-Québec et par la Régie qui en résulteraient) n'ont toujours pas été décidés par le Tribunal.

Du point de vue du développement durable, il est également souhaitable d'utiliser la bonne énergie à la bonne place et de réduire la consommation électrique en pointe si cela peut éviter le recours à des approvisionnements en puissance qui seront parfois de source thermique hors Québec.

39 - Nous sommes d'avis qu'il est fondamental, à ce stade de maintenir à 70 \$/kW l'aide moyenne offerte aux clients participants, moins l'estimé raisonnable de 10\$/kW pour couvrir l'aide aux investissements des clients (laquelle ne fait pas partie de l'Option mais pourra éventuellement faire l'objet d'un programme d'aide distinct qu'offrirait Hydro-Québec Distribution ultérieurement, ce qui amène donc une aide moyenne de 60\$/KW. Nous croyons

également que l'on doit éviter un trop grand écart entre les strates et un trop grand écart par rapport au niveau d'aide de 70\$/kW sur lequel les participants à l'ancien Programme GDP Affaires avaient fondé leur décision d'y adhérer. Cela constitue un gage de stabilité de la participation. Dans ce cadre, la variation de l'aide offerte, commençant à 65 \$/kW pour les premiers 199 kW interrompus jusqu'à 45\$/kW pour la dernière strate de 1800 kW et plus, telles que proposées par HQD, constitue une variation raisonnable, évitant un écart trop important entre les strates et maintenant les deux premières strates à 60\$/kW ou au-dessus (65\$/kW)

Le calibrage de l'aide financière moyenne à 70 \$/kW (auquel l'on soustrait le 10\$/kW) est le fruit d'une démarche sérieuse de la part du Distributeur, tenant compte à la fois des coûts directs des clients mais aussi d'aspects intangibles faisant partie des déterminants du niveau de participation au programme.

40 - Comme l'indiquait alors le Distributeur, nous ne croyons pas qu'il soit souhaitable de faire varier continuellement ou arbitrairement à la baisse le niveau de l'aide financière.

Manifestement, on risquerait alors d'effriter la base de participation à l'Option ainsi que sa crédibilité, ce qui ne pourrait pas être totalement remédié en refaisant varier à la hausse l'aide financière lors d'années ultérieures. C'est la valeur de l'Option comme outil à long terme de réduction de la puissance qui serait alors diminuée.

41 - Un niveau d'aide moyen de 60\$/kW que nous appuyons maintiendrait la rentabilité de l'Option pour la masse de la clientèle vu le régime de fixation des tarifs issu de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) et aussi la rentabilité du point de vue du Distributeur

42 - Ceci étant dit, nous invitons respectueusement la Régie à maintenir son dossier R-4041-2018 ouvert, de recevoir rapport des résultats annuels de l'Option, ceci afin de pouvoir au besoin ajuster à la hausse le niveau de l'aide si la participation n'atteint pas le niveau planifié.

43 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.4.2 MODIFIÉE

LE MONTANT DE L'AIDE FINANCIÈRE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'**accepter 60 \$/kW (70 \$ - 10 \$) comme niveau moyen** d'aide financière de l'Option tarifaire GDP Affaire, **avec dégressivité raisonnable commençant à 65 \$/kW pour les premiers 199 kW interrompus jusqu'à 45\$/kW pour la dernière strate de 1800 kW et plus**, telles que proposées par HQD.

Nous invitons toutefois respectueusement la Régie à maintenir son dossier R-4041-2018 ouvert, de recevoir rapport des résultats annuels de l'Option, ceci afin de pouvoir au besoin ajuster à la hausse le niveau de l'aide si la participation n'atteint pas le niveau planifié.

2.8 CONCLUSION SUR LA RENTABILITÉ DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES

44 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte de la rentabilité de l'Option tarifaire telle que présentée par Hydro-Québec Distribution au présent dossier (tant du point de vue de la masse de la clientèle que du point de vue du Distributeur), cette rentabilité étant suffisamment élevée même pour augmenter l'aide financière offerte hypothétiquement.

45 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.6 MODIFIÉE**CONCLUSION SUR LA RENTABILITÉ DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES**

Pour l'ensemble de ces motifs, nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte de la rentabilité de l'Option tarifaire telle que présentée par Hydro-Québec Distribution au présent dossier (tant du point de vue de la masse de la clientèle que du point de vue du Distributeur), cette rentabilité étant suffisamment élevée même pour augmenter l'aide financière offerte hypothétiquement.

3

LES AUTRES MODALITÉS DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES

46 - Nous avons logé les recommandations suivantes dans notre mémoire révisé :

RECOMMANDATION NO. 2.4.1

LA POSSIBILITÉ D'UN ENGAGEMENT DE PLUS D'UN AN

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prévoir, au texte tarifaire de l'Option GDP Affaires, la possibilité (mais non l'obligation) que le client contracte pour plus d'une année sa participation à cette Option.

Il y aurait alors lieu d'examiner si le client procédant ainsi pourrait être récompensé par une aide plus généreuse, puisque son contrat contribuera à pérenniser, pour le Distributeur, l'outil de puissance que constitue de l'Option GDP Affaires.

RECOMMANDATION NO. 2.4.3 MODIFIÉE AUX FINS D'Y INTÉGRER LES DEUX FORMULATIONS POSSIBLES PROPOSÉES

LA DESCRIPTION DU PASSAGE D'UNE STRATE À LA SUIVANTE POUR L'AIDE FINANCIÈRE

La proposition d'Hydro-Québec Distribution telle que formulée (article 4.80) peut donner l'impression erronée que ce serait la totalité de la puissance interrompue du client qui serait payé au montant indiqué pour la strate où ce total se situe. C'était la compréhension que nous avons eue initialement. Hydro-Québec a toutefois précisé que tel n'était pas le cas et que le montant de chaque strate était applicable progressivement à chacune des parties de la puissance interrompue.

Pour éviter cette incompréhension, il nous semble souhaitable de modifier le libellé de l'article 4.80 concernant les strates de façon mieux exprimer l'interprétation que HQD en fait (et que nous appuyons) quant au passage harmonieux d'une strate à l'autre. Nous suggérons deux manières possibles de libeller l'article 4.80 à cet effet.

Première formulation possible

Le crédit applicable pour la période d'hiver s'établit comme la somme de ce qui suit :

Pour la partie de la puissance interrompue :

-variant entre 15 et 199 kW : 65 \$ par kW interrompu ;

-variant entre 200 et 599 kW : 60 \$ par kW interrompu ;

Argumentation

M^e Dominique Neuman, LL.B., Procureur
 Préparée pour Stratégies Énergétiques (S.É.)

- variant entre 600 et 1199 kW : 55 \$ par kW interrompu ;
- variant entre 1200 et 1799 kW : 50 \$ par kW interrompu ;
- de 1800 kW et plus : 45 \$ par kW interrompu.

Seconde formulation possible permettant de libeller avec le même résultat ce crédit sans avoir à calculer une par une toutes les strates précédentes (suggestion comparable au calcul de l'impôt) :

Le crédit applicable par MW interrompu pour la période d'hiver s'établit comme suit selon que la puissance totale interrompue se situe :

- entre 15 et 199 kW : 65 \$ par kW ;
- entre 200 et 599 kW : 1000 \$ de base + 60 \$ par kW ;
- entre 600 et 1199 kW : 4000 \$ de base + 55 \$ par kW ;
- entre 1200 et 1799 kW : 10 000 \$ de base + 50 \$ par kW ;
- de 1800 kW et plus : 19 000 \$ de base + 45 \$ par kW.

Le montant de base permet de prendre en compte le montant cumulé des strates inférieures.

RECOMMANDATION NO. 2.4.4 MODIFIÉE DANS LE RAPPORT

LA DISCRÉTION D'HYDRO-QUÉBEC DANS LA DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE DE RÉFÉRENCE DU CLIENT

Nous recommandons à la Régie de l'énergie que la discrétion d'Hydro-Québec Distribution de retenir une valeur de puissance de référence différente de celle apparente du client ne devrait pas être absolue et arbitraire. Le texte tarifaire devrait prévoir un balisage de cette discrétion. Nous sommes conscient qu'un tel enjeu se pose également pour d'autres tarifs.

La 2^e phrase de l'article 4.74 des Tarifs devrait donc se lire comme suit : « *Hydro-Québec peut ajuster la puissance de référence au besoin pour mieux refléter le profil de consommation normal du client, après avoir fourni l'occasion au client de les commenter. Hydro-Québec fournit au client un rapport détaillé du calcul de l'appui financier* ».

De façon, afin d'assurer une plus grande transparence tant auprès du public en général qu'auprès des clients atypiques visés, nous recommandons également à la Régie d'inviter Hydro-Québec Distribution à publier (sur la page de son site Internet relative à l'Option) une série de cas dénominalisés de tels clients atypiques montrant comment la puissance de référence a été ajustée par elle pour mieux refléter le profil de consommation normal de tels clients.

RECOMMANDATION NO. 2.4.5.1 MODIFIÉE DANS LE RAPPORT

LE SEUIL MINIMAL DE RÉDUCTION DE PUISSANCE DE 15 kW PAR ABONNEMENT

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter de fixer un seuil minimal de réduction de puissance de 15 kW par abonnement. (...)

RECOMMANDATION NO. 2.4.5.3 MODIFIÉE DANS LE RAPPORT**LA RÉHABILITATION DU CLIENT EN DÉFAUT DE S'INTERROMPRE DE FAÇON RÉPÉTÉE**

À l'article 4.80, nous soumettons par ailleurs qu'en cas de non-réduction de la puissance pour un abonnement donné pendant plus de quatre événements de pointe critique, la pénalité au client devrait être mieux encadrée. La non-rémunération des réductions de puissance suivantes ne devrait pas être laissée à la discrétion d'Hydro-Québec Distribution. Il devrait aussi y avoir un mécanisme permettant au client fautif de se réhabiliter.

Nous recommandons le texte suivant :

S'il n'y a aucune interruption constatée pour plus de 4 événements de pointe critique au cours d'un même hiver alors que l'abonnement du client est actif, Hydro-Québec peut contacter le client afin de s'assurer que celui-ci soit en mesure fournir ses commentaires et d'indiquer si la non-interruption provenait ou non de situations hors de son contrôle. Hydro-Québec peut alors également s'assurer que le client demeure en mesure de s'interrompre et prendre des mesures raisonnables visant à l'inciter à le faire à l'avenir. De telles mesures peuvent consister, si le contexte le justifie raisonnablement, à requérir du client qu'il s'interrompe de manière suffisante lors d'un événement de pointe critique subséquent sans que le crédit lui soit versé en tout ou en partie, après quoi le client pourra recommencer à bénéficier du plein crédit applicable.

RECOMMANDATION NO. 2.4.6 DU RAPPORT RÉVISÉ (RENUMÉROTÉE 2.4.5.2 DANS LA PRÉSENTATION)**LE MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMAL (MAFM)**

Nous proposons que, lorsqu'un client ne reçoit aucun avis de pointe critique, le montant d'appui financier minimal (MAFM) versé sera le moindre entre 20 000\$ et le crédit applicable (entre 65\$/kW et 45\$/kW selon les strates et non pas uniformément 60\$/kW comme HQD le propose à l'art. 4.80), selon la capacité interruptible du client estimée comme suit (plutôt que d'utiliser uniformément l'estimé de 15% de la puissance maximale appelée totale du client comme HQD le propose) :

- Client sans historique d'effacement) ; ou dont la capacité interruptible des installations a été modifiée depuis cet historique : selon l'engagement propre d'interruption de ce client (dont HQD pourrait évaluer la raisonnablement et modifier après avoir donné au client la possibilité de soumettre ses commentaires).
- Client avec historique d'effacement et dont la capacité interruptible des installations n'a pas été modifiée depuis cet historique : selon sa capacité interrompue qui a été la plus élevée sauf si HQD, pour des motifs raisonnables, utilise une capacité différente après avoir donné au client la possibilité de soumettre ses commentaires (cette recommandation est modifiée par rapport à C-SÉ-0035, R2). Ex.: si le client s'est interrompu accidentellement de seulement 1 MW, ce n'est pas cette valeur qui devrait raisonnablement être retenue.

RECOMMANDATION NO. 2.4.7**L'INADMISSIBILITÉ DES AGRÉGATEURS À L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES**

Le Distributeur soumet à la Régie que les agrégateurs seraient inadmissibles à l'Option tarifaire GDP affaires. Nous sommes en accord à ce stade avec cet aspect de la demande du Distributeur.

RECOMMANDATION NO. 2.4.8 (TITRE MODIFIÉ)**LES DÉFINITIONS AU TEXTE TARIFAIRE PROPOSÉ**

Il existe certaines imprécisions aux définitions des mots « *pointe critique* », « *hiver* », « *heure de pointe* », « *période de référence* », « *température moyenne* » et « *puissance de référence* » qu'il y aurait lieu de clarifier dans les Tarifs d'Hydro-Québec Distribution dont la modification est demandée en la présente Phase du présent dossier. Ainsi :

- Un lecteur ordinaire ne trouvera pas la définition des mots « *pointe critique* » dans le texte des Tarifs. Il ne découvrira le sens de ces mots que si, par chance, il recherche plutôt la définition des mots « *événement de pointe critique* » (article 4.74 des Tarifs). Nous soumettons qu'il serait plus convivial que la liste des définitions comprenne les deux locutions dans l'ordre alphabétique.

- Un lecteur ordinaire ne trouvera pas la définition du mot « *hiver* » qui est pourtant utilisé seul dans le texte des Tarifs. Il ne découvrira le sens de ce mot que si, par chance, il recherche la définition des mots « *période d'hiver* » (article 1.1 des Tarifs). Il serait plus convivial que la liste des définitions comprenne les deux locutions dans l'ordre alphabétique.

- Les mots « *heures de pointe* » ne sont pas utilisés dans le sens qu'ont ces mots en langage courant. Un lecteur ordinaire devra découvrir qu'il existe une définition spéciale de ces mots, les limitant aux seules heures de pointe d'hiver (article 4.74 des Tarifs). Il serait plus convivial d'utiliser la locution « *heures de pointe d'hiver* » dans le texte proposé (dont aux définitions d'« *événement de pointe critique* », de « *période de référence* » et de « *température moyenne* » à l'article 4.74 des Tarifs),

Nous commentons la définition de la « *puissance de référence* » de l'article 4.74 des Tarifs en section 4.4 et recommandation 2.4.4 des présentes.

Plus généralement, il serait souhaitable qu'il n'existe qu'un seul article dans les Tarifs où toutes les définitions se trouvent. Autrement, un lecteur ordinaire ne sera jamais certain d'avoir trouvé toutes les définitions. Par courtoisie envers le lecteur, les mots et locutions qui font l'objet d'une définition particulière devraient toujours être écrits en italique dans le texte tarifaire.

L'ensemble des présentes recommandations s'inscrit dans le cadre de la volonté déjà exprimée par la Régie de l'énergie de rendre les textes des tarifs et conditions aisément intelligibles à tous les lecteurs, ayant même soutenu Hydro-Québec dans le passé, qui avait eu

recours aux services de l'organisme *Éducaloi* à cette fin (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3964-2016, [Décision D-2017-118](#), section 11.2).

- LE SUIVI ET LE MAINTIEN OUVERT DU DOSSIER R-4041-2018**RECOMMANDATION NO. 2.5 MODIFIÉE****LE SUIVI ET LE MAINTIEN OUVERT DU DOSSIER R-4041-2018**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir le présent dossier R-4041-2018 ouvert car, autrement, elle perdrait sa juridiction tarifaire jusqu'au 31 mars 2025 (sauf évidemment si un Décret du gouvernement du Québec l'autorise à tenir une nouvelle cause tarifaire avant cela).

Nous croyons qu'il est au contraire opportun de maintenir le présent dossier ouvert, notamment aux motifs suivants :

- Réévaluation en cours par HQD de la possibilité de tenir compte de coûts évités en transport et distribution si l'Option devient pérenne, ce qui accroîtrait le calcul de la rentabilité de l'Option.
- Besoin de réévaluer chaque année si la participation est au rendez-vous et, sinon, d'examiner la possibilité de hausser l'aide offerte, y compris la possibilité examinée par la FCEI de baisser le seuil d'admissibilité. Il est nécessaire que la participation croisse dès les premières années afin de constituer une base de participation robuste pour le jour où un approvisionnement en puissance à long terme aura à être évité.
- L'issue du dossier en Cour supérieure n'est pas encore connue et pourrait amener la Régie à modifier sa décision.

5

- CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées dans la présente argumentation, que l'on trouve également reproduites en son sommaire des recommandations.
