

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)

RAPPORT RÉVISÉ

Jean-Pierre Laflamme
Jimmy Royer
Consultants en énergie
Avec la collaboration de M^e Dominique Neuman, Procureur

Préparé pour :
Stratégies Énergétiques (S.É.)

Le 9 avril 2021 (Révisé le 25 mai 2021)

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Les numéros des recommandations réfèrent à la phase 2 du présent dossier, puis aux numéros de chapitre et de section du présent mémoire.

RECOMMANDATION NO. 2.3.1

L'HYPOTHÈSE, DU POINT DE VUE DU DISTRIBUTEUR, D'UNE DURÉE MOYENNE DE PARTICIPATION DES CLIENTS PENDANT 10 ANS, AUX FINS DU CALCUL DE SA RENTABILITÉ

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de retenir l'hypothèse, du point de vue du Distributeur, d'une durée moyenne de participation des clients à l'Option tarifaire GDP Affaires pendant 10 ans, aux fins du calcul de sa rentabilité.

Les hypothèses alternatives d'une durée de 20 ans ou de 5 ans devraient être rejetées.

RECOMMANDATION NO. 2.3.2

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 le calcul de rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires n'inclut 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, si l'Option tarifaire devient pérenne, il y aurait lieu de tenir compte éventuellement des coûts des pertes évitées en transport qui seraient survenues si cette énergie aurait autrement été fournie en pointe par Hydro-Québec. Il appartiendra donc à la Régie d'examiner, lors d'une année ultérieure, 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**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'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 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).

RECOMMANDATION NO. 2.3.4**LA VOLATILITÉ D'UNE ESTIMATION À LONG TERME DES COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE ET L'AVANTAGE POUR UN DISTRIBUTEUR DE DISPOSER D'OUTILS DE PUISSANCE QU'IL CONTRÔLE DIRECTEMENT**

Nous souhaitons sensibiliser la Régie quant à l'importance du risque prévisionnel de toute estimation du coût futur à long terme des achats de puissance, le coût réel de la puissance pouvant s'avérer supérieur, compte tenu notamment de l'évolution des mesures de tarification du carbone, de l'augmentation de l'électrification et du déplacement graduel de la pointe vers l'hiver dans les juridictions avoisinantes.

Le coût d'une Option tarifaire offerte par le Distributeur d'une durée de vie de 10 ans comporte un niveau de certitude que ne comporte pas l'estimé (même le meilleur possible) du coût qu'auraient des achats de puissance sur les marchés des dix prochaines années.

Du point de vue de la qualité de sa planification du bilan de puissance, un distributeur d'électricité bénéficie de toute évidence d'un avantage à dépendre d'une Option tarifaire dont il contrôle le coût plutôt que d'approvisionnements en puissance 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.

Nous soumettons que ces avantages dans la qualité de la planification du bilan de puissance du Distributeur lorsque les outils demeurent sous son contrôle (et inversement du risque désavantageant les outils d'approvisionnement externes au prix incertain à long terme) devraient être pris en considération, que ce soit qualitativement ou par une tentative de monétisation de ces avantages et désavantages dans l'étude de rentabilité de l'Option tarifaire ici considérée.

RECOMMANDATION NO. 2.3.5
LE COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

Hydro-Québec Distribution indique qu'« en accord avec [la] volonté de la Régie [il] inclut dans ses présentes analyses la perte de revenus associée à l'Option. Conséquemment, par souci de cohérence, il inclut également les coûts évités en énergie associés à ces mêmes heures d'interruption. Pour ce faire, il utilise les coûts évités horaires des heures de plus forte charge, présentés au tableau 6.1 de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, pour les heures correspondant à celles visées par l'Option. » soit 7,6 c/kWh en moyenne (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), page 23, lignes 17-22 et Pages 22 et 24, Tableaux 6 et 7)

Nous sommes en accord avec la méthode du Distributeur sous réserve d'ajustement éventuel de cet État d'avancement.

RECOMMANDATION NO. 2.3.6
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, l'estimation de cette rentabilité pouvant même être accrue selon nos recommandations qui précèdent et, de toute manière, cette rentabilité étant suffisamment élevée même pour augmenter l'aide financière offerte, ce qui sera examiné plus loin.

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. 2.4.2 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. 2.4.3 MODIFIÉE**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.

RECOMMANDATION NO. 2.4.4 MODIFIÉE**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**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**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 évènements 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 évènements 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 évènement 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 (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**AUTRES MODIFICATIONS 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**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. 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.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 - L'OBJET DU PRÉSENT DOSSIER.....	2
3 - LE CALCUL DE LA RENTABILITÉ DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES.....	4
3.1 L'HYPOTHÈSE, DU POINT DE VUE DU DISTRIBUTEUR, D'UNE DURÉE MOYENNE DE PARTICIPATION DES CLIENTS PENDANT 10 ANS	4
3.2 LA NON-PRISE EN COMPTE DE COÛTS ÉVITÉS EN INVESTISSEMENTS EN DISTRIBUTION OU EN TRANSPORT	6
3.3 LA DÉTERMINATION DE L'ANNÉE-CHARNIÈRE DU PASSAGE ENTRE LE COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE DE COURT TERME ET CELUI DE LONG TERME	8
3.4 LA VOLATILITÉ D'UNE ESTIMATION À LONG TERME DES COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE ET L'AVANTAGE POUR UN DISTRIBUTEUR D'AVOIR DES OUTILS DE PUISSANCE QU'IL CONTRÔLE DIRECTEMENT	19
3.5 LE COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE	26
3.6 CONCLUSION SUR LA RENTABILITÉ DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES.....	27
4 - LES MODALITÉS DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES	28
4.1 LA POSSIBILITÉ D'UN'ENGAGEMENT DE PLUS D'UN AN	28
4.2 LE MONTANT DE L'AIDE FINANCIÈRE.....	30
4.3 LA DESCRIPTION DU PASSAGE D'UNE STRATE À LA SUIVANTE POUR L'AIDE FINANCIÈRE.....	36
4.4 LA DISCRÉTION D'HYDRO-QUÉBEC DANS LA DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE DE RÉFÉRENCE DU CLIENT	38
4.5 LE SEUIL MINIMAL DE RÉDUCTION DE PUISSANCE DE 15 kW PAR ABONNEMENT	40
4.6 LA MODIFICATION VISANT À ÉVITER QUE CERTAINS PARTICIPANTS REÇOIVENT, DE PAR LE MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMAL (MAFM), UN MONTANT PLUS ÉLEVÉ EN N'ÉTANT PAS SOLLICITÉS POUR S'EFFACER LA POINTE QUE S'ILS DEVAIENT FAIRE L'EFFORT DE LE FAIRE	42

4.7 L'INADMISSIBILITÉ DES AGRÉGATEURS À L'OPTION TARIFAIRE GDP
AFFAIRES.....44

4.8 AUTRES MODIFICATIONS AU TEXTE TARIFAIRE PROPOSÉ.....45

5 - LE SUIVI ET LE MAINTIEN OUVERT DU DOSSIER R-4041-201848

6 - CONCLUSION.....50

1

LE MANDAT

1 - L'intervenante *Stratégies Énergétiques (S.É.)* a requis nos services aux fins de préparer un rapport relatif à l'Option tarifaire de gestion de la demande en puissance (GDP)-Affaires d'Hydro-Québec Distribution (HQD) (ci-après « *le Distributeur* »), dans le cadre du dossier R-4041-2018, Phase 2 de la Régie de l'énergie.

2 - Le présent rapport est le fruit de notre étude et est remis à notre cliente afin de pouvoir être déposé en preuve par elle dans ce dossier.

2

L'OBJET DU PRÉSENT DOSSIER

3 - Hydro-Québec Distribution (HQD) livre un programme de gestion de la demande en puissance (GDP)-Affaires 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.

4 - Le programme a 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 2018-2019 avec certaines modalités différentes, puis en 2019-2020. En 2020-2021, il a été reconduit à titre de tarif (option tarifaire) suivant les mêmes modalités que le programme de l'année précédente dans l'attente d'un examen plus approfondi.

5 - **La Phase 2 du présent dossier vise à permettre à la Régie de procéder à cet examen plus approfondi de ce tarif (option tarifaire) afin d'en déterminer les modalités optimales que l'on souhaite davantage permanentes à partir de l'hiver 2021-2022.**

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](#), parag. 267.

6 - 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 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.

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 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.

3

LE CALCUL DE LA RENTABILITÉ DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES**3.1 L'HYPOTHÈSE, DU POINT DE VUE DU DISTRIBUTEUR, D'UNE DURÉE MOYENNE DE PARTICIPATION DES CLIENTS PENDANT 10 ANS**

7 - Hydro-Québec Distribution base son calcul de rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires en premier lieu sur l'hypothèse d'une participation moyenne des clients participants pendant 10 ans (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), pages 24-25).

Nous sommes en accord avec cette durée, laquelle est 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).

8 - L'hypothèse d'une durée de participation moyenne de 20 ans (comme examinée 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 longue, incorrecte et irréaliste aux fins du calcul de la rentabilité d'une telle option tarifaire du point de vue du Distributeur.

9 - Nous avons remarqué que Technosim, dans son audit, a posé la prémisse (non analysée) d'une « durée de vie » ou « durée de participation » au GDP-Affaires de seulement 5

ans, du point de vue de chaque client participant pris individuellement, aux fins de l'évaluer (Voir : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0080, HQD-6, Doc. 1](#), Annexe A, pages 7, 11 et 28).

Nous reconnaissons qu'il est effectivement possible que, du point de vue individuel de plusieurs de ces clients, ceux-ci cherchent à atteindre leur propre rentabilité en cinq ans seulement. Mais malgré cela, du point de vue du Distributeur, nous réitérons qu'à l'instar des programmes en efficacité énergétique (qui sont amortis sur 10 ans tel que mentionné ci-dessus), la même période de dix ans de durée de vie devrait être considérée pour évaluer la rentabilité de cde tarif. Il est à noter que, sur cet horizon de 10 ans, il peut survenir à la fois un retrait de clients participants et l'adjonction de nouveaux participants, le tout permettant globalement au Distributeur de recourir à cette période de 10 ans alors qu'un client individuel pourrait être moins à l'aise à attendre ce délai aux fins du calcul de sa propre rentabilité.

10 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.1

L'HYPOTHÈSE, DU POINT DE VUE DU DISTRIBUTEUR, D'UNE DURÉE MOYENNE DE PARTICIPATION DES CLIENTS PENDANT 10 ANS, AUX FINS DU CALCUL DE SA RENTABILITÉ

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de retenir l'hypothèse, du point de vue du Distributeur, d'une durée moyenne de participation des clients à l'Option tarifaire GDP Affaires pendant 10 ans, aux fins du calcul de sa rentabilité.

Les hypothèses alternatives d'une durée de 20 ans ou de 5 ans devraient être rejetées.

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

11 - 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).

12 - 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, si l'Option tarifaire devient pérenne, il y aurait lieu de tenir compte éventuellement des coûts des pertes évitées en transport qui seraient survenues si cette énergie aurait autrement été fournie en pointe par Hydro-Québec. Il appartiendra donc à la Régie d'examiner, lors d'une année ultérieure, 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.

13 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.2**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 le calcul de rentabilité de l'Option tarifaire GDP Affaires n'inclut 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, si l'Option tarifaire devient pérenne, il y aurait lieu de tenir compte éventuellement des coûts des pertes évitées en transport qui seraient survenues si cette énergie aurait autrement été fournie en pointe par Hydro-Québec. Il appartiendra donc à la Régie d'examiner, lors d'une année ultérieure, 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.

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

14 - La détermination de l'année-charnière du passage entre le coût évité en puissance de court terme et celui de long terme constitue un intrant majeur aux fins de la prise de décision quant à la rentabilité de l'Option tarifaire GDP-Affaires au présent dossier.

15 - En effet, dans son analyse de rentabilité, Hydro-Québec Distribution propose d'appliquer le coût évité en approvisionnement de puissance de court terme, tant que ne sera pas atteinte la date où l'entreprise planifierait un besoin en nouvel approvisionnement de puissance de long terme dans le bilan de puissance du Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution.

Le coût évité en approvisionnement de puissance à long terme, plus élevé, ne serait appliqué à l'analyse de rentabilité que subséquentement à cette date.

Source : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), section 4.1, page 22 et tableau 6.

16 - Hydro-Québec Distribution planifiait initialement un besoin en nouvel approvisionnement de puissance de long terme à partir de l'hiver 2024-2025. Elle a donc tenu compte, dans son analyse de rentabilité, du coût évité de puissance de long terme seulement à partir de cet hiver 2024-2025 :

TABLEAU 2 :
 ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LA MISE À JOUR DES COÛTS ÉVITÉS DE L'ÉNERGIE

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(21)	(23)	(26)	(26)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Gain net (M\$)	43	122	(6)	(7)	(10)	10	11	14	15	17	17

TABLEAU 3 :
 ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LES COÛTS ÉVITÉS MIS À JOUR
 ET LES COÛTS D'EXPLOITATION ET DE COMMERCIALISATION

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(21)	(23)	(26)	(26)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	39	114	(7)	(8)	(10)	9	10	13	15	16	16

Sources : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), pages 22 à 24, dont le Tableau 8, tels que modifiés par **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0097, HQD-6, Doc. 6](#), pages 8 et 9 dont le Tableaux 2 et 3 ci-dessus.

17 - Il résulterait toutefois de l'État d'avancement du 30 octobre 2020 (tel que modifié le 16 novembre 2020) du Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0106, HQD-4, Document 6, vr 16 novembre 2020](#), Tableau 3.2 révisé) que le besoin d'un nouvel approvisionnement en puissance de long terme n'existerait seulement qu'à partir de l'hiver 2026-2027, comme l'illustre le tableau contenu à la réponse 8 d'Hydro-Québec à la Demande de renseignement no. 6 de la Régie :

TABLEAU R-8.2-A :
ANALYSE ÉCONOMIQUE AVEC UN SIGNAL DE COÛT ÉVITÉ
DE PUISSANCE DE LONG TERME REPORTÉ EN 2026-2027

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2025- 2026	2026- 2027	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			150	170	220	260	300	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	7	8	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	18	108	115	127	140	143
M\$	138	336	3	3	4	5	33	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,70	5,81	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(65)	(66)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(17)	(20)	(21)	(23)	(26)	(26)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,81)	(4,90)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	2	78	(7)	(8)	(10)	(13)	12	13	15	16	16

Source : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0102, HQD-7, Doc. 1.1](#), Réponse 8 à la Régie

18 - Cet intrant de l'analyse de rentabilité du GDP Affaires, a été modifiée à la demande de la Régie suite à la révision du 16 novembre 2020 du bilan de puissance d'Hydro-Québec Distribution. Il y eut en effet, au dossier R-4110-2019 trois versions de ce bilan en puissance : d'abord celui initialement déposé le 1^{er} novembre 2019 (R-4110-2019, B-0009, tableau 3.2), puis celui révisé du 16 novembre 2020 (R-4110-2019, B-0106, tableau 3.2 révisé) et enfin celui du 25 février 2021 (R-4110-2019, B-0114, tableau 2.1) tels que reproduits tous trois successivement ci-après :

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

¹ Une correction à la contribution de la tarification dynamique a été apportée pour la période 2020-2021 à 2028-2029. Cette correction mineure n'a pas d'impacts sur la puissance additionnelle requise.

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ¹ :
 BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 409	43 147	43 630	44 068	44 480	44 591	44 975	45 330	45 688
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 378	1 570	1 776	2 113	2 331	2 510	2 583	2 594	2 610
▪ Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande de puissance	640	570	776	1 013	1 111	1 170	1 243	1 254	1 270
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
▪ Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

TABLEAU 2.1 :
 BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
▪ Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
▪ Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

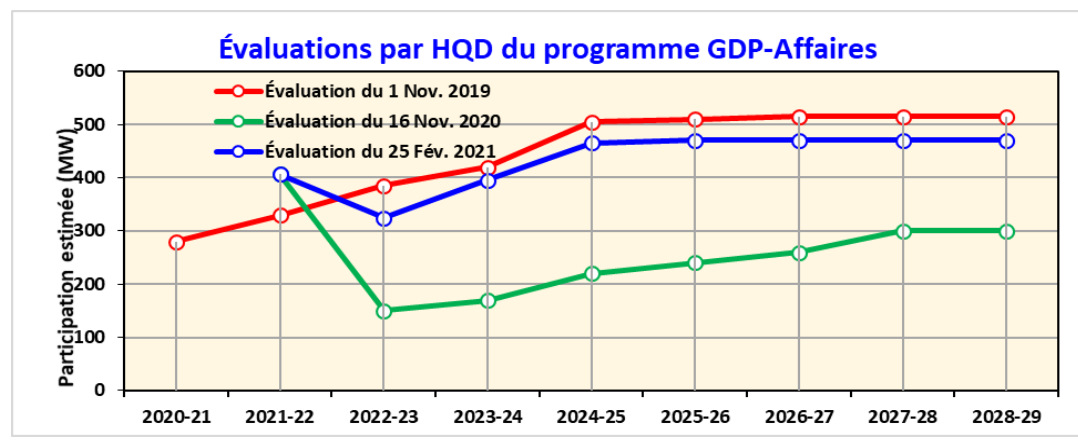
Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

19 - Nous invitons respectueusement la Régie de l'énergie à la prudence et à tenir compte également du risque propre à chacun des autres outils de puissance qu'Hydro-Québec Distribution prévoit voir entrer en service le ou avant l'hiver 2026-2027 dans son Plan d'approvisionnement 2020-2029 (lequel, incidemment, n'a pas encore été approuvé par la Régie au dossier R-4110-2019) :

- A) En premier lieu, le bilan de puissance révisé d'HQD du 25 février 2021 ([R-4110-2019, B-0106](#)) présuppose que la participation au tarif **GDP Affaires** croîtra effectivement tel qu'anticipé par le Distributeur, y compris auprès de nouveaux clients de volumes de consommation en puissance électrique très variée, et

atteindra graduellement un plateau de participation passant d'un faible niveau prévu de 150 MW en 2021-2022 (en baisse rapport à la prévision de 407 MW en 2020-2021) à une prévision du 16 novembre 2020 de 300 MW à partir de l'hiver 2026-2027 (volume que le Distributeur a subséquemment haussé de façon inexplicquée à 470 MW devancés à 2024-2025). Le tableau suivant illustre les multiples versions de la prévision soumise par le Distribution quant à la participation à la présente Option tarifaire GDP Affaires. Malgré ces variations, un aspect demeure toutefois : dans sa mise à jour du 25 fév. 2021, le Distributeur s'attend à une croissance considérable de cette participation de 325 MW à 470 MW soit une hausse de 44,6% en 3 ans de 2021-2022 à 2024-2025. Cet objectif est ambitieux par rapport à la prévision de départ, et risqué.

GDP Affaires Bilan en MW	<u>2019</u>	<u>2020-</u>	<u>2021-</u>	<u>2022-</u>	<u>2023-</u>	<u>2024-</u>	<u>2025-</u>	<u>2026-</u>	<u>2027-</u>	<u>2028-</u>
	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028</u>	<u>2029</u>
R-4110-2019 pièce B-0009 HQD-2, Doc.3 page 18, 1 nov. 2019	<u>280</u>	<u>330</u>	<u>385</u>	<u>420</u>	<u>505</u>	<u>510</u>	<u>515</u>	515	515	515
R-4110-2019 pièce B-0106 HQD-4, Doc.6, vr État d'avancement du Plan d'approvision. 2020-2029 page 22 16 nov. 2020		<u>407</u>	150	170	220	240	260	300	300	300
Complément de preuve R-4110-2019, Pièce B-0114 HQD-4, Document 7, page-5 25 fév. 2021		407	325	395	465	470	470	470	470	470



Si des obstacles à la réalisation de cet objectif ambitieux devaient se manifester au cours des années à venir, cette réalisation de cette prévision pourrait dépendre de l'autorisation par la Régie d'une hausse de l'aide financière offerte sous l'Option tarifaire GDP Affaires au cours des diverses années 2022-2023, 2023-2024, 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 et au-delà (ce qui requerrait que la Régie dispose d'une juridiction tarifaire chacune de ces années, par exemple en maintenant ouvert le présent dossier). Mais nous notons que, paradoxalement, plus les résultats de participation seront inférieurs à la planification, plus l'année-charnière de passage du coût évité de court terme à celui de long terme sera de nature à se rapprocher, et donc plus une hausse de l'aide financière sera susceptible d'être considérée rentable.

- B)** Le bilan de puissance révisé d'HQD du 25 février 2021 ([R-4110-2019](#), [B-0114](#)) prévoit aussi un **accroissement de la participation à l'Option d'électricité interruptible (OÉI)** existante de 738 MW en 2020-2021 à 1000 MW à partir de l'hiver 2021-2022 et, de plus, la mise en service d'une « *bonification* » de cette Option d'électricité interruptible (OÉI) devant fournir graduellement de 100 MW à 340 MW d'interruptions supplémentaires totalisant alors 1240 MW. La planification de ces deux accroissements de la participation à l'Offre d'électricité interruptible comporte évidemment un fort niveau de risque. Ce risque prévisionnel est d'autant

plus important que cela fait déjà de nombreuses années qu'Hydro-Québec Distribution multiplie ses efforts, avec peu de résultats, pour tenter de faire croître la puissance qu'elle obtient de la participation de ses clients à l'Option d'électricité interruptible (OÉI); cette puissance par exemple n'était que de 550 MW en 2007-2008 et il a fallu attendre 13 ans pour la porter à seulement 738 MW en 2020-2021 (Source : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2017, [Pièce B-1, HQD-1, Doc. 1](#), page 38, tableau 5.2). Il est donc loin d'être assuré que, soudainement, Hydro-Québec puisse accroître son gain en puissance interruptible par l'Option d'électricité interruptible en le faisant passer de son niveau actuel de 738 MW en 2020-2021 à 1340 MW à partir de l'hiver 2025-2026. Le tarif GDP Affaires lui-même pourrait capter des clients potentiels qui autrement seraient possiblement passés à l'Option d'électricité interruptible (OÉI).

- C) Le bilan de puissance révisé d'HQD du 25 février 2021 (R-4110-2019, B-0114) prévoit un **accroissement de la participation à la tarification dynamique** de son niveau actuel de 53 MW en 2020-2021 à 185 MW et plus à partir de l'hiver 2025-2026, soit une croissance de 349 % en cinq ans. Il s'agit ici encore d'un objectif très ambitieux et risqué.
- D) Le bilan de puissance révisé d'HQD du 25 février 2021 (R-4110-2019, B-0114) et relaté à notre tableau-synthèse ci-dessous prévoit un **accroissement du gain qui serait obtenu par une série de mesures et programmes (non clairement identifiés et ventilés) de l'unité Hilo (faisant partie d'« Hydro-Québec dans ses activités de distribution »)** de son niveau actuel de 57 MW prévus en 2021-2022 à 529 MW et plus à partir de l'hiver 2025-2026 (*incluant par exemple les chauffe-eau interruptibles à distance dont le déploiement a pendant plusieurs années été retardé par les préoccupations des autorités de santé publique quant au risque de légionellose*). Cela représente une croissance planifiée de 928 % en 4 ans. Il s'agit ici encore d'un objectif extrêmement ambitieux et risqué. Le manque de transparence, au dossier R-4110-2019, d'« Hydro-Québec dans ses activités de

distribution » quant à ces **mesures et programmes que cette dernière (par son unité Hilo) entend réaliser** nuit à l'évaluation du réalisme de cette prévision; ce sujet sera débattu au dossier R-4110-2019.

HILO Bilan en MW	2019	2020-	2021-	2022-	2023-	2024-	2025-	2026-	2027-	2028-
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
R-4110-2019 pièce B-0009 HQD-2, Doc.3 page 18, 1 nov. 2019	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
R-4110-2019 pièce B-0106 HQD-4, Doc.6 , vr État d'avancement du Plan d'approvisionnement, 2020-2029 page 22 16 nov. 2020		14	124	275	428	486	529	574	596	621
Complément de preuve R-4110-2019, Pièce B-0114 HQD-4, Document 7 , page-5 25 fév. 2021		3	57	124	275	428	529	574	596	621

- E) Le tableau 3.2 révisé (voir plus haut) de l'État d'avancement du Plan prévoit **l'interruptibilité en pointe des charges d'électricité pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs**. Il est à noter cependant que l'applicabilité de cette interruptibilité aux clients d'un tel usage qui étaient déjà existants en juin 2018 n'est pas encore réglée, faisant l'objet de deux demandes de révision respectivement logées par Bitfarms et la CETAC aux dossiers R-4143-2021 et R-4145-2021 (**BITFARMS**, Dossier R-4143-2021, [Demande de révision B-0002](#)) et **CETAC**, Dossier R-4145-2021, [Demande de révision B-0001](#)).

Ces cinq éléments étant dits ci-dessus, nous ne nous préoccupons pas du fait que le bilan de puissance d'Hydro-Québec Distribution au tableau 3.2 révisé ci-dessus incorpore la disponibilité en pointe de la centrale diesel des Îles-de-la-Madeleine. Cet outil de puissance, certes, est incertain du fait que le raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau principal d'Hydro-Québec Distribution est loin d'être décidé (Dossier R-4110-2019 Phase 2 à venir), mais cette centrale diesel n'est inscrite au bilan de puissance qu'aux seules fins de neutraliser le besoin de puissance des Îles-de-la-Madeleine si ce raccordement devait survenir (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0106, HQD-4, Document 6, vr 16](#)

[novembre 2020](#), page 25). Cette centrale diesel n'affecte donc pas, par elle-même, la date où le tarif GDP Affaires devrait être considéré comme évitant un approvisionnement en puissance de long terme.

20 - Nous soumettons donc qu'il serait imprudent pour la Régie de l'énergie de baser son analyse de rentabilité sur un report à l'hiver 2026-2027 du 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 du GDP Affaires. Compte tenu du risque inhérent à plusieurs des autres outils de puissance planifiés par Hydro-Québec d'ici cette période (tel que montré ci-dessus), nous soumettons qu'il serait plus sage à Hydro-Québec de conserver l'hiver 2024-2025 comme année-charnière de début du recours au coût évité d'approvisionnement en puissance de long terme (ou à la rigueur au moins l'année intermédiaire 2025-2026).

RECOMMANDATION NO. 2.3.3

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'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 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).

3.4 LA VOLATILITÉ D'UNE ESTIMATION À LONG TERME DES COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE ET L'AVANTAGE POUR UN DISTRIBUTEUR D'AVOIR DES OUTILS DE PUISSANCE QU'IL CONTRÔLE DIRECTEMENT

21 - Le recours aux coûts évités en puissance, à court et à long terme, basé sur les meilleures estimations futures disponibles (dont les prix futurs UCAP), constitue une composante reconnue par la Régie dans la détermination de la rentabilité d'une mesure.

22 - Nous constatons donc que le niveau d'aide financière offert par Hydro-Québec aux clients adhérant à ses divers outils de puissance interruptible (dont l'Option tarifaire GDP Affaires ici proposée) dépend des meilleures estimations futures disponibles (dont les prix futurs UCAP) quant aux coûts évités en puissance.

Nous nous inquiétons du recours de plus en plus étendu, par le Distributeur, à ces estimations pour déterminer la rentabilité (et donc le niveau d'aide) d'une quantité de plus en plus étendue d'outils de gestion de sa demande en puissance (dont l'Option tarifaire GDP Affaires ici proposée).

23 - **Même les meilleures estimations futures disponibles des coûts évités en puissance à long terme comportent 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.**

24 - Comme le soulignent en effet avec justesse Emma Nicholson et Michael Kagan (de Concentric Energy Advisors) dans une étude préparée pour l'Edison Electric Institute (EEI) :

*Page 10: the avoided cost benchmarks are designed to reflect the utility's administratively determined avoided cost at a specific time based on the methodology used by the state PUC. As noted, **the methods states use to determine a utility's avoided cost often do not reflect current market conditions and can vary significantly.***

Page 17: **the administratively determined avoided cost rates do not reflect market-based outcomes.**

Page 18: **administratively determined rates can become divorced from market conditions and result in customer overpayment**

[Souligné en caractère gras par nous]

Source: **Emma NICHOLSON, Michael KAGAN (CONCENTRIC ENERGY ADVISORS)**, *An Empirical Analysis of Avoided Cost Rates for Solar And Wind Qfs Under PURPA*. Prepared for the Edison Electric Institute, November 2019, <https://ceadvisors.com/wp-content/uploads/2019/11/An-Empirical-Analysis-of-Avoided-Cost-Rates-for-Solar-and-Wind-QFs-Under-PURPA.pdf>, pages 10, 17 et 18.

Dans cette étude toutefois, les auteurs avaient constaté que le prix de marché était inférieur au calcul administratif des coûts évités employé par l'utilité publique.

25 - La Commission des services publics (PSC) de la Caroline du Sud indique aussi avec justesse :

Page 4: **There is always a risk, even using the best available information to project avoided cost and set avoided cost rates, that the actual costs will change over time.**

Page 43: **the utility customers are locked into paying for the QF's power at the administratively determined avoided cost rates for the full term of the PPA, regardless of whether market conditions change or whether the value of the QF energy and capacity decreases or increases.**

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : **PUBLIC SERVICE COMMISSION OF SOUTH CAROLINA (PSC-SC)**, Dockets nos. 2019-185-E and 2019-186-E, *Re South Carolina Energy Freedom Act (H.3659) and Duke Energy Carolinas, LLC and Duke Energy Progress, LLC*, Order No. 2019-881(A), January 2, 2020,

Dans cette affaire, la Commission citait un témoin qui estimait déraisonnable de fixer un tarif en se basant sur un coût évité sur 10 ans. (Note : en l'espèce la Commission craignait que le coût évité réel baisse) :

Page 39 : Mr. Brown [NDLR: George Brown, General Manager of Strategy, Policy, and Strategic Investment in the Distributed Energy Technology group at Duke Energy Corporation] further testified that **the proposed fixed 10-year**

fixed avoided cost rates required under Act 62 **will be the longest fixed rates offered** under PURPA in the Southeast for projects larger than one MW. (Tr. Vol. 2, p. 621.25.)

[Souligné en caractère gras par nous]

26 - En l'espèce, 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.**

27 - On constate 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. Ainsi par exemple, selon un rapport préparé en 2017 pour l'American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) : :

*Page v: Equally interesting is that in all scenarios except business as usual, **the winter peak becomes the system peak**, driven by photovoltaics (which can have a large impact on summer, but not on winter peaks), growth in use of heat pumps, and likely higher demand response savings in the summer than in the winter. **This change to a winter peak occurs in about 2020 in most of the alternative scenarios**, but early in the 2030s in the high energy demand scenario. Currently, winter peaks often occur in a few parts of the Southeast and sometimes occur in many parts of the region. **Our analysis suggests that winter peaks will become significantly more common in many parts of the Southeast.***

*Page vi: At this point, **these long-term scenarios, while based on emerging developments, contain substantial uncertainties**. Still, these scenarios point out several possibilities that resource planners in the Southeast should incorporate in long-term planning. First, **there is a reasonable chance that the region (or at least substantial portions) could become winter peaking***

rather than summer peaking, or that the winter and summer peaks will be very similar.

Page 9 : *It should be noted that while the Southeast is historically summer peaking, **a few planning areas are predominantly winter peaking (e.g., some public and cooperative utilities in Florida, Alabama, and South Carolina), and in some years, many regions peak in winter (e.g., while Duke Energy, the Southern Company, and the Tennessee Valley Authority [TVA] are normally summer peaking, in 2014 and 2015 they peaked in the winter)** (Wilson 2017).*

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : **Steven NADEL**, *Electricity Consumption and Peak Demand. Scenarios for the Southeastern United States, Report U1704, American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), March 2017, <https://www.aceee.org/sites/default/files/publications/researchreports/u1704.pdf>*, pages vi, 21, 23.

28 - Ce même rapport souligne la volatilité des prévisions de coûts d'approvisionnement à long terme, dans l'actuel contexte changeant :

Pages vi et 23 : **We are entering a dynamic period with substantial uncertainty for long-term electricity sales and peaks.** *Developments in energy efficiency, PV, EV, HP, and DR need to be carefully observed and analyzed over the next few years. And where public goals such as reducing energy bills, system costs, and system emissions will be served by these developments, policies can be adopted to encourage these trends. **Resource planners should incorporate these emerging trends and policies into their long-term forecasting and planning.** Such observations and analysis should provide greater clarity to resource planners and help to keep energy consumption, energy costs, and energy sector emissions down as the Southeast economy continues to grow.*

Page 21 : **Our analysis illustrates the importance of incorporating emerging market trends,** *such as energy efficiency, photovoltaics, heat pumps, electric vehicles, and enhanced demand response into utility system planning. **While significant uncertainty exists as to actual outcomes of these developments, not incorporating them into electric system planning can lead to mistakes that needlessly raise costs to customers or compromise reliability.***

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : **Steven NADEL**, *Electricity Consumption and Peak Demand. Scenarios for the Southeastern United States, Report U1704, American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), March 2017, <https://www.aceee.org/sites/default/files/publications/researchreports/u1704.pdf>, pages vi, 21, 23.*

29 - De fait, des estimations du coût évité en capacité (incluant approvisionnement en puissance ainsi que le transport et la distribution) existent déjà à 190\$US/kW et 100\$US/kW, soit substantiellement plus que les niveaux examinés au présent dossier :

*The capacity costs (generation, transmission, and distribution costs) in Crowded City are almost twice those of Dairy Town **(\$190/kW-year vs. \$100/kW-year)**.*

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : **Metin CELEBI, Philip Q. HANSER (BRATTLE GROUP)**, *Marginal Cost Analysis in Evolving Power Markets: The Foundation of Innovative Pricing, Energy Efficiency Programs, and Net Metering Rates*, in Current Topics in Energy Markets & Regulation Energy issue 02 2010, https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/7838_energy_newsletter_2010_n_o_2_-_marginal_costs.pdf, page 9.

30 - Notre propos auprès de la Régie, résultant de ce qui précède, ne vise pas à nous livrer ici à un exercice de prévision de l'impact des divers changements et incertitudes sur le prix de la puissance des 10 prochaines années, mais plutôt à **sensibiliser la Régie quant à l'importance du risque prévisionnel de toute estimation du coût futur à long terme des achats de puissance, le coût réel de la puissance pouvant s'avérer supérieur.**

31 - Le coût d'une Option tarifaire offerte par le Distributeur d'une durée de vie de 10 ans comporte un niveau de certitude que ne comporte pas l'estimé (même le meilleur possible) du coût qu'auraient des achats de puissance sur les marchés des dix prochaines années.

Du point de vue de la qualité de sa planification du bilan de puissance, un distributeur d'électricité bénéficie de toute évidence d'un avantage à dépendre d'une Option tarifaire dont il contrôle le coût plutôt que d'approvisionnements en puissance 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 : **UNITED STATES FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (US-FERC) STAFF**, Docket No. AD09-10, *National Action Plan on Demand Response*, June 17, 2010, https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/FERC_NAPDR_-_final.pdf. Voir aussi : **UNITED STATES, DEPARTMENT OF ENERGY OFFICE OF ELECTRICITY**, *Demand Response*, <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid/demand-response>.

Nous soumettons que ces avantages dans la qualité de la planification du bilan de puissance du Distributeur lorsque les outils demeurent sous son contrôle (et inversement du risque désavantageant les outils d'approvisionnement externes au prix incertain à long terme) devraient être pris en considération, que ce soit qualitativement ou par une tentative de monétisation de ces avantages et désavantages dans l'étude de rentabilité de l'Option tarifaire ici considérée.

32 - Nous soumettons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.4**LA VOLATILITÉ D'UNE ESTIMATION À LONG TERME DES COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE ET L'AVANTAGE POUR UN DISTRIBUTEUR DE DISPOSER D'OUTILS DE PUISSANCE QU'IL CONTRÔLE DIRECTEMENT**

Nous souhaitons sensibiliser la Régie quant à l'importance du risque prévisionnel de toute estimation du coût futur à long terme des achats de puissance, le coût réel de la puissance pouvant s'avérer supérieur, compte tenu notamment de l'évolution des mesures de tarification du carbone, de l'augmentation de l'électrification et du déplacement graduel de la pointe vers l'hiver dans les juridictions avoisinantes.

Le coût d'une Option tarifaire offerte par le Distributeur d'une durée de vie de 10 ans comporte un niveau de certitude que ne comporte pas l'estimé (même le meilleur possible) du coût qu'auraient des achats de puissance sur les marchés des dix prochaines années.

Du point de vue de la qualité de sa planification du bilan de puissance, un distributeur d'électricité bénéficie de toute évidence d'un avantage à dépendre d'une Option tarifaire dont il contrôle le coût plutôt que d'approvisionnements en puissance 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.

Nous soumettons que ces avantages dans la qualité de la planification du bilan de puissance du Distributeur lorsque les outils demeurent sous son contrôle (et inversement du risque désavantageant les outils d'approvisionnement externes au prix incertain à long terme) devraient être pris en considération, que ce soit qualitativement ou par une tentative de monétisation de ces avantages et désavantages dans l'étude de rentabilité de l'Option tarifaire ici considérée.

3.5 LE COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

33 - Hydro-Québec Distribution indique qu'« en accord avec [la] volonté de la Régie [il] inclut dans ses présentes analyses la perte de revenus associée à l'Option. Conséquemment, par souci de cohérence, il inclut également les coûts évités en énergie associés à ces mêmes heures d'interruption. Pour ce faire, il utilise les coûts évités horaires des heures de plus forte charge, présentés au tableau 6.1 de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, pour les heures correspondant à celles visées par l'Option. » soit 7,6 c/kWh en moyenne (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), page 23, lignes 17-22 et Pages 22 et 24, Tableaux 6 et 7)

Nous sommes en accord avec la méthode du Distributeur sous réserve de tout ajustement éventuel de cet État d'avancement.

34 - Nous logeons la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.5
LE COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

Hydro-Québec Distribution indique qu'« en accord avec [la] volonté de la Régie [il] inclut dans ses présentes analyses la perte de revenus associée à l'Option. Conséquemment, par souci de cohérence, il inclut également les coûts évités en énergie associés à ces mêmes heures d'interruption. Pour ce faire, il utilise les coûts évités horaires des heures de plus forte charge, présentés au tableau 6.1 de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, pour les heures correspondant à celles visées par l'Option. » soit 7,6 c/kWh en moyenne (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), page 23, lignes 17-22 et Pages 22 et 24, Tableaux 6 et 7)

Nous sommes en accord avec la méthode du Distributeur sous réserve d'ajustement éventuel de cet État d'avancement.

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

35 - 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, l'estimation de cette rentabilité pouvant même être accrue selon nos recommandations qui précèdent et, de toute manière, cette rentabilité étant suffisamment élevée même pour augmenter l'aide financière offerte, ce qui sera examiné plus loin.

36 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.3.6**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, l'estimation de cette rentabilité pouvant même être accrue selon nos recommandations qui précèdent et, de toute manière, cette rentabilité étant suffisamment élevée même pour augmenter l'aide financière offerte, ce qui sera examiné plus loin.

4

LES MODALITÉS DE L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES**4.1 LA POSSIBILITÉ D'UN'ENGAGEMENT DE PLUS D'UN AN**

37 - Le Distributeur avait déjà indiqué qu'il serait prêt (avec l'accord de la Régie dans une cause tarifaire) à offrir aux clients qui le désirent l'option d'un engagement multi-annuel (mais sans en faire une obligation car autrement la participation risquerait de décroître et le Distributeur risquerait de devoir accroître l'aide financière afin de maintenir le Programme tout en compensant les clients pour leur risque accru).³

38 - Il nous semble fondamental que les clients qui le désirent puissent avoir accès à une protection contractuelle multiannuelle les réassurant quant à la pérennité de l'Option tarifaire, ceci après les tourments des dernières années où le Programme GDP Affaires se trouvait continuellement à risque de non renouvellement littéralement jusqu'à la dernière minute.

Cela est essentiel notamment si l'on désire pouvoir accueillir et conserver des participants ayant besoin d'effectuer des investissements requis par cette participation.

³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0004, HQD-1, Document 1](#), Page 14, lignes 24-28.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), Réponses 11.1 à 11.5 à la Régie.

39 - 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. 2.4.1**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.

4.2 LE MONTANT DE L'AIDE FINANCIÈRE

40 - Nous sommes d'avis également 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. Cela constitue un gage de stabilité de la participation. Il n'existe aucune étude qui justifierait un montant d'aide moindre.

41 - Dès la phase 1 du présent dossier, le Distributeur avait longuement expliqué le cheminement qui l'avait amené à établir cette aide à 70 \$/kW :

D'emblée, le Distributeur croit important de rappeler certaines notions relatives à la fixation de l'appui financier pour un programme commercial.

*D'abord, l'appui financier n'est pas uniquement établi sur la base des coûts pour le client, mais également sur celle des objectifs que souhaite atteindre le Distributeur. En d'autres termes, **le Distributeur doit tenter de déterminer quel est le niveau d'appui financier suffisant pour inciter une participation des clients à la hauteur visée par un programme.** En ce sens, le Distributeur n'estime pas approprié de baser uniquement son appréciation du niveau d'appui financier sur les coûts pour les clients.*

*Le Distributeur souligne à cet égard que les coûts que pourraient encourir les clients ne donnent qu'une indication partielle de ce qui pourrait constituer un niveau d'appui financier suffisant. En effet, la participation des clients à un programme comme celui faisant l'objet du présent dossier comporte des inconvénients pour les participants, dont la valeur est difficilement quantifiable et différente d'un participant à l'autre. Ce faisant, **il est clair que le niveau d'appui financier doit être plus élevé que les coûts directs pour les participants, faute de quoi la participation sera nulle. À nouveau, le niveau suffisant n'est pas celui qui permet aux clients de récupérer uniquement leurs coûts mais bien celui qui les incite à participer.***

À cet effet, le Distributeur souligne que ce que constitue un niveau adéquat d'appui financier varie évidemment selon les clients. Pour certains, les coûts

directs et les contraintes sont plus faibles, alors que pour d'autres, ils sont plus importants. Pour d'autres encore, l'appui financier est insuffisant pour compenser les inconvénients subis. Plusieurs clients ont d'ailleurs refusé de participer au Programme pour cette raison. Cela illustre l'importance pour le Distributeur d'établir l'appui financier à un niveau qui lui permet d'atteindre ses objectifs, et non pas de tenter de le calquer sur les coûts directs et indirects des clients.

Le Distributeur insiste sur le fait qu'il est clair que l'appui financier est plus élevé que les coûts directs ou indirects que subissent la majorité des clients. Ce résultat est tout à fait attendu. En l'absence de gains pécuniaires pour les clients, aucun n'accepterait de participer au Programme.

À cette étape, le Distributeur croit utile de rappeler quels sont les différentes contraintes ou inconvénients auxquels doivent faire face les participants et qui permettent d'expliquer pourquoi le niveau d'appui financier doit être suffisant pour soutenir leur participation. Ces éléments ont été pris en considération au moment de la calibration de l'appui financier :

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

Il est donc important de retenir que, dans le cas du Programme, **le niveau d'appui financier n'est pas le fruit d'une analyse fine des coûts réels pour les clients, pour les raisons invoquées aux paragraphes précédents. Il résulte d'échanges entre le Distributeur, les partenaires du marché et les clients.**

Avant le lancement du projet pilote, le Distributeur a testé auprès de ces interlocuteurs les modalités proposées pour le Programme, y compris le

niveau d'appui financier, afin de déterminer s'il pouvait raisonnablement s'attendre à une réponse favorable du marché. Une rencontre à cet effet a eu lieu en mai 2015. Elle réunissait une dizaine de clients majeurs et une quarantaine de partenaires du marché représentant des milliers de clients. Au cours des semaines qui ont suivi, le Distributeur a eu plusieurs échanges avec les clients et partenaires pour s'assurer de leur bonne compréhension des modalités du Programme, et ce, afin de leur permettre de mieux jauger son impact sur leurs activités et leurs risques financiers.

Le Distributeur souligne qu'au cours de ces rencontres, des partenaires ont mentionné qu'à leur avis, plusieurs clients ne participeraient pas au Programme. En effet, pour ces clients, les modalités proposées induisent des contraintes d'opération ou des risques d'affaires trop importants, que l'appui financier ne parvient pas à compenser suffisamment, comme le Distributeur l'a déjà mentionné. Le Distributeur y voit le signe qu'au niveau actuel, l'appui financier n'est pas excessif, sans quoi les clients n'auraient aucune hésitation.

Par la suite, les modalités du Programme ont été mises à l'épreuve dans le cadre du projet pilote. Comme l'indique le rapport déposé à l'annexe B de la pièce HQD-1, document 2 (B-0007), les résultats furent concluants. C'est également à la lumière de ces échanges avec les partenaires du marché et sa connaissance des clients, à travers notamment ses délégués commerciaux, que le Distributeur est en mesure d'affirmer qu'une réduction de l'appui financier se traduirait inévitablement par une baisse de la participation. Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier quelle serait cette baisse. La seule façon d'y parvenir serait de réduire l'appui financier et de constater la réaction du marché. Évidemment, une telle approche est inapplicable.

Le niveau d'appui financier a également été fixé par le Distributeur en regard des coûts évités de long terme en puissance, c'est-à-dire ce que lui permet d'éviter le Programme. Il est clair qu'à hauteur de 70 \$/kW, l'appui financier est largement en deçà du coût évité de long terme en puissance, soit 110 \$/kW avant les coûts de transport et de distribution.

Enfin, comme le Distributeur le mentionne à la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), le niveau d'appui financier a été déterminé en considérant le montant global que les clients sont susceptibles de recevoir en échange de leur participation. Un montant global trop faible découragerait toute participation des clients. Ceci explique d'ailleurs en partie pourquoi le Programme prévoit un appui financier unitaire plus élevé que pour les options d'électricité interruptible (OÉI), pour lesquelles la puissance

effacée est beaucoup plus importante et, partant, le montant total d'appui financier versé aux clients.⁴

En conclusion, le Distributeur réitère que le niveau d'appui financier actuel permet d'atteindre les objectifs visés par le Programme tout en étant rentable pour le Distributeur. **Une réduction de l'appui financier, dans l'espoir de le rapprocher des coûts des clients et ainsi réduire davantage le coût pour le Distributeur, ne lui permettrait pas d'atteindre sa cible en matière de réduction de la demande en puissance. À long terme, ni les clients visés, ni le Distributeur et l'ensemble de sa clientèle, ne sortiraient gagnants d'une telle stratégie.**⁵

42 - Nous constatons de ce qui précède que le calibrage de l'aide financière moyenne à 70 \$/kW (auquel l'on soustrait le 10\$/kW tel que vu plus haut) 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.

43 - 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.

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

⁴ Note infrapaginale dans la citation : À titre illustratif, pour l'hiver 2017-2018, les 25 clients participant aux OÉI pour la clientèle de grande puissance ont reçu au total une somme de plus 14 M\$. Pour la même période, les 404 projets inscrits au Programme (2 057 compteurs) se sont partagés une somme de 20 M\$.

⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), Réponse 3.1 à la Régie. Souligné en caractère gras par nous.

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).

44 - En la présente Phase 2, le Distributeur réitère l'optimalité du niveau d'aide financière à 70\$/kW :

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc.2](#), pages 8-9 :

*Ainsi, fort des résultats obtenus au cours des dernières années, le Distributeur juge que **le seul appui financier pour lequel il peut être raisonnablement assuré d'obtenir l'effacement attendu est l'appui unique de 70 \$/kW offert jusqu'à ce jour.** La proposition tarifaire présentée dans les prochaines sous-sections est celle que le Distributeur estime la plus en mesure de lui permettre de livrer un effacement comparable à celui fourni par l'appui financier actuel et de **permettre à de nouveaux clients, dont les coûts de participation à l'Option pourraient être plus élevés, d'y adhérer.***

[Souligné en caractère gras par nous]

45 - Paragraphe omis.

46 - Hydro-Québec Distribution explique comme suit la baisse de 10\$/kW qu'il propose :

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc.2](#), pages 10-11 :

*Compte tenu de ce qui précède, du caractère critique de la contribution de l'Option au bilan de puissance, des indications reçues de la Régie à ce jour et de l'absence de données précises relatives à l'ensemble des coûts à considérer, le Distributeur propose de **fixer l'appui financier moyen au montant de 60 \$/kW.** Ce montant est dérivé du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW, duquel est soustraite une approximation des coûts d'équipement requis pour l'effacement, que la Régie a suggéré de compenser par voie d'un éventuel programme d'efficacité énergétique. À cet égard, **le Distributeur note que bien que l'Option présente une rémunération moins élevée que le Programme, elle offre néanmoins l'avantage d'une certaine pérennité par rapport au Programme qui devait être approuvé annuellement. Dans ces***

circonstances, le Distributeur préfère attendre de constater les effets de cette pérennisation avant de juger s'il y a lieu de pallier l'écart de rémunération au moyen d'un programme d'efficacité énergétique.

[Souligné en caractère gras par nous]

47 - Nous sommes en accord avec cette baisse de l'aide moyenne de 10\$/kW et la variation raisonnable proposée par Hydro-Québec entre les strates.

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.

48 - 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.

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

49 - 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.

50 - 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.

51 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2.4.3 MODIFIÉE

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.

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

52 - La « puissance de référence » à l'article 4.74 est définie comme « une valeur, exprimée en kilowatts, qui est estimée à partir de la régression linéaire de la moyenne des appels de puissance réelle de l'abonnement et de la température moyenne pendant la période de référence. Hydro-Québec peut ajuster la puissance de référence au besoin pour mieux refléter le profil de consommation normal du client. ».

Nous soumettons respectueusement 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.

53 - Le texte tarifaire devrait prévoir un balisage de cette discrétion. Nous sommes conscient qu'un tel enjeu se pose également pour d'autres tarifs.

RECOMMANDATION NO. 2.4.4 MODIFIÉE**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.

4.5 LE SEUIL MINIMAL DE RÉDUCTION DE PUISSANCE DE 15 KW PAR ABONNEMENT

54 - Le Distributeur demande à la Régie de fixer un seuil minimal de réduction de puissance de 15 kW par abonnement : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), section 3.4.2. Nous sommes en accord à ce stade avec cette demande du Distributeur.

55 - 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 évènements 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.

56 - Nous logeons donc les recommandations suivantes :

RECOMMANDATION NO. 2.4.5.1 MODIFIÉE

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**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 évènements 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 évènements 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 évènement 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.

4.6 LA MODIFICATION VISANT À ÉVITER QUE CERTAINS PARTICIPANTS REÇOIVENT, DE PAR LE MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMAL (MAFM), UN MONTANT PLUS ÉLEVÉ EN N'ÉTANT PAS SOLLICITÉS POUR S'EFFACER LA POINTE QUE S'ILS DEVAIENT FAIRE L'EFFORT DE LE FAIRE

57 - Le Distributeur avait jadis demandé à la Régie une modification visant à éviter que certains participants reçoivent, de par le montant d'appui financier minimal (MAFM), un montant plus élevé en n'étant pas sollicités pour s'effacer la pointe que s'ils devaient faire l'effort de le faire : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), section 3.4.4.

58 - Nous sommes en accord à ce stade avec cette ancienne demande du Distributeur. Comme nous l'avons spécifié en réponse à une demande de renseignement de la Régie (C-SÉ-0035, SÉ-2, Doc.2, Réponse 2) et à l'instar de l'ACEFQ, nous recommandons que le MAFM ne devrait dans aucun cas excéder le montant d'aide financière qui serait accordé à un participant devant fournir un effacement équivalent à sa puissance engagée à au moins une occasion au cours d'un hiver. Nous formulons cette recommandation comme suit :

RECOMMANDATION NO. 2.4.6 (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.

4.7 L'INADMISSIBILITÉ DES AGRÉGATEURS À L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES

59 - Le Distributeur soumet à la Régie que les agrégateurs seraient inadmissibles à l'Option tarifaire GDP affaires : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Phase 2, [Pièce B-0085, HQD-6, Doc. 2](#), section 3.4.1.

60 - Nous sommes en accord à ce stade avec cet aspect de la demande du Distributeur.

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.

4.8 AUTRES MODIFICATIONS AU TEXTE TARIFAIRE PROPOSÉ

61 - 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. 2.4.8

AUTRES MODIFICATIONS 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).

5

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

62 - Nous invitons respectueusement la Régie de l'énergie à 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).

63 - 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. 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.

RECOMMANDATION NO. 2.5**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. 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.

6

- CONCLUSION

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