

HQD - Demande relative au programme GDP Affaires

R-4041-2018 Phase 2

Mémoire présenté à la
Régie de l'énergie par



préparé par

Viviane de Tilly

9 avril 2021

Table des matières

TABLE DES MATIÈRES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU	4
1 INTRODUCTION	5
2 AUDITS RÉALISÉS	5
3 APPUI FINANCIER	12
3.1 ACTIVITÉS COMMERCIALES	13
3.2 RISQUES ET COÛTS.....	18
3.3 EFFORT ET RÉMUNÉRATION	22
4 CONCLUSION	24

Liste des tableaux

Tableau 1 Estimation de l'appui financier.....	7
Tableau 2 Taux d'adhésion et données relatives au recrutement Hiver 2019-2020	14
Tableau 3 Résultats des clients adhérant au tarif Flex G.....	20
Tableau 4 Historique des interruptions.....	23

Union des consommateurs, *la force d'un réseau*

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe 10 Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), le CIBES de la Mauricie, l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face ; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Depuis plus de 50 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Introduction

Dans cette Phase 2 du dossier R-4041-2018, le Distributeur demande l'approbation des modalités de l'option tarifaire de gestion de la demande en puissance (Option) qui remplace le programme GDP Affaires (Programme) tel que décidé par la Régie dans sa décision D-2019-164. Il est important de préciser d'emblée que l'Option est nécessaire et doit être offerte afin de contribuer au bilan en puissance du Distributeur. En revanche, puisque la gestion de la demande en puissance deviendra un outil de plus en plus important dans la gestion des approvisionnements, il est important que les paramètres de l'Option soient optimaux, cohérents et équitables par rapports aux autres outils.

Notre mémoire porte principalement sur le niveau proposé de l'appui financier de l'Option qui serait, selon le Distributeur, corroboré par les résultats de sondages réalisés auprès de participants et de non participants au Programme. Nous vérifierons donc si les résultats des sondages permettent une telle conclusion. Dans un second temps, nous aborderons le niveau de l'appui financier proposé par le Distributeur en le comparant à la rémunération offerte aux clients pour leur effacement en pointe dans le cadre d'autres options de gestion de la demande.

2 Audits réalisés

Dans sa décision D-2019-164, la Régie demande au Distributeur une évaluation des différents coûts directs encourus par les participants au Programme, liés aux effacements lors des événements de gestion de la demande en puissance. Cette évaluation devra être fournie et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance. Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des résultats en fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum.

Ce premier audit a été présenté par le Distributeur en décembre 2020 à la pièce HQD-6, document 1. La base de données de clients qui ont participé au programme GDP Affaires en 2019-2020 comprend un total de 373 participants. De ce total, 356 clients ont participé au programme pour l'hiver 2019-2020. Ces 356 clients ont donc été retenus aux fins de l'audit du Programme avec comme objectif de contacter 10 % d'entre eux¹. Finalement, 37 clients ont répondu au sondage téléphone².

¹ HQD-6, document 1, Annexe A, En liasse page 3.

² *Ib.*, page 5.

Le Distributeur admet d'emblée que les résultats du sondage téléphonique sont décevants.

D'entrée de jeu, et comme souligné lors du dépôt des résultats de l'Audit, le Distributeur constate la difficulté pour les participants de chiffrer certains des coûts encourus en lien avec les effacements lors des événements de pointe critique, par exemple ceux associés au report de production. Outre le fait que certains coûts directs sont difficiles à quantifier, le Distributeur note que l'Audit, réalisé conformément aux souhaits de la Régie, n'a pas cherché à évaluer les coûts indirects, contraintes ou inconvénients qu'auraient pu encourir les participants comme, par exemple, l'inconfort ressenti par les occupants d'un immeuble en raison de la participation au Programme.

Pour ce motif, et sans remettre en question l'utilité de l'exercice réalisé, le Distributeur juge que les résultats de l'Audit, bien qu'ils puissent présenter un intérêt, offrent un socle insuffisant sur lequel s'appuyer afin de bâtir la structure et les prix associés à l'Option³.

Nous partageons le constat du Distributeur et sommes d'avis que toute analyse fine des résultats obtenus serait inutile. Comme on le dit, on ne fait pas de bon pain avec du mauvais levain. Ce n'est pas pour rien que le Distributeur a décidé de poursuivre la quête d'information.

Le Distributeur a donc mandaté la firme Technosim afin de sonder des clients, tant des participants actuels au Programme que des clients potentiels quant au niveau d'appui financier récurrent minimal qui leur serait nécessaire pour maintenir leur adhésion, accroître leur participation ou adhérer à l'Option, et qui compenserait à la fois les coûts directs (tels que ceux présentés à l'Audit) et les coûts indirects ou intangibles liés à une telle adhésion, de même qu'une juste rémunération représentative de l'effort qu'ils consentent ou auraient à consentir, des risques encourus et des pertes financières subies. Les résultats de cet exercice, non encore disponibles, pourraient permettre de mieux juger de la justesse des prix établis pour l'Option. ⁴

Il est surprenant qu'en dépit du fait que le premier audit ait mis en lumière que les participants peinaient à chiffrer les coûts encourus pour participer au Programme, le Distributeur persiste dans cette voie. Il retourne auprès de participants pour leur demander quel serait le niveau d'appui financier minimum qui compenserait les coûts directs et indirects encourus, leur effort, leur risque.... Pis encore, il demandera à des non participants de fournir les mêmes évaluations! Ce deuxième audit, présenté à la HQD-6, document 5 fournit les résultats de ce

³ HQD-6, document 2, page 7

⁴ HQD-6, document 2, page 8

second sondage auprès de 10 clients participant au Programme et de 39 clients non-participants⁵ Seuls 18 des 39 non-participants ont pu quantifier un seuil minimal d'appui financier⁶ desquels 11 ont fourni une estimation directe en \$/kW. Le seuil minimal d'appui financier des 7 autres a été déduit sur la base d'un montant global ou d'un pourcentage de facture divisé par l'effacement potentiel. Le Tableau 1 présente les seuils minimaux d'appui pour les 18 clients non-participants.

Tableau 1
Estimation de l'appui financier⁷

Type d'évaluation de l'appui financier	# participant au sondage	Ne connaît pas le programme GDP Affaire	\$/kW d'appui	Moyenne de la catégorie
\$/kW	1		80	78 \$/kW
	5		80	
	6	+	60	
	8		110	
	11		60	
	14		50	
	16		35	
	17		90	
	18		176	
	19		90	
	25	+	30	
Montant annuel	2		100	121 \$/kW
	13	+	67	
	15		261	
	20	+	56	
% de facture	7		102	147 \$/kW
	10		198	
	26		140	

Nous jugerons plus loin de la valeur des informations recueillies au cours de ce second audit. Nous constatons toutefois d'emblée que la méthode utilisée pour déduire la valeur de l'appui financier en \$/kW chez les non participants, à partir de montants absolus ou relatifs, donne en moyenne des résultats surprenants faisant passer presque du simple au double l'appui financier requis par rapport aux répondants qui ont pu fournir une valeur en \$/kW. Nous soulignons que la moyenne des valeurs fournies par les 4 répondants qui ne connaissent pas le Programme avoisine les 50 \$/kW.

⁵ Non-participant au moment du sondage puisque 4 des 39 non-participants avaient déjà participé au Programme selon les données du Tableau B1, HQD-7, document 5.1, Annexe A.

⁶ HQD-6, document 6, page 6.

⁷ HQD-7, document 11 révisé, page 10 et HQD-7, document 5.1, Annexe A, Tableau B1. Les valeurs encadrées permettent d'identifier les répondants qui ont déjà participé au Programme.

Le Distributeur est satisfait des résultats de ce sondage d'autant plus qu'ils s'aligneraient avec ceux obtenus lors d'échanges antérieurs avec les clients ainsi que les partenaires du marché afin de déterminer l'appui financier nécessaire pour atteindre les objectifs visés du Programme⁸. Il précise

À la lumière de ces résultats, le Distributeur soutient que l'appui financier moyen proposé au montant de 60 \$/kW est adéquat et centré, d'autant plus que ce sont surtout les non-participants qu'il cherche à convaincre d'adhérer à l'Option pour faire croître l'effacement tiré de ce moyen aux fins de son équilibre énergétique. Conséquemment, le Distributeur estime qu'il n'y a pas lieu d'apporter d'ajustements à sa preuve déposée le 18 janvier dernier.⁹

Il est nécessaire toutefois de questionner la qualité des informations colligées au cours des deux audits produits en preuve.

D'entrée de jeu, le terme d'audit nous apparaît discutable. Les deux « audits » réalisés pour le compte du Distributeur se rapprochent beaucoup plus de la recherche exploratoire. Un audit est une procédure consistant à s'assurer du caractère complet, sincère et régulier des comptes d'une entreprise, à s'en porter garant auprès des divers partenaires intéressés de la firme et, plus généralement, à porter un jugement sur la qualité et la rigueur de sa gestion.¹⁰ L'audit est une expertise professionnelle effectuée par un agent compétent et indépendant aboutissant à un jugement par rapport à une norme sur les états financiers, le contrôle interne, l'organisation, la procédure, ou une opération quelconque d'une entité.¹¹

Les études produites par Technosim auprès de quelques participants ou clients, sur la base de réponse à des sondages d'une durée de quelque 15 minutes n'ont donc rien d'un audit. À notre avis, les études réalisées par Technosim relèvent beaucoup de la recherche exploratoire faisant appel à des échantillons de convenance. Les réponses de Technosim ou du Distributeur semblent abonder en ce sens.

Pour sa première étude, Technosim indique que la petite taille de l'échantillon a contraint la représentativité des répondants.

L'audit visait à contacter 10 % de la clientèle totale, soit 36 répondants. L'échantillon des clients à contacter a été établi en tentant de tenir compte dans la mesure du possible de la répartition des clients par marché, par

⁸ HQD-6, document 6, page 6.

⁹ *Id.*

¹⁰ <https://www.larousse.fr/dictionnaires/francais/audit/6414>

¹¹ <https://fr.wikipedia.org/wiki/Audit>

niveau d'effacement et par tarif. Toutefois, comme le nombre total de clients à contacter est restreint, la sélection a été effectuée en ne tenant compte que des tarifs principaux, soit le M, le LG et les autres tarifs dans leur ensemble.¹²

Toujours en ce qui concerne sa première étude, Technosim indique l'importante marge d'erreur des résultats.

Veillez notamment indiquer si cet objectif a été fixé pour s'assurer que la taille de l'échantillon permette une marge d'erreur raisonnable sur les résultats. Dans l'affirmative, veuillez fournir les calculs permettant d'en arriver à une telle conclusion. Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi ça n'a pas été fait.

Réponse de Technosim :

L'objectif visé a été atteint en permettant de contacter une variété de clients selon les secteurs et le niveau d'effacement. La taille sélectionnée a été jugée adéquate et la marge qui en découle est de +/-15 %.

La deuxième étude a porté sur un échantillon de 106 clients de moyenne puissance avec un potentiel d'effacement. Ces clients ont été identifiés par les délégués commerciaux du Distributeur¹³. L'échantillon comprenait 7 centres de données¹⁴ donc comportant une sur-représentation de ce type de clients.

Il nous semble clair que les échantillons utilisés ne sont pas représentatifs des participants au Programme ni de la clientèle admissible à l'Option. Il ne faut pas s'étonner qu'à propos des résultats obtenus, Technosim élude complètement l'enjeu de la fiabilité et la représentativité des appuis financiers minimaux.

¹² HQD-6, document 1, Annexe A, page 2.

¹³ HQD-7, document 3, page 27

¹⁴ HQD-6, document 5, Page 2 du rapport.

3.3.2 Veuillez qualifier la fiabilité et la représentativité des appuis financiers minimaux (\$/kW) dérivés à partir « d'indications fournies » par les 18 (sur 29) non participants.

Réponse de Technosim :

La fiabilité est surtout reliée à l'estimé de réduction de puissance possible fournie par les clients, qui est difficile à quantifier en termes d'incertitude.¹⁵

Nous croyons plus simple de dire que les échantillons utilisés par Technosim sont des échantillons non probabilistes. À partir de ce constat, il est délicat voire fautif d'essayer de tirer des conclusions précises à partir des résultats obtenus.

Cela ne signifie pas que les études soient inutiles.

Les échantillons non probabilistes présentent des limites beaucoup plus importantes que les échantillons probabilistes. D'emblée, on peut dire qu'ils ne sont pas nécessairement représentatifs de la population visée. Malgré cela, ils ont leur utilité.

Bien qu'on ne puisse inférer d'un échantillon non probabiliste la population, ces enquêtes permettent souvent de découvrir des phénomènes; ils contribuent indéniablement à la phrase exploratoire de la recherche sur le phénomène.¹⁶

Les études peuvent donc être utiles, ne serait-ce que pour nous informer de la méconnaissance quasi généralisée des coûts associés à une participation au Programme ou encore la difficulté des non participants d'évaluer le niveau d'appui financier nécessaire pour susciter une participation. Notons que ces constats tranchent clairement avec les assertions initiales du Distributeur :

Le montant de 70 \$/kW a été fixé afin de susciter un intérêt chez un nombre suffisant de clients, dans une perspective de long terme. Le Distributeur a établi un niveau adéquat d'appui financier en prenant en considération l'ensemble des contraintes et inconvénients auxquels doivent faire face les clients participants, invoqués à la section 3.¹⁷

¹⁵ HQD-7, document 2, page 14.

¹⁶ Tiré de <https://dimension.usherbrooke.ca/pages/73> (consulté le 6 avril 2021)

¹⁷ HQD-1, document 1 Page 11.

Nous précisons que le montant initial de 70 \$/kW a été déterminé à la suite d'un groupe de discussion réalisé en 2015.

Oui. Votre question est légitime, mais ils ont déjà répondu quand ils ont déjà indiqué que le soixante-dix dollars (70 \$) avait été fait suite à un excusez l'anglicisme, un « focus group » de deux mille quinze (2015) et qu'ils n'ont pas révisé le montant depuis et qu'ils n'ont pas l'intention de le réviser.¹⁸

Au-delà du caractère non probabiliste des échantillons, nous rappelons que des participants au Programme ont été contactés dans le cadre des deux sondages. Ces participants sont des clients, au sens du Programme. En effet, la première étude visait à cibler un échantillon de 10 % de participants soit approximativement 40 clients.¹⁹ Puisque qu'il y avait 356 clients au Programme à l'hiver 2019-2020 regroupaient 1 431 abonnements²⁰, nous concluons que ce sont des clients, au sens du Programme²¹, qui ont été interrogés.

Or, à moins que tous les participants au Programme qui ont fait partie de l'échantillon ne représentaient qu'un seul abonnement (ce qui exacerberait nos doutes sur la valeur des données récoltées) il y a lieu de se demander ce que signifient les réponses d'un participant au Programme qui représente plusieurs abonnements. Quels sont les coûts ou appuis financiers qu'il a pu fournir en 15 minutes ? Des coûts types, moyens, minimaux, maximaux de l'ensemble des abonnements sous sa responsabilité ? Les informations à ce sujet nous ont peut-être échappé. Pourtant la possibilité que les quelques réponses fournies par des participants concernent un parc d'abonnements ajoute au malaise général à propos des sondages réalisés. Nous comptons interroger le Distributeur à ce propos en audience.

Finalement, il nous est apparu surprenant que le guide d'entrevue du deuxième sondage précise d'emblée que « l'information fournie aidera d'Hydro-Québec à définir les barèmes d'un tel tarif, dans l'éventualité où il serait offert »²². Nous sommes d'avis que cette introduction a pu inciter des répondants à surestimer la valeur de l'appui minimal requis. Le Distributeur n'est pas de notre avis.

¹⁸ A-0037, page 194.

¹⁹ HQD-6, document 1, Annexe A, Rapport de Technosim, page 2.

²⁰ HQD-7, document 1.1, page 6.

²¹ Le Distributeur rappelle l'importance de distinguer la notion de « client » (ou projet) de celle d'«abonnement». En effet, un client ou un projet peut regrouper plusieurs abonnements. Par exemple, un client qui est un centre de services scolaire pouvait présenter un projet regroupant 80 abonnements sous sa responsabilité. HQD-7, document 1.1, page 5.

²² HQD-6, document 5, En liasse, page 11 du rapport.

Il est difficile d'établir si cela influencerait les réponses, mais il demeure intéressant de noter que plusieurs répondants ont fourni des seuils inférieurs à celui du Programme. De plus, dans le cas des clients ne connaissant pas le Programme, ceux-ci n'ayant pas de points de référence en \$/kW, il aurait été difficile de juger, à brûle-pourpoint, une valeur à fournir qui influencerait le tarif.²³

La réponse du Distributeur nous demande de tenir pour acquis que l'appui financier du Programme est une « référence » et si un répondant fournit un seuil inférieur à l'appui financier du Programme, il ne peut être biaisé. Cette position est surprenante. Un répondant pourrait à la fois « gonfler » la valeur de l'appui financier requis et fournir en réponse un appui financier en dessous de celui du Programme. Par exemple, un client pourrait se satisfaire d'un appui de 40 \$/kW mais répondra que 50 \$/kW serait nécessaire, par opportunisme. Il se retrouve tout de même en deçà du 70 \$/kW du Programme.

Pour toutes ces raisons, nous recommandons à la Régie de ne pas tenir compte des résultats des deux études produites en preuve lorsqu'il s'agira d'établir la valeur de l'appui financier de l'Option.

En outre, bien qu'un balisage de qualité devrait tenir compte de nombreux paramètres nous recommandons à la Régie la réalisation d'un balisage sur les coûts et rémunérations de moyens de GDP. Ce balisage serait utile non seulement dans le cadre du dossier en cours mais permettrait également d'apprécier les différents moyens qui sont ou seront utilisés par le Distributeur.

3 Appui financier

Le Distributeur propose que l'appui financier offert aux participants à l'Option soit en moyenne de 60 \$/kW Ce montant représente une diminution de 10 \$/kW par rapport à l'appui financier du Programme. Rappelons que le montant de 70 \$/kW a été établi après un *focus group* tenu en 2015. Le Distributeur s'en remet toujours à cette valeur de référence mais l'a réduite d'une valeur de 10 \$/kW, ce qui représenterait le coût des investissements nécessaires pour participer à l'Option (coût qui serait éventuellement comblé par un programme d'efficacité énergétique). Ce montant de 10 \$/kW n'a d'aucune façon été justifié. 70 \$/kW, 10 \$/kW des chiffres lus et entendus depuis 2018 mais malheureusement jamais justifiés sur des bases solides. Et, malgré les deux études réalisées par Technosim, nous sommes d'avis que nous naviguons toujours en plein brouillard.

²³ HQD-7, document 5, page 9

Dans sa décision D-2019-164, la Régie insiste sur l'importance de déterminer des tarifs justes et raisonnables.

[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.

Elle demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, une nouvelle proposition comprenant un appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue. Cette proposition d'appui dégressif devra s'harmoniser avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal. À titre illustratif, l'appui financier pourrait être de 20\$/kW pour la dernière strate de réduction de puissance.²⁴.

La Régie indiquait également dans sa décision que toute révision de l'appui financier et des modalités du Programme nécessite une meilleure connaissance de la contribution des principales mesures mises en œuvre pour permettre l'effacement observé au cours des trois derniers hivers. Puisque les coûts directs et indirects récurrents dépendent notamment des mesures mises en œuvre, une meilleure connaissance de ces dernières est souhaitable.

Or, comme nous avons préalablement recommandé à la Régie de ne pas tenir compte des résultats des études déposées par le Distributeur il demeure que la seule base justifiable et défendable sur laquelle établir la valeur de l'appui financier de l'Option est la cohérence avec la rémunération offerte dans le cadre des programmes et options tarifaires de GDP. Notre intérêt porte essentiellement sur la borne supérieure de la structure d'appui dégressif.

3.1 Activités commerciales

Il nous semble important de spécifier d'emblée que certaines affirmations du Distributeur à l'égard du succès commercial relative du Programme mérite d'être nuancée.

La première de ces affirmations lie la participation importante au Programme au montant de l'incitatif lorsque comparée aux options de tarification dynamique.

Ainsi, le Distributeur réitère que le niveau d'appui financier doit être déterminé en considérant également l'éventuelle rémunération requise pour compenser les inconvénients et risques subis par les clients pour participer à l'Option, sans quoi celle-ci s'avèrera sans attrait pour ces derniers. À ce jour, le seul signal de prix qui a été éprouvé est celui de 70 \$/kW. En effet, depuis l'entrée

²⁴ D-2019-164, paragraphe 272.

en vigueur du Programme, et comme le démontre le tableau suivant, ce prix a permis de faire évoluer la contribution de ce moyen selon les besoins et attentes du Distributeur, sans susciter de débordement dans l'offre des participants.²⁵

De plus, lorsque l'on compare les adhésions de la clientèle Affaires à l'Option avec celles du crédit hivernal pour la clientèle au tarif G, le Distributeur constate que le nombre d'abonnements inscrits au Programme lors des dernières années, tous tarifs confondus, est environ cinq fois plus élevé que le nombre d'abonnements inscrits au crédit hivernal pour la clientèle au tarif G, et ce, pour des effacements de beaucoup supérieurs.²⁶

Le Tableau 2 indique en effet que 343 clients de petite puissance ont adhéré aux options de tarification dynamique alors que le nombre d'abonnements participants au Programme a été de 1 430 abonnements²⁷. Le Programme est en effet très populaire. Nous sommes d'avis que plusieurs facteurs expliquent ce succès commercial.

Tableau 2
Taux d'adhésion et données relatives au recrutement Hiver 2019-2020²⁸

	Clients domestiques	Clients petite puissance	Total
Nombre de courriels d'invitation envoyés	407 000	23 000	430 000
% courriels ouverts	± 60%	± 50%	
% de clics vers le site Web HQ	± 40%	± 25%	
Nombre de clients ayant accédé à l'outil de simulation¹	32 830	670	33 500
Nombre d'appels au service à la clientèle²	5 332	410	5 742
durée moyenne des appels	804 sec.	695 sec.	
Nombre d'adhésions	20 012	343	20 355
% via le libre-service (Espace client)	92%	88%	
% via un représentant du service à la clientèle	8%	12%	
Taux d'adhésion (% des courriels envoyés)	5%	1%	5%

Le recrutement des participants, autant résidentiels que de petite puissance, aux options de tarification dynamique (Flex et Option de crédit hivernal) a été effectué essentiellement par le biais de courriels d'invitation.²⁹ Les informations du Tableau 2, nous apprennent en outre que

²⁵ HQD-6, document 2, page 9.

²⁶ HQD-6, document 2, page 10.

²⁷ HQD-7, document 1.1, page 6.

²⁸ Suivi de la décision D-2020-055, Suivi du déploiement des options de tarification dynamique, page 9.

²⁹ HQD-7, document 11, page 4.

50 % des clients petite puissance qui ont reçu l'invitation à participer au crédit hivernal n'ont pas même ouvert le courriel d'invitation. Le Distributeur interprète ce résultat par les contraintes que doivent supporter certains de ces clients.³⁰ Nous pouvons également interpréter ce résultat par la sobriété des moyens commerciaux utilisés.

A contrario, les activités de recrutement du Programme au cours de ses premières années d'existence ont été d'une grande intensité. Il est même étonnant que dans le cadre de la seconde étude de Technosim, 6 répondants sur 29 n'avaient jamais entendu parler du Programme³¹.

Au cours de la première phase de ce dossier, le Distributeur dressait un bilan des activités de recrutements réalisées par sa force de vente depuis le lancement du Programme.

Bien, commercialement, on a depuis trois ans déployés... en fait, fait part du Programme à tous nos clients et/ou partenaires et agrégateurs, là, selon les différents rendez-vous qu'on pouvait avoir, qu'on a même convoqués, aussi, ou provoqués au fil des années. Donc, s'assurer que ces gens-là comprennent l'offre et ses modalités. Donc, évidemment, ce modus operandi-là on l'a un petit peu interrompu pour la présente cause, là, mais typiquement, quand on sort d'un hiver, bien on se relance tout de suite pour l'hiver qui suit avec les modalités qui sont là pour s'assurer qu'on aille couvrir la majorité de la clientèle, en fait, toute la clientèle à laquelle elle est assujettie, à laquelle le Programme s'adresse³².

Des frais de publicité ont en outre été engagés pour appuyer les délégués commerciaux.

Les délégués commerciaux ont fait la promotion du Programme dans le cadre de leurs activités commerciales courantes avec leurs clients. Une somme d'environ 94 k\$ a été dépensée pour la publicité³³.

Il est difficile de ne pas rappeler, toujours dans le cadre de la première phase de ce dossier, l'intervention dans le processus réglementaire de nombreux participants au Programme qui réclamaient, via des observations dûment déposées auprès de la Régie, le maintien de l'appui financier à 70 \$/kW. Cette situation plutôt exceptionnelle a été expliquée ainsi par le Distributeur.

³⁰ HQD-7, document 11, page 4.

³¹ HQD-7, document 5.1, Annexe A, Tableau B1.

³² R-4041-2018, A-0037, page 163.

³³ R-4041-2018, HQD-2, document 6, page 7

Effectivement, je pense que ce serait souhaitable de se faire un petit historique entre nous avec.. Ça va expliquer un peu le lien d'affaires qu'on a avec nos clients dans un cadre d'un projet de cette nature-là. On se ramène à mars dernier, donc, la Régie a rendu une décision dans le cadre de la tarification qui remettait en cause la rentabilité du projet GDP. Donc, on sortait de l'hiver à toutes fins pratiques. On était encore même dans la période hivernale. Donc, c'est sûr qu'au niveau de tout ce qui est volet commercialisation, les deux grandes périodes de l'année, c'est l'automne et le printemps. Donc, dans les semaines qui ont suivi la décision, on a jugé bon d'aviser les clients qu'on n'avait malheureusement pas une reconduite officielle du projet GDP. Donc, on l'a fait par l'intermédiaire de tous les événements auxquels on assiste, des infolettres aux clients en leur mentionnant évidemment les trois enjeux au dossier, qu'on a ramené ça à sa plus simple expression, sur la rentabilité, la hauteur de l'aide financière et le volet un peu plus réglementaire. Ce faisant, pour officialiser la demande, on a évidemment déposé le dossier au mois de mai. Et dès lors ça a officialisé encore plus notre démarche. Donc, ça nous justifierait encore mieux face aux clients sur où est-ce qu'on est rendu pour donner la suite à la décision telle qu'elle était. Et on a jugé bon aussi d'aviser les clients majeurs, représentants, partenaires de cet état de fait. Donc, ce qu'on avait déposé, on les a invités évidemment à aller voir ce qu'il en est au niveau du site à la Régie, comment les choses se passent. Et on les a aussi invités pour certains d'entre eux qui le souhaitaient à émettre des observations compte tenu du fait qu'il n'y avait pas d'autres statuts possibles à leur disponibilité sur le fait que s'ils avaient des choses à dire à l'égard du programme pour les trois enjeux, évidemment, c'était la place pour le faire. Ça s'appelle les observations au niveau réglementaire. Donc, on a fait évidemment ces appels aux clients via les délégués et les différents représentants, clients et partenaires. On a vu le résultat, une soixantaine de lettres ont été mises au dossier, dont celle de Grémont qui a exprimée son besoin de se manifester sur la rentabilité vu de sa chaise, évidemment en parlant de ses coûts en lien avec ce qu'il reçoit comme aide financière. Mais en aucun temps Hydro-Québec a dicté quoi dire ou quoi faire. En aucun temps, Hydro-Québec n'a demandé les coûts inhérents à chacune des options qui sont faites³⁴.

L'explication du Distributeur met en évidence les liens commerciaux très serrés qui existent entre les participants et le Distributeur.

³⁴ A-0040, page 12.

En fait, de façon très détaillée, le Distributeur nous expliquait en 2018 comment il envisageait la promotion du Programme auprès des clients et partenaires.

Une fois la conception du Programme et la préparation de son implantation terminées, celui-ci est présenté aux associations de clients et partenaires techniques. Ces derniers seront appelés à supporter les clients intéressés à participer. Des présentations personnalisées, visant à offrir davantage de précisions et répondre aux questions plus pointues, sont également offertes aux partenaires techniques qui le requièrent.

Ces premières étapes, qui nécessitent plusieurs semaines, permettent aux différents partenaires de bien maîtriser toutes les modalités du Programme. Ainsi, au moment d'en faire la promotion auprès des clients, ils seront à même de jauger adéquatement les risques, contraintes et bénéfices pour les participants.

Par la suite, le Distributeur et ses partenaires du marché entreprennent un démarchage auprès des clients potentiels. Les clients intéressés, avec l'appui de leurs partenaires, procèdent alors à l'analyse du potentiel de réduction de puissance. Ils identifient les moyens techniques à mettre en place pour atteindre ce potentiel. Ils soupèsent également les risques qu'implique une participation au Programme, les contraintes pour les gestionnaires des équipements et les bénéfices que peut en tirer le client.

Enfin, fort des analyses réalisées, le client doit décider de sa participation ou non au Programme. La durée du délai pour ce faire varie selon les entreprises. Il peut aisément s'étendre sur plusieurs semaines³⁵.

Plus récemment, afin d'assurer la participation des clients malgré la pandémie, de multiples contacts personnalisés ont été pris avec les clients potentiels.

Concernant le Programme, les équipes commerciales ont identifié tous les clients susceptibles d'être intéressés par l'Option avant le 15 septembre. Les activités du Distributeur ont donc consisté principalement à communiquer avec ces clients par courriel, par téléphone ou par diverses plateformes de communication étant donné le contexte entourant la pandémie. Des rappels ont également été faits aux clients qui participaient déjà au Programme³⁶.

³⁵ HQD-1, document 1, page 12

³⁶ HQD-7, document 11, page 5.

D'évidence, les activités commerciales associées au Programme et celles déployées pour les options de tarifications dynamique n'ont rien en commun. On ne peut dès lors comparer les taux de participation obtenus sur la base unique de la rémunération importante de l'effacement dans le cadre du Programme. Autrement dit, avec des efforts commerciaux similaires à ceux utilisés pour le Programme, il est raisonnable de croire que la participation aux options de tarification dynamiques aurait été plus importante malgré une rémunération de près de 30 % inférieure des effacements.

Nous recommandons à la Régie de ne pas retenir comme argument du Distributeur le succès commercial relatif du Programme pour décider du niveau d'appui financier de l'Option.

3.2 Risques et coûts

Le Distributeur indique que l'appui financier des participants à l'option doit être plus élevé que la rémunération des effacements du crédit hivernal puisque les participants risquent de perdre une partie de leur appui financier s'ils ne respectent pas 2 périodes de restriction³⁷.

De plus, contrairement à un client au crédit hivernal qui n'encourt aucun risque s'il ne s'efface pas à la demande du Distributeur, un client participant à l'Option, dans laquelle tous les événements de pointe critique sont interdépendants, verrait son effacement moyen, ainsi que son niveau d'appui financier, diminuer, ou, si deux périodes de restriction ne sont pas respectées, réduit à zéro. Cette contrainte d'un crédit calculé sur la base de la puissance effacée moyenne (vs effective) rend l'Option plus pénalisante pour le client que le crédit hivernal. Ceci milite en faveur d'un appui financier plus élevé, tout en mitigeant les risques de migration des clients inscrits au crédit hivernal vers l'Option³⁸.

Les inquiétudes du Distributeur relatives à la possibilité que des participants voient leur appui financier diminuer méritent d'être replacées dans un contexte beaucoup plus large des risques qu'encourent les participants à d'autres moyens de gestion de la demande.

D'une part, le Distributeur affirme que les participants au crédit hivernal méritent moins pour leur effacement parce qu'ils n'encourent aucun coût.

³⁷ Le Distributeur propose désormais 4 périodes de non-respect des restrictions avant d'être exclu du Programme.

³⁸ HQD-6, document 2, page 11

Aux fins de comparaison de l'appui financier moyen de l'Option avec celui des autres options tarifaires du Distributeur, un client au tarif G adhérent à l'option de crédit hivernal a droit à un crédit de 50 ¢/kWh pour chaque kWh d'énergie effacée. Compte tenu de la faiblesse, voire de l'absence de coûts récurrents pour bien des adhérents à cette option, ce montant vise à rémunérer essentiellement l'inconfort et le désagrément qui leur sont causés³⁹.

Cependant, le Distributeur n'appuie cette affirmation sur aucun fait

Non, le Distributeur n'a pas réalisé d'études portant sur les coûts récurrents potentiels pour adhérer à l'option de crédit hivernal⁴⁰.

Cela est d'autant plus étonnant qu'il suggère aux participants l'utilisation d'un chauffage d'appoint en période de restriction sans pour autant avoir évalué ce qu'il leur en coûterait puisqu'il s'agit uniquement de maintenir leur confort.

Utilisez un chauffage d'appoint au combustible.

Vous pouvez utiliser vos équipements de chauffage d'appoint au combustible (mazout, propane, gaz naturel ou granules de bois) pendant les événements de pointe pour maintenir votre confort, tout en réduisant votre consommation d'électricité.⁴¹

Ainsi, le conseil d'utilisation d'un système de chauffage d'appoint au combustible (référence ii) est fourni dans l'unique optique d'aider les clients à maintenir leur confort lors des événements de pointe critique. Toutefois, il n'y a aucune obligation pour eux de se procurer un tel système⁴².

Des participants aux options de tarification dynamique qui ont vécu près de 70 heures de restriction en 2020-2021 et qui ont utilisé un chauffage d'appoint sont donc laissés pour compte par le Distributeur. Pourtant, lorsqu'il s'agit des participants à l'Option, le Distributeur considère qu'ils devraient être rémunérés pour les coûts indirects encourus dont leur inconfort⁴³.

³⁹ HQD-6, document 2, page 11.

⁴⁰ HQD-7, document 11, page 12.

⁴¹ <https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/option-credit-hivernal-conseils.html> (consulté le 1^{er} avril 2021).

⁴² HQD-7, document 11, page 12.

⁴³ HQD-6, document 2, page 7.

D'autre part, il est souhaitable que la décision que la Régie rendra à l'égard de l'appui financier de l'Option tienne compte qu'il n'existe aucun risque pour ses participants de voir leur facture d'électricité augmenter contrairement aux clients qui adhèrent à l'option tarifaire Flex G.

En effet, comme le Tableau 3 le démontre, la facture de nombreux participants à l'option Flex G s'est avérée plus élevée que si elle avait été calculée au tarif régulier. Il ne s'agit pas de différences importantes, mais cela nous semble inéquitable.

Tableau 3
Résultats des clients adhérant au tarif Flex G⁴⁴

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture moyenne au tarif G (\$)	Economie (\$) Moyenne	Economie (\$) Minimum	Economie (\$) Maximum	Effacement moyen (kW)
Ensemble des clients	20 448	2 175 \$	25 \$	-71 \$	370 \$	0,4
Strates de consommation annuelle						
[-; 5000[4 080	554 \$	9 \$	3 \$	18 \$	0,5
[5000; 10000[7 378	881 \$	19 \$	8 \$	30 \$	0,03
[10000; 15000[11 973	1 336 \$	8 \$	-36 \$	51 \$	0,7
[15000; 20000[17 713	1 904 \$	42 \$	31 \$	53 \$	0,5
[20000; 25000[22 523	2 380 \$	-10 \$	-71 \$	53 \$	0,5
[25000; 30000[27 260	2 849 \$	21 \$	-17 \$	52 \$	0,3
[30000; 35000[32 166	3 335 \$	-33 \$	-44 \$	-21 \$	0,4
[35000; 40000[36 642	3 778 \$	38 \$	10 \$	66 \$	0,4
[40000; 45000[-	-	-	-	-	-
[45000; 50000[-	-	-	-	-	-
[50000; 60000[52 173	5 315 \$	370 \$	370 \$	370 \$	0,5
[60000; 70000[-	-	-	-	-	-
[70000; 80000[-	-	-	-	-	-
[80000; 90000[-	-	-	-	-	-
[90000; 100000[-	-	-	-	-	-
[100000; 149999[-	-	-	-	-	-
[149999; 199999[-	-	-	-	-	-
Source d'énergie pour le chauffage						
TAE	22 044	2 333 \$	7 \$	-71 \$	66 \$	0,6
autre que TAE	9 981	1 139 \$	16 \$	8 \$	24 \$	0,1

Note : les différentes catégories ne sont pas mutuellement exclusives.

Nous rappelons que la Régie a permis l'introduction du tarif Flex G en autant qu'il soit calibré pour 90 heures de restriction tout en permettant au Distributeur de recourir à 100 heures de restriction⁴⁵.

Le Distributeur indique d'ailleurs dans le suivi du déploiement des options de tarification dynamique :

Pour l'hiver 2019-2020, les résultats de l'effacement au crédit hivernal sont calculés à partir des 21 événements de pointe appelés totalisant 70 heures, tandis que les résultats aux tarifs Flex sont calculés à partir des 24

⁴⁴ Suivi de la décision D-2020-055, Suivi du déploiement des options de tarification dynamique, page 20.

⁴⁵ D-2019-027.

événements de pointe totalisant 81 heures. Puisque le calibrage du tarif Flex assure une neutralité tarifaire pour 90 heures de pointe, le Distributeur a tenté d'utiliser au maximum les heures de pointe prévues dans les modalités de ce tarif, malgré les conditions climatiques plus chaudes que la normale, et ce, par souci d'équité envers le reste de la clientèle⁴⁶.

Mais si nous revenons sur la décision de la Régie, nous comprenons qu'elle cherchait à contrôler le risque que des participants au tarif Flex réalisent des gains indésirables lorsque le Distributeur ne ferait pas appel aux 100 heures d'interruption prévues selon les modalités. Cette justification nous apparaît surprenante : Pour éviter que certains clients soient avantagés si les 100 heures d'appels ne sont pas utilisées, la décision de la Régie revient à sacrifier et pénaliser une autre portion des participants.

En effet, dire que le tarif Flex est « calibré neutre », signifie qu'avant tout effacement en période de restriction, une partie des clients potentiels réaliserait des gains en quittant le tarif régulier, l'autre partie subissant des pertes⁴⁷. Ce tarif est neutre pour le Distributeur (le Distributeur recueille les mêmes revenus globaux, que les clients soient facturés au tarif G ou au tarif Flex G⁴⁸). Il n'est pas neutre pour tous les participants pris individuellement ! Autrement dit, un participant qui a *a priori* un profil de consommation qui le désavantage, devra faire des efforts considérables pour 1) espérer avoir une facture équivalente au tarif Flex G que s'il avait été facturé au tarif G et 2) réaliser un gain.

Imaginons maintenant que le Distributeur appelle 100 heures d'effacement, comme les modalités du tarif Flex G le permettent. Cela signifie que des clients déjà pénalisés par le tarif calibré pour 90 heures de haut prix le seraient encore plus. Nous comprendrions le Distributeur s'il avait hésité à promouvoir les tarifs Flex pour protéger sa clientèle.

Il n'est pas question ici de revenir sur la décision de la Régie, il est plutôt question de comparer la rémunération et les risques associés à différentes options de gestion de la demande. Dans le cas des options Flex, il existe un risque indéniable pour les participants de devoir assumer une facture d'électricité plus élevée en y adhérant plutôt qu'en demeurant au tarif régulier⁴⁹. Comme ce risque n'existe pas pour les participants à l'Option, **nous recommandons à la Régie de ne**

⁴⁶ Suivi de la décision D-2020-055, Suivi du déploiement des options de tarification dynamique, page 9.

⁴⁷ Cet exercice consiste d'abord à simuler sur une base individuelle ce que seraient les factures de clients au nouveau tarif (par exemple le tarif Flex G) à partir des données de consommation réelles au tarif de départ (par exemple le tarif G) et de comparer, client par client, les deux factures (Par exemple facture au tarif Flex G et facture au tarif G).

⁴⁸ Le même raisonnement s'applique malheureusement pour le tarif Flex destiné aux clients résidentiels.

⁴⁹ La question de la rentabilité des options tarifaires de gestion de la demande, lorsque la rémunération est intégrée à la structure du tarif n'est pas nouvelle. La non-rentabilité du tarif DT pour une part importante des clients biénergie est un enjeu sur lequel nous avons longtemps et souvent interpellé le Distributeur et la Régie.

pas retenir l'argument du Distributeur selon lequel l'appui financier de l'Option doit tenir compte du fait qu'un participant peut perdre une partie de sa rémunération s'il ne participe pas à tous les événements de restriction.

3.3 Effort et rémunération

La comparaison des efforts et rémunérations des participants aux options de tarification dynamiques doit d'abord être mise en parallèle avec le faible nombre d'événements décrétés (voir le Tableau 4) par le Distributeur dans le cadre du Programme.

Au cours de l'hiver 2020-2021, forts d'un appui financier de 70 \$/kW, les participants au Programme ont été particulièrement choyés par rapport aux clients qui ont adhéré aux options de crédit hivernal et tarif Flex qui offraient une rémunération de 50 \$/kW. D'abord par la différence de la rémunération (40 % plus élevée) mais également par un nombre d'heures d'effacement demandé par le Distributeur beaucoup plus petit (70 % moindre que les tarifs Flex).

Tableau 4
Historique des interruptions

Option d'électricité Interruptible			Programme GDP Affaires		
	Heures	Appels		Heures	Appels
2018-2019	10h	2	2018-2019	35h	11
2019-2020	<i>aucun appel</i>		2019-2020	16h	5
2020-2021*	4h	1	2020-2021*	25h	8

Crédit hivernal			Tarif Flex		
	Heures	Appels		Heures	Appels
2018-2019	60h	17	2018-2019	90h	25
2019-2020	70h	21	2019-2020	81h	24
2020-2021*	69h	20	2020-2021*	71h	21

**(jusqu'au 15 mars)*

La possibilité que les participants à l'Option auraient, selon les nouvelles modalités proposées par le Distributeur, de ne pas s'effacer pendant 4 périodes de restriction sans être exclus de l'Option⁵⁰ pourrait exacerber la situation. Par exemple, pour l'hiver 2019-2020, où cinq événements de pointe critique ont eu lieu, si le Distributeur constate un seul événement de pointe critique avec un effacement de la part d'un client, ce dernier aurait eu droit à un appui financier de l'ordre de 12 \$/kW en supposant un appui financier de 60\$/kW.⁵¹ Pour un petit 4 heures d'effacement, un participant à l'Option récolterait près de 24 % de ce que les participants au crédit hivernal mettraient 100 heures à obtenir.

Nous sommes d'avis que l'appui financier proposé de 60 \$/kW, voire 65 \$/kW pour les plus petits participants⁵² est inéquitable compte tenu de l'effort relatif des participants de l'Option. **En conséquence, nous recommandons à la Régie d'approuver un appui financier d'au plus de 50 \$/kW.**

⁵⁰ HQD-7, document 1, page 20.

⁵¹ HQD-7, document 11, page 18.

⁵² HQD-6, document 2, page 15

4 Conclusion

Étant donné

- l'importance de minimiser les coûts de l'Option
- l'absence d'analyse commerciale rigoureuse pour déterminer l'appui financier initial du Programme de 70 \$/kW
- l'absence de données probantes sur les coûts encourus par les participants au Programme ou sur les appuis financiers nécessaires pour favoriser l'adhésion des clients
- l'absence de risque qu'un client voie sa facture augmenter en adhérant à l'Option
- qu'outre le niveau de l'appui financier, l'importance des activités de recrutement a vraisemblablement contribué jusqu'à présent au succès du Programme
- la rémunération de 50 \$/kW effacé accordée aux options de tarification dynamique pour des efforts beaucoup plus soutenus

nous recommandons à la Régie que l'appui financier de l'Option ne dépasse d'aucune manière la rémunération de 50 \$/kW effacé accordée aux options de tarification dynamique.