

MÉMOIRE DE LA FCEI

DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME GDP AFFAIRES

**Préparé dans le cadre du dossier
R-4041-2018 Phase 2
de la Régie de l'énergie**

**Par
Antoine Gosselin**

**Pour
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante**

Le 9 avril 2021

Table des matières

1. Introduction.....	3
2. Objectif de l’Option	3
3. Intrants considérés dans l’élaboration de la grille de crédits proposée	4
3.1. Analyse de rentabilité et crédit maximal	4
3.2. Profitabilité pour le client.....	6
4. Proposition de la FCEI	10
5. Entrée en vigueur de l’Option.....	12
6. Seuil minimal de réduction de puissance	13
7. Sommaires des recommandations.....	15

1. Introduction

Dans la décision D-2019-064, la Régie détermine que la Programme GDP Affaires (« le Programme ») est de nature tarifaire. Elle demande au Distributeur de présenter une option de gestion de la demande de puissance (« l'Option ») pour remplacer le programme en indiquant certaines balises.

- 1) L'appui financier offert doit être dégressif avec le niveau d'effacement (paragraphe 272)
- 2) L'appui financier moyen doit être de l'ordre de 60 \$ (paragraphe 268)
- 3) L'appui financier doit être suffisant pour mener à l'effacement visé sans être inutilement élevé (paragraphe 234).
- 4) L'appui financier devra harmoniser l'option d'électricité interruptible et la tarification dynamique (paragraphe 272)

C'est sur cette base que la FCEI a élaboré la proposition qu'elle formule dans le présent mémoire.

La section 2 aborde une question de principe sous-jacente à sa proposition.

La section 3 présente les constats qui ont guidé la FCEI dans l'élaboration de sa proposition d'option de gestion de la demande en puissance (Option).

La section 4 présente et justifie la grille de crédit proposée par la FCEI.

La section 5 porte sur la levée de la suspension de l'adhésion au Programme et l'ouverture de l'adhésion à l'Option.

La section 6 porte sur le seuil minimal d'effacement donnant droit à une compensation.

Finalement, la section 7 présente un sommaire des recommandations de la FCEI.

2. Objectif de l'Option

Dans sa preuve, le Distributeur mentionne « qu'il doit tenter de déterminer le niveau d'appui financier suffisant pour inciter une participation des clients à la hauteur visée par l'Option ».¹ Ainsi, le Distributeur suit une logique selon laquelle l'objectif de l'option devrait être d'atteindre un apport d'effacement prédéterminé. Il en découle que l'appui financier doit permettre d'atteindre cet apport.

En adoptant cette approche, le Distributeur établit l'objectif d'effacement comme le point de départ et le niveau d'appui financier comme la résultante. Selon la FCEI, analyser le problème de cette manière risque de mener à des aides financières sous optimales.

¹ HQD-6, document 2, p. 9

En effet, c'est le niveau d'effacement qui devrait être la résultante de la grille d'appui financier et non l'inverse. Celle-ci devrait être déterminée de manière à générer le maximum d'effacement au moindre coût.

Ainsi, le désir d'obtenir plus ou moins d'effacement de la part de la clientèle ne devrait pas être une considération dans l'élaboration de la grille d'appui financier.

3. Intrants considérés dans l'élaboration de la grille de crédits proposée

Plusieurs sources d'information ont été considérées dans l'élaboration de la proposition de la FCEI. Tout d'abord, la FCEI établit le seuil maximal d'appui financier sur la base de l'analyse de rentabilité du Distributeur à laquelle elle apporte certains ajustements pour tenir compte de la plus récente itération du bilan en puissance du Distributeur et du fait que l'adhésion des clients à l'option suivant son approbation sera graduelle.

La proposition de la FCEI tient également compte de l'information disponible sur les retours d'expérience l'OÉI, de la GDP Affaires et de la tarification dynamique. L'information colligée dans la cadre de l'audit réalisé par Technosim à la demande du Distributeur est également considérée.

Les sections suivantes décrivent plus en détail les analyses et constats de la FCEI.

3.1. Analyse de rentabilité et crédit maximal

Dans sa décision D-2019-064, la Régie a déterminé qu'il n'est « pas adéquat d'utiliser les coûts évités en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon de la période pour l'analyse de rentabilité du Programme. Comme mentionné dans la preuve, ce n'est qu'à l'hiver 2023-2024 que le Programme permet réellement de reporter un appel d'offres de long terme puisque, pour les hivers précédents, les besoins en puissance peuvent être comblés au moyen d'achats de court terme. La Régie détermine, en conséquence, qu'il est inadéquat d'utiliser les coûts évités de long terme pendant les premières années du Programme. »²

Suivant cette ordonnance, le Distributeur présente au présent dossier une analyse de rentabilité tenant compte des coûts évités en puissance de court terme avant 2024-2025. Cette année de bascule se fonde sur l'observation du Distributeur qu'en l'absence de l'Option, un besoin pour un appel d'offres de long terme apparaîtrait dès 2024-2025.³

² D-2019-064, paragraphe 217

³ B-0102, p. 34, Tableau R-8.1

La FCEI est d'accord avec la position du Distributeur à l'effet que l'année d'entrée en vigueur des coûts évités de long terme doit être basée sur un bilan en puissance duquel l'Option est exclue. Toutefois, elle constate que le besoin de long terme identifié par le Distributeur en 2024-2025 est faible et transitoire. Ce n'est qu'en 2026 et 2027 qu'un besoin de long terme plus substantiel et durable apparaît. Dans ce contexte, elle estime plus conservateur de retenir l'année 2026-2027 comme point de bascule entre les coûts évités de court et long terme, d'autant plus que plusieurs éléments d'incertitude subsistent quant au bilan en puissance du Distributeur.

Par ailleurs, la FCEI estime qu'il n'y a pas lieu d'appliquer un facteur d'inflation au crédit applicable dans le cadre de l'analyse de rentabilité. En effet, la grille qui sera approuvée par la Régie ne sera pas sujette à l'inflation. Bien qu'il soit possible que cette grille soit revue à la hausse dans le futur, c'est le retour d'expérience et de futures analyses de rentabilité qui détermineront alors les ajustements à apporter. Il est raisonnable de tenir pour acquis que la Régie n'appliquera de tels ajustements que s'ils sont alors jugés rentables.

De plus, il est probable que l'adhésion de nouveaux clients soit graduelle de sorte que certains clients pourraient n'adhérer que quelques années après l'adoption de l'Option. Sur cette base, la FCEI présente donc au Tableau 1 une évaluation de la rentabilité en fonction de l'année d'adhésion sur des horizons de 10 et 20 ans. On y observe qu'un crédit de 85 \$ serait rentabilisé sur un horizon de 20 ans, peu importe l'année d'adhésion. Par contre, il ne serait pas rentable sur un horizon de 10 ans. Un crédit de 75 \$/kW, serait quant à lui rentabilisé sur un horizon de 10 ans pour les clients adhérant en 2023.⁴ Des crédits de 65 \$ et 70 \$ seraient tous deux rentabilisés sur un horizon de 10 ans pour les clients adhérant en 2022. Finalement, un crédit de 60 \$/kW serait rentabilisé sur un horizon de 10 ans pour les clients adhérant en 2021.

Il est à noter que si la Régie retenait l'année 2024 pour l'entrée en vigueur des coûts évités de long terme tel que proposé par le Distributeur, un crédit de 75 \$/kW permettrait d'atteindre la rentabilité sur un horizon de 10 ans, quelle que soit l'année d'adhésion. Elle serait atteinte pour les adhésions à partir de 2021 dans le cas d'un crédit de 85 \$/kW.

⁴ La FCEI fait l'hypothèse que le coût d'exploitation marginal pour MW additionnel d'effacement est nul.

Tableau 1 : Valeur actuelle nette d'un kW d'effacement (\$)

Horizon d'analyse	10 ans			20 ans		
Année d'adhésion	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Crédit = 90 \$/kW	(244.1)	(159.4)	(69.4)	(34.3)	63.7	167.4
Crédit = 85 \$/kW	(203.4)	(118.7)	(28.6)	31.8	129.8	233.4
Crédit = 75 \$/kW	(121.9)	(37.2)	52.9	163.9	261.9	365.5
Crédit = 70 \$/kW	(81.1)	3.6	94	230.0	328.0	431.6
Crédit = 65 \$/kW	(40.4)	44.3	134	296.0	394.0	497.7
Crédit = 60 \$/kW	0.3	85.1	175	362.1	460.1	563.7

Pour remplir adéquatement leur rôle, la FCEI estime que les programmes de gestion de la demande en puissance doivent s'inscrire dans la durée. Elle favorise par conséquent l'utilisation d'un horizon de 20 ans pour l'évaluation de la rentabilité. Les appels d'offres de long terme portent d'ailleurs généralement sur des durées supérieures à 10 ans.

Considérant ces résultats, la FCEI juge raisonnable de fixer à 85 \$/kW le niveau maximal d'appui financier.

Qui plus est, le plan d'approvisionnement proposé par le Distributeur inclut présentement des outils dont le coût est sensiblement plus élevé que 85 \$/kW. L'exclusion de tels outils sur la base de la rentabilité aurait pour effet de devancer le besoin pour un appel d'offres en puissance de long terme et d'augmenter la rentabilité de l'Option.

Outre les éléments mentionnés précédemment, la valeur nulle attribuée aux coûts évités en distribution et transport, conformément à la décision de la Régie, constitue également un facteur de prudence. De plus, la FCEI est également d'avis que le coût évité en puissance de long terme établi par la Régie est une valeur conservatrice puisqu'il est basé sur la moyenne des trois contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01. En toute logique, si le Producteur devait fournir de la puissance additionnelle, il est probable que ce soit à un coût égal ou supérieur au plus cher de ces trois contrats.

3.2. Profitabilité pour le client

Afin d'intéresser les clients à participer à l'option, il faut minimalement que la compensation marginale reçue par le client soit supérieure à son coût d'exploitation. Afin de déterminer le niveau minimal d'aide financière requis, la FCEI considère les audits réalisés par Technosim, le retour d'expérience des programmes OÉI, GDP Affaires et du crédit hivernal, de même que le coût marginal de génération des groupes électrogènes.

Technosim

L'audit réalisé par Technosim révèle que les coûts d'exploitation des mesures d'effacement mises en place par les clients ayant participé au Programme GDP Affaires sont généralement inférieurs à 15 \$/kW⁵, mais peuvent atteindre des niveaux plus élevés à l'occasion. Les coûts d'exploitation tendent à être inversement reliés au niveau d'effacement, de sorte que Technosim observe des coûts d'exploitation atteignant près de 50 \$ lorsque l'effacement est inférieur à 200 kW.

Technosim a également demandé à dix de ces participants le seuil minimal requis pour qu'ils adhèrent à l'Option. Bien qu'ils aient adhéré au Programme offrant un crédit de 70 \$/kW, deux ont indiqué un seuil minimal supérieur à ce niveau et quatre un seuil égal à ce niveau. Les quatre autres ont mentionné des seuils minimaux de 11 \$/kW (effacement de 5 MW), 34 \$/kW (0,4 MW), 50 \$/kW (1,3 MW) et 64 \$/kW (0,3 MW). Selon la FCEI, ces résultats suggèrent que les répondants n'ont pas indiqué systématiquement leur réel seuil minimal. Ce biais pourrait avoir été causé par les attentes des clients que leur réponse puisse influencer les paramètres du programme. Cette attente pourrait notamment découler du préambule du questionnaire qui mentionnait : « L'information fournie aidera d'Hydro-Québec à définir les barèmes d'un tel tarif, dans l'éventualité où il serait offert. »⁶

Quoiqu'il en soit, la FCEI recommande de traiter cette information avec prudence.

Technosim a également demandé à 29 clients non participants le seuil minimal requis pour qu'ils adhèrent à l'Option. De ce nombre, onze ont indiqué qu'il était impossible pour eux de réduire leur consommation d'électricité et huit ont mentionné des seuils supérieurs au maximum de 85 \$/kW établi par l'analyse de rentabilité.⁷ Les seuils minimaux mentionnés par les autres participants varient de 20 \$ à 80 \$. Tout comme les seuils indiqués par les participants et pour les mêmes raisons, la FCEI estime que ces résultats sont susceptibles d'être biaisés et doivent être considérés avec prudence. De plus, ils sont d'une utilité limitée considérant que, dans la plupart des cas, ils ne sont pas associés à un à objectif d'effacement.

L'audit de Technosim révèle également une utilisation marquée de groupes électrogènes parmi les clients présentant de forts effacements. En effet, parmi les six répondants présentant un effacement de plus de 1 800 kW⁸, au moins quatre ont recours à un groupe électrogène.⁹

⁵ B-0098, réponse 2.3

⁶ B-0094, Annexe A2, p. 16

⁷ B-0094, Annexe B, p. 20, Tableau B1

⁸ B-0080, Annexe A, p. 6, Tableau 6

⁹ B-0098, p. 10, réponse 2.5

OÉI

Bien que l'OÉI existe depuis de nombreuses années, elle n'est jamais parvenue à intéresser de manière significative la clientèle du tarif M.¹⁰ De plus, aucun des clients LG participant au Programme au cours des trois derniers hivers n'avait adhéré à l'OÉI auparavant¹¹ et un seul client au tarif LG y prend actuellement part.¹² Selon la FCEI, ce constat est suffisant pour conclure que l'offre de l'OÉI est inintéressante pour la clientèle du tarif LG et celle du tarif M.

Comme il sera présenté au Tableau 2, les plus grands clients du tarif M et ceux du tarif LG participent par contre en bon nombre au Programme. L'appui financier et le délai d'avis d'interruption sont deux différences importantes entre ces deux offres. Le crédit reçu pour 50 heures d'interruption selon l'option 1 de l'OÉI est d'environ 25 \$ contre 70 \$/kW pour le Programme. Le délai d'avis d'interruption est, quant à lui, sensiblement plus long pour le Programme. Il est difficile de conclure sur la base de l'information disponible si l'un de ces facteurs joue un rôle plus important dans cet écart de participation.

GDP Affaires

La FCEI soumet trois constats principaux relativement à l'adhésion au programme GDP Affaires au cours des dernières années.

Premièrement, la clientèle du tarif LG présente un fort taux de participation au Programme. En effet, plus de 30 % des abonnements du tarif LG participent au Programme.

Deuxièmement, le taux de participation des clients décroît avec leur demande de pointe. En effet, tel que l'on peut l'observer au Tableau 2, le taux de participation au programme des plus grands clients du tarif M est d'environ 10 % alors qu'il est de 1,4 % pour les plus petits clients de ce tarif. Bien qu'il n'y ait pas nécessairement une relation directe entre la puissance maximale appelée et le niveau d'effacement, il n'y a aucun doute quant au fait que ces deux variables sont corrélées, ne serait-ce que parce que les plus petits clients ne peuvent effacer plus que leur puissance maximale appelée. Par exemple, il y a 86 participants qui ont des effacements de plus de 1 000 kW¹³ alors que seuls 138 participants ont des appels de puissance maximaux suffisants (1 000 kW ou plus) pour produire un tel effacement. Autrement dit, plus de 60 % des participants ayant des appels de puissance de plus de 1 000 kW ont produit des effacements de 1 000 kW ou plus. Cela confirme, selon la FCEI, le besoin d'un appui financier dégressif.

¹⁰ Voir notamment R-9001-2019, B-0009, p. 15

¹¹ B-0106, p. 18, réponse 4.6

¹² B-0106, p. 19, réponse 4.7

¹³ B-0098, p. 4, réponse 1.1

Tableau 2 : Taux participation à la GDP Affaires 2019-2020

	Puissance maximale appelée	Participants	Total des abonnements	Taux de participation
Tarif G et G9		422	16267	2.6%
Tarif M	De 50 à 250	351	25040	1.4%
	De 250 à 500	198	4449	4.5%
	De 500 à 1 000	130	2058	6.3%
	De 1 000 à 2 000	92	962	9.6%
	2 000 et plus	38	375	10.1%
Tarif LG		33	108	30.6%

Source : calculs de la FCEI à partir de B-0117 Tableaux R-4.2.1 révisé et 4.2.2

Troisièmement, peu de clients dont l'effacement était inférieur à 200 kW ont adhéré au programme par le biais d'un agrégateur. Cela suggère un appui financier insuffisant pour inciter à la fois clients et agrégateurs à offrir de l'effacement de puissance dans les basses strates d'effacement. Par exemple, 433 abonnements étaient liés à des agrégateurs pour 2019-2020, soit moins de 1 % des abonnements susceptibles d'être agrégés, pour un effacement moyen d'environ 68 kW.¹⁴

Crédit hivernal tarif G

Les résultats du premier hiver d'application du crédit hivernal et du tarif Flex révèlent un manque d'intérêt évident de la clientèle du tarif G pour ces offres. D'une part, le taux d'adhésion à ces offres a été très faible, à 1 %.¹⁵ Le Distributeur n'entend d'ailleurs plus faire un recrutement actif dans ce marché.¹⁶ D'autre part, seuls 37 % des clients du tarif G se sont déclarés satisfaits des économies réalisées, ce qui n'a rien d'étonnant lorsque l'on considère l'économie moyenne de moins de 25 \$¹⁷ malgré 71 à 80 heures d'interruption.

Sur une base de kilowatt et en supposant 50 heures d'interruption, la compensation du crédit hivernal serait de 25 \$/kW. La FCEI conclut des résultats de l'hiver 2019-2020 que cette compensation est insuffisante pour susciter l'adhésion des clients.

¹⁴ B-0108, p. 11 Tableaux R-9.1-A et R-9.1-B

¹⁵ Tarification dynamique : bilan de l'hiver 2019-2020, p. 9, Tableau 2

¹⁶ Idem, p. 26, note 27

¹⁷ Idem, pp. 17 et 20

Coût marginal de génération

La FCEI évalue à environ 10 \$ le coût marginal de production d'électricité par un groupe électrogène pour 50 heures d'interruption. Elle retient, pour ce faire, les hypothèses mises de l'avant par Technosim, soit un contenu énergétique de 10,7 kWh par litre de carburant, une efficacité de 30 %, un prix du carburant de 0,8 \$/L et un crédit pour consommation d'électricité évitée de 4,5 ¢/kWh.¹⁸

Considérant l'importance de l'utilisation des groupes électrogènes, notamment parmi les clients offrant un fort effacement, la FCEI estime que le coût marginal de production d'électricité par ce moyen doit être pris en compte dans l'établissement de la grille de crédit. Selon la FCEI, le crédit marginal doit être suffisant pour raisonnablement assurer que ce maintien de l'effacement soit robuste à des variations du coût du carburant ou à une hausse du nombre d'heures d'interruption tout en garantissant un bénéfice additionnel pour le client. La FCEI évalue que le coût marginal de production d'électricité pourrait atteindre un peu plus de 25 \$ si le coût du carburant augmentait durablement à 1,3 \$/l et que l'utilisation anticipée de l'Option était de 80 heures.

4. Proposition de la FCEI

Outre les constats énoncés à la section précédente, la FCEI a considéré les éléments suivants découlant de la décision D-2019-064 dans l'élaboration de sa proposition.

- L'harmonisation de l'Option avec l'OÉI et la tarification dynamique (paragraphe 272)
- Le besoin d'offrir une compensation suffisante pour susciter l'adhésion de la clientèle sans être inutilement élevée de manière à assurer que les tarifs soient justes et raisonnables (paragraphe 234)
- Un appui financier moyen d'environ 60 \$ (paragraphe 268)

Le tableau 3 présente la grille proposée par la FCEI. Cette grille engendre un appui financier moyen de 58 \$.

Tableau 3 : Proposition de grille d'appui financier

Strate d'effacement (kW)	Crédit (\$/kW)
Moins de 50 kW	75
50-200	65
200-600	55
600-1200	45
1200 et plus	35

¹⁸ B-0098, p. 10, réponse 2.6

Pour les premiers 50 kW d'effacement, la FCEI recommande une compensation de 75\$/kW. Ce niveau tient compte du fait que la participation plus faible chez les plus petits clients suggère un besoin d'appui plus important chez cette clientèle. Toutefois, dans l'esprit d'éviter d'éventuelles corrections à la baisse du niveau d'appui financier, la FCEI estime qu'il n'est pas nécessaire pour l'instant d'appliquer le crédit maximal de 85 \$/kW à cette strate. Dans le cadre du programme, la compensation actuelle de 70 \$/kW a été suffisante pour convaincre quelques clients avec de faibles effacements de participer par le biais d'un agrégateur. Présument, une part de la compensation offerte allait à l'agrégateur. Dans le cadre de l'Option, la totalité du montant actuel de 70 \$/kW sera pour le client, ce qui constitue en soi une hausse de la compensation pour ce dernier à laquelle s'ajoutent 5 \$ additionnels.

Pour ce qui est de la strate de 1 200 kW et plus, la FCEI propose un crédit de 35 \$/kW. Elle estime que ce crédit s'harmonise de manière raisonnable avec la compensation offerte à la clientèle de l'OÉI, considérant qu'un effacement de 50 heures à l'OÉI offre une compensation de 25 \$/kW.¹⁹ De plus, un crédit de 35 \$/kW couvre de manière adéquate aussi bien les coûts d'exploitation identifiés par Technosim pour les clients participants et les coûts de génération d'électricité tout en laissant aux adhérents une compensation nette significative afin d'en susciter l'adhésion, et ce, même en cas de hausse significative des coûts de génération.

La FCEI propose des incréments de 10 \$ par strate entre ces deux bornes.

Globalement, cette grille offre un bénéfice net significatif aux participants par rapport aux coûts d'exploitation identifiés par Technosim, et ce, quel que soit le niveau d'effacement. De plus, exclusion faite des participants ayant mentionné des seuils minimaux égaux ou supérieurs au crédit actuel de 70 \$/kW, cette grille produit des niveaux d'appui moyens équivalents ou supérieurs aux seuils minimaux énoncés par les participants et deux des non participants à l'audit²⁰. Le tableau 4 présente cet appui moyen pour différents niveaux d'effacement.

¹⁹ Depuis que la décision D-2019-064 a été rendue, le bilan de la tarification dynamique pour l'hiver 2020-2021 a révélé que l'offre de 50 ¢/kWh du crédit hivernal est insuffisante pour susciter l'adhésion de la clientèle du tarif G. Dans ce contexte, la FCEI estime qu'il serait contreproductif de viser une harmonisation de l'Option et de la tarification dynamique. De plus, si une telle harmonisation devait être faite avec la première strate d'effacement, il serait impossible de présenter un appui financier dégressif. Ainsi, la FCEI n'a pas cherché à harmoniser sa proposition avec le crédit hivernal pour la clientèle du tarif G.

²⁰ Les autres non participants ayant rapporté un niveau d'effacement anticipé ont identifié des seuils minimaux supérieurs au crédit maximal de 85 \$.

Tableau 4 : Crédit moyen par niveau d'effacement

Niveau d'effacement (kW)	Crédit moyen (\$/kW)	Appui minimal énoncé (\$/kW)
50	75.0	
150 (np #13)	68.3	67.0
250	65.0	
304 (p)	63.2	56.0
350 (np #20)	62.1	
438 (p)	60.7	34.0
500	60.0	
1000	53.5	
1309 (p)	50.7	50.0
1500	48.7	
2000	45.3	
3000	41.8	
5000	39.1	
5279 (p)	38.9	11.0
10000	37.1	

Sources : calculs de la FCEI et audit Technosim

Seule l'expérience réelle permettra de véritablement savoir si les crédits offerts sont adéquats. Il sera plus facile, selon la FCEI, de procéder à une évaluation du potentiel d'effacement inexploité après quelques années d'application de la nouvelle grille. Des ajustements pourront alors être apportés au besoin. **La FCEI recommande par conséquent que, à la suite de l'hiver 2022-2023, le Distributeur produise une évaluation du potentiel d'effacement inexploité et de l'à-propos de réajuster le niveau des crédits.**

5. Entrée en vigueur de l'Option

Lors de la phase 1 du présent dossier, la FCEI mentionnait que le choix du moment opportun pour lever la suspension des admissions au programme devait être basé sur une analyse économique qui reflète les coûts évités spécifiques à chacune des années de l'horizon d'analyse. Dans le contexte actuel du plan d'approvisionnement où de nouveaux approvisionnements en puissance de long terme pourraient être requis à moyenne échéance et considérant l'incertitude quant aux impacts des ajustements aux paramètres et modalités de l'Option sur le niveau et la vitesse d'adoption par la clientèle, **la FCEI estime qu'il serait prudent d'ouvrir l'adhésion à l'Option dès l'hiver 2021-2022 même si l'équilibre immédiat du bilan en puissance ne l'exige pas.** Cela

apporterait selon la FCEI de l'information précieuse sur l'adoption par la clientèle et permettrait de faire des choix d'approvisionnement plus éclairés dans le futur en plus d'ajuster en temps opportun les paramètres de l'Option, si besoin est.

6. Seuil minimal de réduction de puissance

Le Distributeur estime que le concept d'agrégateur n'est pas applicable dans le cadre de l'Option. En l'absence d'agrégateur, il propose de fixer un seuil minimal de réduction de puissance de 15 kW par abonnement.²¹ En deçà de ce seuil, aucune compensation ne serait octroyée au client en contrepartie de son effacement.

Cette restriction a pour effet d'exclure environ 500 abonnements qui sont actuellement inclus dans le programme et plusieurs autres abonnements potentiels qui n'y ont pas eu accès jusqu'ici.²²

De l'avis du Distributeur, ce seuil représente un bon compromis entre les efforts liés à la gestion de l'Option et le maintien du nombre de clients admissibles à celle-ci et, par conséquent, de la réduction de puissance provenant auparavant des agrégateurs.²³ Il ajoute que les efforts liés à la gestion de l'Option peuvent comprendre le traitement d'une très grande quantité d'abonnements (plutôt qu'un nombre limité de projets), la vérification des effacements des abonnements aux fins du calcul du crédit à verser, ou la validation du caractère sérieux des clients à se prévaloir de l'Option.²⁴

La FCEI est étonnée par les points avancés par le Distributeur pour justifier l'imposition du seuil de 15 kW. D'abord, elle ne voit pas pourquoi l'évaluation de l'effacement devrait être différente selon que plusieurs compteurs soient réunis sous un même projet ou traités individuellement. La FCEI comprend que pour évaluer l'effacement d'un projet, le Distributeur doit nécessairement évaluer l'effacement de chacun des abonnements de ce projet. Cela paraît d'autant plus nécessaire dans le cas d'un projet présenté par un agrégateur qui doit disposer d'information sur l'effacement individuel de chacun des abonnements qu'il regroupe afin de répartir la compensation entre ceux-ci. Ainsi, la FCEI voit mal en quoi le fait que des abonnements soient traités individuellement plutôt qu'à l'intérieur d'un projet affecte cet aspect de la tâche du Distributeur. D'ailleurs, l'article 4.75 proposé suppose d'identifier une station météorologique pour les adhérents au programme, ce qui renforce la nécessité de traiter les abonnements individuellement puisqu'ils ne sont pas tous nécessairement associés à une même station météo.

²¹ B-0090, p. 9, article 4.80

²² B-0106, p. 16, Tableau R-4.1-A

²³ B-0085, p. 19

²⁴ B-0106, p. 6, réponse 1.6

Quant au caractère sérieux des clients, la FCEI ne voit pas la nécessité de procéder à une telle validation de manière générale et a fortiori chez les petits clients. En effet, les clients avec un faible effacement ont, individuellement, un impact négligeable sur l'effacement de puissance global. Le fait que l'un ou l'autre produise moins d'effacement qu'espéré a donc peu de conséquences sur la gestion des approvisionnements. Qui plus est, le sérieux des clients sera de toute manière rapidement observé à la suite de leur première année de participation. À moins qu'un nouvel adhérent annonce un effacement très important, l'utilité d'en valider le sérieux paraît donc questionnable du point de vue de la gestion des approvisionnements.

Le Distributeur confirme d'ailleurs qu'après cinq ans d'existence du Programme, il possède « des statistiques d'effacement, par tarif ou marché par exemple, qui permettront d'estimer l'effacement pour chaque nouvel abonnement. L'estimation du client qui désire s'abonner à l'option tarifaire n'est ainsi plus requise. De plus, pour les clients ayant déjà participé au Programme ou s'étant déjà inscrits à l'Option, la réduction de puissance réelle de l'hiver précédent sera utilisée pour la planification. »²⁵

Il ajoute que « pour les clients ayant déjà participé au Programme au cours d'un hiver précédent, le risque d'écart entre les réductions de puissance anticipée et réelle est faible puisque la réduction de puissance réelle de l'hiver précédent est connue. Conséquemment, plus la participation de clients ayant déjà participé au Programme est importante, plus, globalement, cet écart sera faible. »²⁶

Finalement, le Distributeur mentionne qu'il « n'y a pas de lien direct entre le volume de clients participants et le coût d'exploitation de l'Option. »²⁷ La FCEI en conclut que l'administration des adhérents n'est pas en soi si exigeante.

En vertu des modalités proposées par le Distributeur à l'article 4.80 des tarifs d'électricité, un client admis à l'Option qui aurait effacé 14 kW ne recevrait aucune compensation. Un tel client se verrait donc privé d'une compensation potentielle de près de 1 000 \$ malgré qu'il ait bel et bien fait l'effort de contribuer à l'équilibre des besoins pendant l'hiver. La FCEI soumet qu'il serait non seulement injuste de ne pas rétribuer un tel client, mais qu'en plus, cette disposition serait contreproductive et susceptible de causer de l'insatisfaction chez les clients. Des clients en mesure de fournir un réel effacement, mais se situant près du seuil de 15 kW pourraient choisir de ne pas participer à cause de l'incertitude sur leur compensation finale.

²⁵ B-0102, p. 24 réponse 5.1.1

²⁶ B-0038, p. 4, réponse 1.1

²⁷ B-0112, p. 14, réponse 6.1

De manière générale, la FCEI n'est pas convaincue qu'il soit requis de fixer un seuil minimal d'effacement pour être éligible à un crédit, mais, considérant que la Régie a déjà approuvé un tel seuil à 2 kW dans la cadre de la tarification dynamique²⁸, elle recommande d'appliquer ce même seuil à l'Option.

La FCEI rappelle que le Distributeur compte près de 500 000 abonnements aux tarifs DM, DP, G et G9 et que l'effacement moyen est de 4 kW dans la strate de réduction de puissance de 0 à 15 kW. À la connaissance de la FCEI, il n'y a pas d'information disponible qui permette de conclure que le potentiel global d'effacement de cette clientèle est négligeable, même pour ceux dont l'effacement individuel est inférieur à 15 kW. Exclure d'emblée une grande partie de l'effacement potentiel de cette clientèle serait, selon la FCEI, une erreur.

7. Sommaires des recommandations

Après prise en compte de l'ensemble des éléments du dossier, la FCEI formule les recommandations suivantes.

- 1) Approuver la grille d'appui financier présenté au Tableau 3.**
- 2) Ordonner au Distributeur d'évaluer le potentiel d'effacement inexploité à la suite de l'hiver 2022-20223 et proposer, au besoin, un réajustement du niveau des appuis financiers.**
- 3) Ouvrir l'adhésion à Option dès l'hiver 2021-2022.**
- 4) Fixer à 2 kW l'effacement minimal donnant droit à une compensation financière.**

²⁸ Tarifs d'électricité en vigueur le 1^{er} avril 2021, article 2.63