

**CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No. : R-4041-2018

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Demandeur

et

**REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS
RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU
QUÉBEC**

Intervenant

HQD – DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME GDP AFFAIRES
Phase 2

PLAN D'ARGUMENTATION
DU RNCREQ

“Au choc des idées jaillit la lumière”

- Nicolas Boileau, philosophe français du 17^e siècle.

INTRODUCTION

Pour les motifs qui seront plus amplement détaillés ci-après, l'intervenant RNCREQ recommandera à la Régie que :

- Le montant d'appui financier soit réduit de façon importante, à savoir sous les 50\$/kW et idéalement à environ 30 \$/kW;
- Qu'une phase 3 soit créée dans le présent dossier afin de pouvoir réajuster le montant d'appui financier qui sera fixé à la lumière des résultats de l'Option et de l'évolution du bilan de puissance.

1. LE MONTANT PROPOSÉ PAR LE DISTRIBUTEUR

Le Distributeur suggère que 60\$/kW est un prix moyen approprié pour l'appui financier [[B-0080](#), p.11].

Avec égards pour l'opinion contraire, le RNCREQ soumet que l'approche du Distributeur pour déterminer ce prix est erronée. Voici pourquoi :

a) Le calcul du Distributeur

Pour déterminer le prix de 60\$/kW, le Distributeur fait le calcul suivant :

70\$/kW	-	10\$/kW	=	60\$/kW
Prix éprouvé en vertu de l'ancien Programme		Estimation des coûts d'implantation basée sur le MAFM		
		[D-2019-164 , para. 266 et B-0004 , p. 16 – voir aussi B-0015 , p.14, #3.2 et #3.3]		

Or, ce calcul est problématique à deux niveaux :

- i. Le montant de 10\$/kW qui est soustrait sous-estime les coûts d'implantation; mais surtout
- ii. À la base, le « prix éprouvé de 70\$/kW » ne s'appuyait pas sur une analyse des coûts réels des clients; et
- iii. Les coûts récurrents réels des clients ont maintenant été identifiés.

i. Les coûts d'implantation dépassent les 10\$/kW

L'audit initial de Technosim [[B-0080](#), p.19 du .pdf] indiquait un coût moyen d'implantation de **19,33\$/kW**;

Lors de l'audience, M. Michel Parent a nuancé ce coût en indiquant que la moyenne pondérée était de **11,26\$/kW** [notes sténographiques du 18 mai 2021, [A-0088](#), p. 58-59 – voir aussi l'engagement #8 du Distributeur, [B-0142](#)];

D'autres intervenants ont retenu des coûts d'implantation différents [[C-GRAME-0031](#), p. 6], allant d'une moyenne pondérée de **13,50\$/kW** à **20,30\$/kW** et une moyenne arithmétique à **32\$/kW**;

À leur face même, ces valeurs de coûts d'implantation semblent indiquer que dans tous les cas un montant de 10\$/kW est une sous-évaluation de ces coûts d'implantation.

Or, étant donné la décision de la Régie à l'effet que l'Option tarifaire devrait être basée sur les coûts récurrents, sans tenir compte des coûts d'implantation, la détermination de ces coûts n'a ultimement que peu d'utilité dans le cadre des présentes.

ii. Le « prix éprouvé de 70/kW » ne s'appuie pas sur les coûts réels

Le Distributeur l'a admis en phase 1 [[B-0015](#), p.13] :

« 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 [...] »

iii. Les coûts récurrents réels des clients se situent entre 0\$ et 16\$

Suite à l'Audit initial de Technosim [[B-0080](#), p.11 et ss. Du .pdf] et à une réponse en DDR [[B-109](#), Annexe A, p. 45], les coûts récurrents réels des clients ont pu être déterminés.

Comme le souligne le rapport d'analyse du RNCREQ [[C-RNCREQ-0035](#), p. 38] et la présentation lors de l'audience [[C-RNCREQ-0038](#), p. 11], ces coûts varient entre 0\$ et 16\$ et se situent entre 4\$ et 11\$ quant à leurs moyennes.

Le montant suggéré du Distributeur (60\$/kW) dépasse donc par 6 à 15 fois la moyenne des coûts récurrents des clients et 4 à 6 fois les valeurs maximales.

Bien entendu, le montant doit inclure une compensation pour les inconvénients en plus des coûts récurrents, mais ces inconvénients ne sauraient être de 4, 6, 10 ou 15 fois supérieurs ou coûts récurrents.

Tout peut porter à croire que même avec un coût beaucoup moindre que 60\$/kW un nombre important de clients continueront néanmoins de participer à l'Option GDP Affaires, notamment ceux avec les effacements les plus importants et ceux dont les coûts récurrents étaient nuls (gestion de la ligne de production) ou peu élevés.

En effet, tant que le montant d'appui financier dépasse leurs coûts récurrents et leurs inconvénients, les clients devraient y voir un intérêt, même si la compensation n'est pas de 4 fois ou 15 fois leurs coûts.

Avec les informations dont nous disposons, il n'est toutefois pas possible de déterminer le « prix de réserve » de chaque client, c'est-à-dire le prix à partir duquel ils cessent de participer à l'Option. Pour le savoir, il faudrait voir comment réagissent les clients suite à une réduction du montant d'appui financier.

C'est d'ailleurs précisément ce qu'indiquait le Distributeur en phase 1 [[B-0015](#), p.13] :

*« [...] 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.** »*
(nos caractères gras)

Nous soumettons qu'au contraire, maintenant est le moment idéal d'adopter une telle approche puisque :

- i. L'Option GDP Affaires est déficitaire à court et moyen terme; et
- ii. Les besoins en puissance à long terme ne sont pas nécessaires avant 2026-2027;

C'est ce qui nous mène à l'analyse économique.

b) L'analyse économique

i. L'Option GDP Affaires est déficitaire à court et moyen terme

Dans la présentation de l'analyste externe du RNCREQ [[C-RNCREQ-0038](#), tableau 7 à la p.4], on peut voir que les coûts liés à l'Option GDP Affaires dépassent les coûts évités de fourniture à chaque année, tant que les coûts évités de long terme n'y sont pas inclus.

À ce Tableau 7 on devrait inclure les données de 2020-2021 puisque le tarif en vigueur n'était que provisoire [[D-2020-120](#)] et que par définition, la décision fixant le tarif définitif peut avoir une portée rétroactive :

- [Énergir, 2020 CanLII 54867 \(QC RDE\)](#), par 24 :

« [24] La Régie comprend qu'Énergir souhaite offrir une certaine stabilité dans les tarifs qu'elle offre à sa clientèle mais, par définition, une ordonnance tarifaire provisoire peut être révisée, avec portée rétroactive, dans le cadre d'une décision subséquente portant sur le tarif final et disposant de la preuve au mérite. »

(référence omise)

- [Bell Canada c. Canada \(Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes\), 1989 CanLII 67 \(CSC\), \[1989\] 1 RCS 1722](#), p. 1752 :

« [...] Le régime juridique de la *Loi sur les chemins de fer* et de la *Loi sur les transports nationaux* est tel que l'une des différences entre les ordonnances provisoires et définitives doit être que les décisions provisoires peuvent être révisées et modifiées rétroactivement dans une décision finale. **Il relève de la nature même des ordonnances provisoires que leur effet ainsi que toute divergence entre une ordonnance provisoire et une ordonnance définitive peuvent être révisés et corrigés dans l'ordonnance définitive [...]. »**

(nos caractères gras)

Conséquemment, nous soumettons que la Régie a le pouvoir de modifier rétroactivement le tarif provisoire qui était en vigueur durant l'hiver 2020-2021. Nous n'en faisons toutefois pas une recommandation.

Cela dit, vu la portée rétroactive que pourrait avoir la décision finale, il n'y a aucune raison d'écarter les résultats de l'année 2020-2021 de l'analyse économique.

Bref, selon cette analyse économique [[C-RNCREQ-0038](#), tableau 7 à la p.4], on note une perte de 14M\$ et 18M\$ pour les deux prochaines années et cette perte continue d'être d'un peu plus de 20M\$ jusqu'à ce l'Option GDP Affaires permettent d'éviter des coûts de fourniture de long terme.

Soulignons tout de suite que l'analyse économique révèle que l'Option GDP Affaires n'a pas rencontré le test de la neutralité tarifaire pour 2020-2021 et qu'elle ne la rencontrera pas pour 2021-2022. C'est un élément fondamental relativement aux recommandations du RNCREQ, mais avant d'aborder la question de la neutralité tarifaire, observons les besoins de puissance à long terme puisque ceux-ci aussi influenceront la neutralité tarifaire.

ii. Les besoins de puissance à long terme

- *La date d'inclusion des coûts évités de long terme*

Le Distributeur soumet que les coûts évités de long terme devraient être inclus dans l'analyse économique à partir de 2023-2024 [[B-0102](#), réponse 8.2, page 35-36]

Dans la présente phase, le Distributeur réitère toutefois ce qui suit [[A-0088](#), p. 174] :

« Donc, le Distributeur réitère que sa compréhension de la décision de la Régie est à l'effet qu'on ne pouvait pas appliquer le coût évité de long terme les années où il n'y avait pas de besoin de long terme. Donc, selon ce qu'on vous a soumis au présent dossier, sans l'apport de la GDP Affaires, les besoins de long terme se font sentir dès l'année deux mille vingt-deux, deux mille vingt-trois (2022-2023). »

La décision [D-2019-164](#) (para. 217 et 219) avait pourtant déjà mis fin au débat sur la façon dont les coûts évités de long terme devaient être inclus dans l'analyse économique. À cette époque, le

Distributeur avait présenté son bilan de référence [B-0054, p.4] on y voyait que les besoins de puissance à long terme ne dépassaient les 1100 MW qu'à partir de 2023-2024. Au paragraphe 219 de sa Décision, la Régie avait décidé que les coûts évités de fourniture à long terme ne devaient être pris en considération qu'à partir de ce moment.

Nous soumettons donc respectueusement que le même exercice devrait s'appliquer ici et que les coûts évités de long terme ne doivent pas faire partie de l'analyse économique avant 2026-2027 [C-RNCREQ-0038, p. 3 et 4].

Bref, nous savions déjà que l'Option GDP Affaires ne rencontrait pas le test de la neutralité tarifaire pour les 2 prochains hivers [C-RNCREQ-0038, tableau 7 à la p.4] mais en réalité, si les prévisions s'avèrent exactes, ce sera le cas aussi jusqu'en 2025-26. C'est seulement à partir de 2026-2027 qu'elle sera rencontrée, sur une base annuelle.

La valeur actualisée nette (VAN) permet d'apprécier la neutralité tarifaire sur plusieurs années. En utilisant les mêmes hypothèses d'actualisation que le Distributeur, l'analyste externe du RNCREQ a démontré que la proposition de celui-ci mènerait à une pression à la hausse sur les tarifs de l'ordre 48M\$ [C-RNCREQ-0038, p. 4]. C'est n'est guère mieux que la proposition du Distributeur en phase 1 qui indiquait une pression tarifaire à la hausse de 54,3M\$. Dans les deux cas, le test de la neutralité tarifaire n'est pas rencontré.

c) La neutralité tarifaire

La Décision D-2019-164 ne laissait pas de doute à l'effet que le montant d'appui financier devait être analysé dans une perspective de neutralité tarifaire. Ses conclusions indiquaient d'ailleurs :

La Régie de l'énergie :

[...]

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

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

- l'horizon d'examen du plan d'approvisionnement 2017-2026,

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

ESTIME que le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026 et qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, tel qu'exprimé à la section 5.3, devrait assurer la neutralité tarifaire; »

Le début de la section 5.3 est reproduit ci-après :

« 5.3 OPTIMISATION DE L'APPUI FINANCIER

[230] Le Distributeur soutient que ce sont les caractéristiques du Programme, telles que présentées, qui doivent être considérées dans l'appréciation de ce dernier :

« 12. [...] Autrement dit, le présent dossier ne vise pas à définir un nouveau programme suivant les souhaits ou les suggestions des différents intervenants au dossier »^[123].

[231] La Régie ne partage pas ce point de vue. Elle croit qu'il peut être pertinent de revoir certaines modalités si cette revue permet d'assurer la neutralité tarifaire du Programme.

[232] L'approche du Distributeur permet d'établir la valeur maximale de l'appui financier sur la base des coûts évités en puissance de long terme. Selon le Distributeur, tout appui financier offert sous cette borne maximale est justifié.

[233] La Régie considère plutôt que cette approche, bien qu'elle permette de remplir une condition nécessaire à l'approbation du Programme, ne constitue pas une condition suffisante à son approbation.

[234] Elle estime qu'une telle approche ne permet pas de déterminer si l'appui financier offre uniquement la rémunération suffisante pour mener à l'effacement visé par le Programme, **tout en cherchant à minimiser ses coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle qui le paie.**

Autrement dit, cette approche ne permet pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables. » (nos caractères gras)

C'est donc dans cette perspective de respecter la neutralité tarifaire et de *déterminer un tarif juste et raisonnable* que nous vous soumettons que la proposition du Distributeur de fixer le montant moyen de l'appui à 60\$/kW ne devrait pas être retenue. L'analyse présentée à [C-RNCREQ-0038](#), p.4 est éloquente à cet égard.

Ainsi, pour pouvoir tendre vers la neutralité tarifaire, il faut réduire le montant d'appui financier davantage.

Lors de sa présentation [[C-RNCREQ-0038](#), p.6], l'analyste externe du RNCREQ a souligné qu'en réduisant le montant d'appui financier à 50\$/kW, on semblait arriver à cette neutralité tarifaire sur un horizon de 10 ans. Toutefois, ce scénario ne prenait pas en compte l'indexation automatique prévue à 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec. Si l'on devait y ajouter cette indexation automatique, il faudrait conclure que la neutralité tarifaire n'est pas atteinte sur un horizon de 10 ans, même avec un montant d'appui financier moyen de 50\$/kW.

La difficulté de la présente affaire réside donc dans la détermination d'un tarif qui :

- 1) Respecte la neutralité tarifaire, tel que détaillée aux conclusions de la Décision D-2019-164;

tout en s'assurant que :

- 2) les clients aient un intérêt à participer à l'Option et soient au rendez-vous lorsque le Distributeur comptera sur leurs effacement pour gérer la demande de puissance

À ce moment-ci, il est utile de rappeler que l'Option GDP Affaires est en transition, passant d'un programme à un tarif. D'autre part, le montant d'appui financier sera nécessairement réduit par rapport au 70\$/kW versés dans le cadre de l'ancien programme et dans le cadre de l'ordonnance provisoire.

Vu cet état transitoire de l'Option et la certitude que les clients recevront moins pour les prochaines années que pour les années antérieures, nous soumettons respectueusement que toutes les parties auraient intérêt à ce que ce le montant d'appui financier puisse être révisé, le cas échéant, à la

lumière des constatations et nouvelles prévisions qui pourront être faites suivant le (ou les) prochain(s) hiver(s).

d) La création d'une nouvelle phase

Dans le but de concilier 1) l'intérêt public, 2) la protection des consommateurs et 3) le traitement équitable du Distributeur, nous recommandons la création d'une nouvelle phase du dossier R-4041-2018.

Cette prochaine phase devrait à tout le moins se déroulée après l'hiver 2021-2022, mais si elle pouvait se dérouler après l'hiver 2022-2023, les informations alors disponibles ne pourraient que permettre un meilleur réajustement (si nécessaire) du montant d'appui financier en vue du prochain dossier tarifaire (2025).

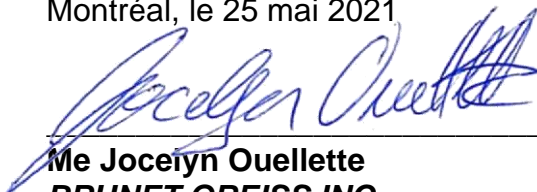
e) Les suivis

Afin de suivre l'évolution de l'Option tarifaire GDP Affaires, nous soumettons respectueusement qu'en vertu de l'article 75 (5) de la LRÉ, la Régie devrait demander que les informations suivantes soient ajoutées au rapport annuel du Distributeur:

- 1) le nombre de clients et le nombre de MW d'effacement selon l'Option tarifaire GDP Affaires, tel que planifié à l'automne, par tranche de 200 MW.
- 2) le nombre de clients, le nombre de MW réellement effacés, le volume d'énergie qui correspond à ces MW, et l'appui financier payé, selon l'Option tarifaire GDP Affaires, par tranche de 200 MW.
- 3) Les coûts d'exploitation du Distributeur en relation avec l'Option tarifaire.

LE TOUT respectueusement soumis.

Montréal, le 25 mai 2021



Me Jocelyn Ouellette
BRUNET GREISS INC.

Procureurs de l'intervenant RNCREQ
464, rue St-Jean – bureau 110

-12-

MONTREAL (Québec) H2Y 2S1

Tél. : (514) 419-5598 poste 238

Fax : (514) 419-7150

joulette@brunetgreiss.com

Notre dossier : 0244-002