

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 7
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 7 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) AU
DISTRIBUTEUR RELATIVE À L'OPTION DE GESTION DE LA DEMANDE DE POINTE (L'OPTION)**

ANALYSE ÉCONOMIQUE

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0102](#), p. 34 et 35;
 - (ii) Pièce [B-0102](#), p. 35 et 36;
 - (iii) Pièce B-0109, p. 40;
 - (iv) Pièce [B-0035](#), p. 4 et 5;
 - (v) Dossier R-4110-2019, pièce [B-0114](#), p. 4 et 5;
 - (vi) Pièce [B-0004](#), p. 14 à 16;
 - (vii) Décision [D-2019-164](#), par. 209 à 229 ;
 - (viii) Pièces [B-0085](#), p. 24 et [B-0097](#), p. 8 à 11.

Préambule :

(i) « 8.1. Selon la compréhension de la Régie, l'analyse économique de l'option GDP déposée en complément de preuve (référence (i)) tient compte d'un coût évité de court terme en énergie jusqu'en 2026 et ensuite d'un coût évité en énergie de long terme sur l'horizon restant.

En ce qui a trait aux coûts évités de puissance, le Distributeur considère, dans cette même analyse, l'entrée en vigueur d'un coût évité en puissance de long terme deux années plus tôt, par rapport à l'état d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029 déposé en novembre 2020, soit à partir de l'hiver 2024-2025.

La Régie comprend également des explications se trouvant aux références (iv) et (v) que, selon les plus récentes prévisions faites par le Distributeur, les marchés de court terme, en énergie comme en puissance, peuvent suffire aux besoins du Distributeur jusqu'en 2027.

Dans ce contexte, à l'instar de ce que le Distributeur fait pour les coûts évités en énergie (référence (i)), veuillez commenter l'à-propos d'utiliser des coûts évités de long terme en puissance à partir 2026-2027 plutôt qu'à partir de 2024-2025, c'est-à-dire à partir du moment où la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1 100 MW, serait atteinte et de nouveaux approvisionnements de long terme seraient également requis.

Réponse :

La question à laquelle le Distributeur doit répondre est la suivante : Quel serait son coût d'approvisionnement additionnel en l'absence de l'Option?

Selon le bilan de puissance utilisé aux fins de l'analyse économique de l'Option, soit celui de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, le besoin d'un nouvel approvisionnement en puissance de long terme apparaît à l'hiver 2026-2027, comme le

rappelle la Régie. Toutefois, dès l'hiver 2024-2025, la puissance additionnelle requise atteint déjà 1 000 MW, et ce, malgré une contribution de 240 MW de l'Option. En conséquence, en l'absence de cette contribution, le besoin d'un moyen additionnel de long terme apparaîtrait vraisemblablement deux ans plus tôt que prévue. En d'autres termes, l'Option permet bien d'éviter le recours à un moyen de long terme dès l'hiver 2024-2025, et non 2026-2027.

[...]

Le problème peut être posé à l'inverse. Si le Distributeur se retrouvait dans une situation où son bilan montrait des besoins en puissance et qu'il devait analyser la pertinence d'une nouvelle mesure de GDP, il le ferait en se demandant quel serait l'impact de cette mesure sur ses coûts. Pour ce faire, il utiliserait les coûts évités qui reflètent son bilan, lequel n'intègre pas encore cette nouvelle mesure. Le raisonnement est exactement le même dans le cas présent.

Le Distributeur mentionne que ce raisonnement ne tient pas en ce qui a trait aux moyens d'approvisionnement en énergie. En effet, le volume d'énergie libéré par le recours à l'Option est beaucoup trop faible pour avoir une influence sur l'année d'apparition du besoin d'un moyen additionnel de long terme en énergie. »

(ii) À la demande de la Régie, le Distributeur présente, au tableau R-8.2-A, l'analyse économique de l'Option GDP tenant compte d'un signal de coût évité de puissance de long terme débutant à l'hiver 2026-2027, soit à partir du moment où apparaissent, selon l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, les besoins d'un moyen additionnel de long terme en puissance (voir référence (i)).

Le Distributeur précise également ce qui suit :

« En considérant l'apparition du besoin d'un moyen de long terme en puissance à l'hiver 2026-2027, l'Option présente toujours une valeur actuelle nette (VAN) positive, soit de 2 M\$ sur 10 ans et 78 M\$ sur 20 ans.

Le Distributeur mentionne que le plus récent bilan de puissance déposé dans le cadre du dossier R-4110-2019 (pièce HQD-4, document 7 [B-0114]) montre qu'en l'absence de l'Option, des besoins pour un nouvel approvisionnement de long terme apparaîtraient dès l'hiver 2023-2024, soit un an plus tôt que selon le bilan utilisé aux fins de l'analyse du présent dossier. Or, l'impossibilité pour le Distributeur de mettre en place de tels moyens à si brève échéance montre l'importance que revêt l'atteinte des objectifs fixés pour l'Option pour assurer l'équilibre de son bilan de puissance.

Le tableau R-8.2-C illustre quels auraient été les besoins additionnels de la plus récente mise à jour en l'absence de l'Option.

*Tableau R-8.2-C :
Besoins additionnels en puissance sans GDP Affaires
(Basé sur la mise à jour de février 2021)*

Impacts sur le bilan de puissance (MW)	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850
Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement sans la GDP Affaires									
Contribution des marchés de court terme	800	950	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	100	200	50	450	1 900	2 350

(iii) « *La compréhension de l'intervenant des citations 1 à 4 est exacte. Toutefois, comme le mentionne le Distributeur à la pièce mentionnée en référence (v), « À partir de l'hiver 2026-2027, la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1100 MW, est prévue être atteinte et de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis » (le Distributeur souligne).*

Comme expliqué en réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements no 2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce HQD-7, document 3, le Distributeur ne peut planifier à long terme une utilisation maximale du potentiel d'achats de puissance sur les marchés de court terme, et ce, afin de conserver une marge de manœuvre pour lui permettre d'équilibrer finement son bilan à court terme. Par conséquent, bien que le plus récent bilan de puissance (citation 5) ne montre aucun MW à la ligne « Approvisionnements de long terme », de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis dès l'hiver 2026-2027. » (nous soulignons)

(iv) Dans le cadre de la phase 1 du présent dossier, le Distributeur dépose, à la demande de la Régie, le tableau 2 : TNT en utilisant les coûts évités de court terme jusqu'en 2022-2023 et le tableau 3 : Coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP. Dans ce dernier tableau, on y compare également les coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP avec ceux du Programme GDP Affaires.

(v) « *Option de gestion de la demande de puissance (GDP Affaires)*

Dans l'État d'avancement 2020, le Distributeur présentait une contribution de la GDP Affaires revue à la baisse sur la période du Plan. Le contexte d'incertitude autour de la GDP Affaires, compte tenu du dossier R-4041-2018, avait amené le Distributeur à faire preuve de prudence sur le plan des quantités inscrites à son bilan en provenance de ce moyen.

Le 18 janvier 2021, le Distributeur a déposé sa preuve dans la phase 2 du dossier R-4041-2018, présentant sa proposition d'une nouvelle option tarifaire visant à rendre au Distributeur les services de gestion de la demande de puissance qui étaient auparavant offerts par le programme GDP Affaires. Du point de vue du Distributeur, la proposition, telle que soumise

pour approbation par la Régie, est en mesure d'assurer une contribution en puissance plus élevée que celle considérée dans l'État d'avancement 2020.

En effet, d'une part, l'abaissement du seuil d'admissibilité de l'option, lequel passerait de 200 kW à 15 kW par abonnement, est, de l'avis du Distributeur, un élément favorisant une bonne participation de la clientèle à l'option tarifaire de GDP. D'autre part, le Distributeur suppose également que les clients pourraient valoriser la pérennité associée à un programme commercial multi-annuel ou à une option tarifaire. Ainsi, du fait d'une plus grande assurance de participer pendant plusieurs années, les clients pourraient être incités soit à y adhérer, soit à s'engager davantage en investissant dans des équipements devant être rentabilisés sur une longue période.

Par mesure de prudence, le Distributeur retient pour le moment une contribution conservatrice de l'option dans son bilan de puissance, en attendant notamment la décision de la Régie dans le dossier R-4041-2018 phase 2 (voir le tableau 2.1). [...]

Tableau 2.1 - Bilan en puissance au 25 février 2021 :

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
▪ Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 282	1 280	1 412	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
▪ Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

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

».

(vi) Dans sa demande initiale, le Distributeur présentait le résultat de différents tests pour évaluer la rentabilité du programme GDP affaires, notamment le Test du coût total en ressources (TCTR), le test du participant (TP) et le test de neutralité tarifaire (TNT).

(vii) Dans sa sa décision D-2019-164, la Régie reprend le résultat du test de neutralité tarifaire produit par le Distributeur.

(viii) Dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, le Distributeur présente une analyse économique basée sur la valeur actualisée nette (VAN) de certains coûts et bénéfices.

Demandes :

- 1.1. Veuillez expliquer brièvement quelles sont les différences entre les tests du TCTR produit à la référence (vi), du TNT produit aux références (iv) et (vi) et de la VAN produit aux pièces de la référence (viii). Notamment, veuillez faire valoir des différences au niveau de l'objectif visé par chacun.

De l'avis du Distributeur, quel serait le test à privilégier pour évaluer la rentabilité de l'Option GDP. Veuillez justifier

Réponse :

1 **Quelle que soit la forme privilégiée, tous ces tests visent le même objectif, soit**
2 **donner une indication de l'impact d'une mesure, d'un programme ou encore**
3 **d'une option tarifaire.**

4 **Les tests de TCTR, TP et TNT produits à la référence (vi) montrent la valeur d'un**
5 **kW additionnel du programme GDP Affaires (valeur unitaire) pour,**
6 **respectivement, la société, les participants et les non-participants (le**
7 **Distributeur). Ces tests sont ceux habituellement présentés pour les**
8 **programmes d'efficacité énergétique, auxquels le programme GDP Affaires**
9 **était assimilé par le Distributeur.**

10 **Les TNT présentés à la référence (iv) (tableaux 1 et 2) présentent**
11 **essentiellement la même information, exprimée toutefois sous forme d'une**
12 **valeur actuelle nette (VAN) tenant compte des volumes de puissance associés**
13 **au programme et d'autres éléments à la demande de la Régie. À ce sujet, voir**
14 **notamment la section 6-a de la pièce HQD-1, document 2 (B-0007), où le**
15 **Distributeur explique le lien entre le TNT exprimé sur une base unitaire**
16 **(référence (vi)) et celui exprimé sous forme de VAN.**

17 **Enfin, quant aux analyses à la référence (viii), elles ont été réalisées sous la**
18 **même forme que celles à la référence (iv).**

19 **En ce qui a trait au test à privilégier, les deux approches (valeur unitaire ou**
20 **VAN) se valent puisqu'elles visent à mesurer essentiellement la même chose et**
21 **mèneront aux mêmes conclusions, dans la mesure évidemment où les**
22 **hypothèses sont les mêmes. Dans le contexte où la Régie privilégie l'utilisation**
23 **de valeurs différentes de coûts évités selon l'année, de même que l'introduction**
24 **d'autres éléments d'analyse (coûts d'exploitation, pertes de revenus, coûts**
25 **évités en énergie), l'approche unitaire devient difficilement applicable.**

1.2 Veuillez présenter, sur un horizon de 10 ans, l'analyse économique de l'Option GDP, sous la forme du tableau R.8.2-A de la référence (ii) en tenant compte :

- De la prévision de la contribution de l'Option GDP, telle que figurant dans le plus récent bilan de puissance déposé dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (référence (v)), ainsi qu'en presumant une contribution constante de 470 MW pour les hivers 2029-2030 et 2030-2031;
- D'un signal de coût évité de puissance de long terme débutant à l'hiver 2026-2027, soit à partir du moment où apparaissent, selon le Distributeur, les besoins d'un moyen additionnel de long terme en puissance (références (ii), (iii) et (iv)).

De même, à l'instar de ce qui a été fait dans la première phase du présent dossier (référence (iv)), veuillez présenter une comparaison des coûts de l'Option GDP avec ceux des achats d'électricité sans l'Option GDP seulement, en tenant compte du profil des besoins additionnels en puissance de court terme et de long terme figurant dans la seconde section du tableau R-8.2-C de la référence (ii). Veuillez également commenter l'écart observé.

Réponse :

1 **Le tableau R-1.2-A présente l'analyse économique de l'Option selon les**
2 **paramètres demandés par la Régie. Le Distributeur insiste toutefois sur le fait**
3 **qu'il est en désaccord avec l'utilisation d'un signal de long terme débutant à**
4 **l'hiver 2026-2027 pour une analyse portant sur l'ensemble du volume associé à**
5 **l'Option. Une telle approche serait appropriée pour mesurer l'impact d'une**
6 **faible variation du volume mais ne l'est pas pour estimer la valeur de l'ensemble**
7 **de sa contribution au bilan de puissance.**

TABEAU R-1.2-A :
ANALYSE ÉCONOMIQUE AVEC UN SIGNAL DE COÛT ÉVITÉ DE PUISSANCE
DE LONG TERME REPORTÉ EN 2026-2027 ET LA MISE À JOUR
DE LA CONTRIBUTION DE L'OPTION AU BILAN DE PUISSANCE

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2029- 2030	2034- 2035	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			325	395	465	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)			8	10	12	12	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	18	18	108	115	127	143
M\$	224	534	6	7	8	8	9	51	54	60	67
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	5,81	10,04	11,08	12,48
M\$	6	13	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(66)	(70)	(78)	(87)
M\$	(236)	(425)	(20)	(24)	(29)	(30)	(31)	(31)	(33)	(36)	(41)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(4,90)	(5,20)	(5,74)	(6,47)
M\$	(4)	(8)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	(15)	106	(14)	(18)	(21)	(22)	(22)	19	21	23	26

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15

Le tableau R-1.2-B présente la comparaison des coûts de l'Option avec ceux des achats d'électricité sans l'Option¹. Sur l'horizon de 10 ans, la VAN calculée montre que l'Option réduit les coûts d'achats d'électricité de l'ordre de 39 M\$ (\$2021) pour le Distributeur.

Le Distributeur tient à mentionner que les coûts reliés à un appel d'offres présentés à ce tableau sont établis strictement sur la base des MW requis au-delà de la contribution maximale des marchés de court terme, en lien avec le bilan de puissance. Or, le Distributeur réitère que, dans sa stratégie d'approvisionnement, il prévoit plutôt l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme pour des quantités lui procurant une certaine marge de manœuvre² et dont la contribution s'échelonne sur plusieurs années. En conséquence, et sans présumer de la stratégie d'approvisionnement qui aurait été mise en place, il est tout à fait plausible que les achats de puissance de long terme auraient été plus importants que ceux présentés à ce tableau, en l'absence de l'Option.

¹ Les hypothèses utilisées sont celles énoncées aux pages 13 et 14 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0007).

² Le Distributeur a rappelé ce principe, notamment, à la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-7, document 3 (B-0104), de même qu'à la réponse à la question 4.6 de la demande de renseignements n° 2 de l'ACEFQ à la pièce HQD-7, document 2 (B-0103).

1 Par ailleurs, le bilan de puissance sans l'Option présente un déficit de
2 puissance dès l'hiver 2023-2024, ce qui met à risque la fiabilité des
3 approvisionnements, compte tenu des délais nécessaires à l'acquisition de
4 nouveaux approvisionnements. Ainsi, la contribution de l'Option, en plus de
5 l'économie de coûts qu'elle procure, est essentielle pour le maintien de la
6 fiabilité des approvisionnements.

TABLEAU R-1.2-B :
COMPARAISON DES COÛTS DE L'OPTION AVEC CEUX DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS
L'OPTION

	VAN 10 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031
MW additionnels à acquérir pour équilibrer le bilan sans l'Option		300	350	400	400	400	400	400	400	400	400
Achats de puissance court terme		300	350	350	250	400	-	-	-	-	-
Achats de puissance long terme		-	-	50	150	-	400	400	400	400	400
Achats court terme prime fixe											
Coût unitaire (\$/kW-hiver)		21	21	21	22	22					
Total (M\$)	32,1	6,2	7,4	7,5	5,5	8,9					
Achats court terme prime variable											
Coût unitaire (\$/MWh)		151,1	154,1	157,2	160,3	163,5					
GWh pour 50 heures		8	10	10	7	12					
Total (M\$)	6,7	1,2	1,5	1,6	1,2	1,9					
Achat A/O prime fixe											
Coût unitaire (\$/kW)				126	128	131	134	137	140	143	146
Total (M\$)	223,0	-	-	6,3	19,2	-	53,8	54,8	55,9	57,1	58,2
Achat A/O prime variable											
Coût unitaire (\$/MWh)				65,3	66,6		69,3	70,7	72,1	73,5	75,0
GWh pour 50 heures				1	4	-	12	12	12	12	12
Total (M\$)	13,9	-	-	0,1	0,3	-	0,8	0,8	0,8	8,6	8,8
Coûts d'achats d'électricité	275,7	7,4	8,9	15,5	26,2	10,8	54,6	55,7	56,8	65,7	67,0

Comparaison avec les coûts totaux de l'Option (M\$)

Coûts de l'Option (Appui financier) (M\$)	236,3	19,5	24,2	29,0	29,9	30,5	31,1	31,8	32,4	33,0	33,7
Écart	(39,4)	12,1	15,3	13,6	3,8	19,7	(23,5)	(23,9)	(24,4)	(32,7)	(33,3)

7 Par ailleurs, le Distributeur a constaté une erreur dans le tableau R-8.2-C
8 [référence (ii)] concernant les besoins additionnels en puissance sans la GDP
9 Affaires. Il dépose une version révisée de ce tableau.

**TABLEAU R-8.2-C RÉVISÉ :
 BESOINS ADDITIONNELS EN PUISSANCE SANS GDP AFFAIRES
 (BASÉ SUR LA MISE À JOUR DE FÉVRIER 2021)**

Impacts sur le bilan de puissance (MW)	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement								
Contribution des marchés de court terme	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850
Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement sans la GDP Affaires								
Contribution des marchés de court terme	900	1 000	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	50	150	0	400	1 800	2 250

**MÉTHODE D'ÉVALUATION DE
 L'EFFACEMENT PLANIFIÉ AVANT CHAQUE HIVER**

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0102](#), R3.1, p. 18;
 - (ii) Pièce [B-0102](#), R5.1, p. 23-24 et R-7.1, p. 28-29;
 - (iii) Pièce [B-0090](#), article 4.75, p. 5;
 - (iv) Pièce [B-0007](#), Guide du Participant, p. 5;
 - (v) Pièce [B-0007](#), Formulaire d'inscription.

Préambule :

(i) « *Puissance admissible (kW) et Réduction de puissance estimée : l'article 4.80 réfère à l'application du crédit à la « puissance interruptible effective », qui s'apparente à la puissance admissible (kW) sous le Programme, et qui est définie à l'article 4.74 comme « une valeur, exprimée en kilowatts, qui correspond à la moyenne des réductions de puissance pendant l'ensemble des événements de pointe critique. La puissance interruptible effective est calculée après la période d'hiver ». La réduction de puissance est quant à elle définie comme « une valeur, exprimée en kilowatts, qui correspond à l'écart entre la puissance de référence et la puissance réelle lors d'un événement de pointe critique. » Quant à la définition de Réduction de puissance estimée, elle n'est plus requise étant donné qu'il n'y a plus d'engagement de la part du client pour participer à l'Option.* » [nous soulignons]

(ii) « *5.1. Veuillez préciser si les explications fournies à la référence (iii), concernant la planification des approvisionnements en puissance de l'hiver courant, sont applicables dans le cadre de l'Option. Veuillez notamment préciser :*

5.1.1. si le client soumettait une estimation de la réduction de sa puissance, tel qu'il était prévu à la référence (ii) et à l'article 4.76 du Tarif provisoire (référence (iv)).

Réponse : Le Distributeur le confirme. Après cinq ans d'existence du Programme, le Distributeur 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.

[...]

7.1 [...] L'utilisation de la puissance engagée pourrait augmenter les efforts nécessaires à la gestion de l'Option puisque'il y aurait des vérifications supplémentaires à effectuer sur le caractère adéquat de ces puissances engagées. De plus, compte tenu de la diversité des équipements en place et de l'absence de personnel dédié à la gestion de l'énergie, il pourrait s'avérer difficile pour le Distributeur de vérifier si l'engagement du client est conforme à son profil de consommation. » [nous soulignons]

(iii) « **4.75 Modalités d'adhésion**

Pour adhérer à la présente option, le demandeur-client doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec avant le 15 septembre en remplissant le Formulaire d'inscription à l'option de gestion de la demande de puissance et le formulaire Liste d'adresses courriel pour les avis d'événement de GDP, qui se trouvent sur le site www.hydroquebec.com. Après analyse, Hydro-Québec peut demander que des modifications y soient apportées.

Hydro-Québec avise le demandeur client par écrit de sa décision d'accepter ou non la demande. Si elle est acceptée, les parties doivent signer une entente pour la période d'hiver à venir, précisant ~~le ou les abonnements~~ l'abonnement visés et la station météorologique la plus proche de chaque du point de livraison, de même que les droits et obligations de chaque partie. » [La Régie surligne en gras]

(iv) Le Guide du Participant prévoit les engagements et droits d'Hydro-Québec et du Participant.

(v) En annexe du Guide du participant, le Distributeur joint le formulaire d'inscription, qui prévoit notamment les informations suivantes :

Information sur le projet	
Nom du projet	Réduction de puissance estimée kW
Mesures mises en œuvre :	
<input type="checkbox"/> Commande des équipements de CVCA ¹	<input type="checkbox"/> Utilisation de chaudières à combustible
<input type="checkbox"/> Utilisation de groupes électrogènes	<input type="checkbox"/> Gestion des équipements de production

¹ CVCA : Chauffage, ventilation, conditionnement de l'air.

Demandes :

2.1. Veuillez élaborer sur l'absence d'engagement du client tel qu'énoncé à la référence (i), en comparant avec le niveau d'engagement sous le Programme GDP présenté en phase 1, prévu notamment à la référence (iv).

Réponse :

1 **Comme mentionné à la section 4 de la pièce HQD-6, document 6 (B-0097), les**
2 **modalités de l'Option ne requièrent pas d'engagement de réduction de la**
3 **puissance de la part des clients adhérents. D'ailleurs, sous le Programme, les**
4 **participants n'avaient également aucun engagement ferme de réduction de**
5 **puissance et fournissaient un estimé, utile au Distributeur aux fins de s'assurer**
6 **de l'atteinte du seuil d'admissibilité de 200 kW (projet), sans toutefois être tenus**
7 **d'atteindre cet objectif. À cet égard, et pour des fins de clarification, le**
8 **Distributeur mentionne que l'extrait souligné par la Régie de la référence (i)**
9 **aurait dû se lire : « Quant à la définition de Réduction de puissance estimée,**
10 **elle n'est plus requise étant donné qu'il n'y a pas d'engagement de la part du**
11 **client pour participer à l'Option. »**

12 **Quant à l'estimation de l'effacement par abonnement aux fins de la planification**
13 **des approvisionnements, le Distributeur tient à rappeler qu'il compte l'établir -**
14 **avec l'expérience acquise aux cours des 5 derniers hivers – comme suit :**

- 15 **• Selon l'effacement réel de l'hiver(s) précédent(s) lorsqu'il s'agit d'un**
16 **abonnement déjà participant/inscrit ; et**
- 17 **• Pour un nouvel abonnement, en appliquant un pourcentage de réduction de**
18 **puissance (le « Taux applicable ») à la puissance appelée au compteur de**
19 **l'abonnement lors du dernier hiver. Ce Taux applicable est tiré des**
20 **statistiques des 5 années d'existence du Programme (par tarif ou marché, et**
21 **par code SCIAN).**

22 **Ainsi, la « réduction de puissance estimée » inscrite au formulaire à la référence**
23 **(v) n'est plus utile aux fins de la planification des approvisionnements, de**
24 **même que les mesures mise en œuvre par les clients, ces dernières**
25 **informations n'étant essentiellement utiles qu'à des fins statistiques. Le**
26 **Distributeur juge néanmoins souhaitable de continuer à obtenir l'information**
27 **quant aux diverses mesures mises en œuvre, cela à des fins de**
28 **commercialisation ou encore pour pouvoir fournir des conseils adéquats et**
29 **ciblés en matière de gestion de la puissance. Les adhérents à l'Option qui**
30 **souhaiteraient fournir ces informations pourraient donc toujours le faire par les**
31 **canaux de communication actuels (formulaire ou échanges avec leur délégué**
32 **commercial).**

1 Par ailleurs, pour faire le lien avec la réponse du Distributeur à la question 4.1
2 de la demande de renseignements n° 6 de la Régie³, et aux fins d'une
3 simplification du processus d'adhésion, le Distributeur maintient qu'il n'est pas
4 opportun d'ajouter les éléments de la référence (v) aux modalités d'adhésion à
5 l'article 4.75 proposé, à l'instar de ce qui a cours pour l'option d'électricité
6 additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse et le chauffage destiné à la
7 culture de végétaux⁴.

2.2. Compte tenu de l'absence de personnel mentionné à la référence (ii), veuillez indiquer
quelles analyses le Distributeur entend effectuer à la suite de la réception de la demande
d'adhésion.

Réponse :

8 **Voir les réponses aux questions 2.1 et 2.4.**

2.3. Veuillez préciser le contenu de l'entente prévue à l'article 4.75 (référence (iii)),
notamment sur les droits et obligations de chaque partie et sur la présence ou non d'une
estimation de la réduction de puissance.

Réponse :

9 **L'entente spécifiée à l'article 4.75 devrait comprendre l'abonnement visé à**
10 **l'Option, la date d'adhésion de l'abonnement ainsi que la station**
11 **météorologique la plus proche du point de livraison.**

2.3.1. Dans le cas où il y avait de l'information sur l'estimation de la réduction de
puissance, veuillez expliquer comment cette estimation serait établie.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.4. Veuillez préciser quels sont les types de modifications, évoquées à l'article 4.75, que le
Distributeur pourrait demander aux clients après analyse de leur demande.

Réponse :

13 **Les types de modifications évoquées par le Distributeur concernent notamment**
14 **les modifications de nature administrative comme la vérification des**
15 **abonnements admissibles à l'Option (validation des compteurs communicants**
16 **appropriés, validation des adresses courriel nécessaires pour recevoir les avis**

³ Pièce HQD-7, document 1.1 (B-0102).

⁴ Dossier R-41027-2020, notes sténographiques du 2 novembre 2020 (A-0034), pages 134 à 137.

1 d'événements de pointes critiques, etc.). Voir également la réponse à la
2 question 3.3 de la demande de renseignements n° 6 de la Régie.⁵

2.5. Veuillez expliquer, de façon plus précise qu'à la référence (ii), comment le Distributeur entend procéder pour estimer et/ou valider la réduction de puissance attribuable à chaque nouveau client avant le début de chaque hiver. Veuillez fournir des exemples

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.6. Veuillez commenter la possibilité que le client fournisse au Distributeur les informations prévues à la référence (v) dans le cadre de l'Option, y incluant la réduction de puissance estimée, en indiquant si ces informations favorisent la précision de la planification des approvisionnements en puissance de l'hiver courant, en plus des statistiques du Distributeur (référence (ii)). Dans votre réponse, veuillez considérer cette possibilité pour :

- les nouveaux abonnements ;
- les abonnements existants, vu l'éventualité de nouvelles mesures qui pourraient être mises en œuvre par ces derniers.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.7. Dans le cas où le Distributeur maintient qu'il n'est plus nécessaire d'avoir les informations prévues à la référence (v), veuillez préciser l'impact de l'absence de ces informations sur la précision de cette réduction de puissance.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la questions 2.1.**

2.7.1. Veuillez notamment indiquer si le Distributeur a évalué la précision de la nouvelle méthode décrite à la référence (ii). Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur cette évaluation de la précision de la nouvelle méthode.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser qu'il utilise déjà cette méthode [référence (ii)] pour ses évaluations. Pour les nouveaux participants, les informations soumises dans les demandes d'adhésion étaient déjà comparées à celles des participants existants et ajustées au besoin. Le Distributeur a ainsi constaté

⁵ Pièce HQD-7, document 1.1 (B-0102)

que les estimations des nouveaux participants, généralement basées sur leurs données de facturation des hivers précédents, étaient pour la plupart surévaluées.

MODALITES DE L'OPTION POUR LES CLIENTS A PROFIL DE CONSOMMATION ATYPIQUE

3. Référence : Pièce [B-0104](#), p. 31-32.

Préambule :

« 8.1 Pour chacun des hivers entre 2018-2019 et 2020-2021, veuillez fournir le nombre d'abonnements inscrits au Programme (ou à l'Option GDP Affaires selon le cas), l'effacement réel en kW et le montant de l'appui financier global en ventilant toutes ces informations par le nombre de courbes de référence et en fournissant aussi ces mêmes informations pour le sous-ensemble des abonnements des stations de ski.

[...]

**TABLEAU R-8.1-A :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS POUR L'HIVER 2018-2019**

	Nombre d'abonnements			Effacement (kW)	Appui financier*
	Total	Aucun effacement	Effacement constaté		
Non atypique (1 courbe)	1 208	225	983	191 738	**
Atypique prévisible (2 courbes et plus)	716	-	716	82 847	**
Atypique non prévisible***	76	37	39	6 075	425 250 \$
Programme	2 000	262	1 738	280 660	17 654 980 \$
Contribution des atypiques	39,6%	14,1%	43,4%	31,7%	**
Contribution atypique non prévisible***	3,8%	14,1%	2,2%	2,2%	2,4%

* Appui financier calculé selon l'ordonnance de sauvegarde

** Non disponible car l'appui financier est calculé par projet. Un projet peut comprendre des abonnements atypiques et non atypiques.

*** Correspond aux stations de ski

**TABLEAU R-8.1-B :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS POUR L'HIVER 2019-2020**

	Nombre d'abonnements			Effacement (kW)	Appui financier*
	Total	Aucun effacement	Effacement constaté		
Non atypique (1 courbe)	783	59	724	138 067	**
Atypique prévisible (2 courbes et plus)	1 111	79	1 032	146 252	**
Atypique non prévisible***	78	21	57	13 044	747 320 \$
Programme	1 972	159	1 813	297 363	17 825 640 \$
Contribution des atypiques	60,3%	62,9%	60,1%	53,6%	**
Contribution atypique non prévisible***	4,0%	13,2%	3,1%	4,4%	4,2%

* Appui financier calculé selon l'ordonnance de sauvegarde

** Non disponible car l'appui financier est calculé par projet. Un projet peut comprendre des abonnements atypiques et non atypiques.

*** Correspond aux stations de ski

La Régie note qu'entre l'hiver 2018-2019 et l'hiver 2019-2020, le nombre d'abonnements non atypiques est passé de 1 208 à 783, tandis que celui des atypiques prévisibles est passé de 716 à 1 111. De la même manière, l'effacement lié aux abonnements non atypiques est passé de 191 739 kW à 138 067 kW et celui lié aux abonnements atypique prévisible est passé de 82 847 kW à 146 252 kW.

Demande :

3.1. Veuillez expliquer cette diminution de la contribution des abonnements non atypiques et cet accroissement de la contribution des abonnements atypiques prévisibles.

Réponse :

- 1 **La fermeture des activités et commerces non-essentiels le 13 mars 2020, lors**
- 2 **de la première vague de la pandémie de la Covid-19, a touché plusieurs des**

1 abonnements participants et requis, pour ceux-ci, la création d'une courbe
2 distincte adaptée aux deux dernières semaines de l'hiver 2019-2020.
3 Conséquemment, plusieurs abonnements normalement non atypiques ont été
4 considérés comme atypiques à l'hiver 2019-2020, cela même s'il n'a pas été
5 nécessaire de recourir à cette courbe additionnelle en l'absence d'événements
6 de pointe critique lors des deux dernières semaines de l'hiver 2019-2020.

4. **Références :**
- (i) Pièce [C-ASSQ-0028](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0029](#), p. 29;
 - (iii) Pièce [B-0038](#), R6.2, p. 27.

Préambule :

(i) « Comble de malheur pour les stations de ski, le distributeur a même procédé à un appel GDP durant la semaine de relâche scolaire à l'hiver 2020-2021 rendant pratiquement impossible la participation des stations de ski à cette période de la saison. Qui plus est, les appels sont effectués de plus en plus à des températures beaucoup moins froides que les années précédentes. Pour cette raison, l'ASSQ souhaite que le Distributeur clarifie les conditions de participation quant aux conditions météo exigibles pour procéder à un appel GDP. L'absence de prévisibilité du programme demeure un enjeu pour l'ensemble des participants à notre avis et plus particulièrement pour les centres de ski. »

(ii) « Le tableau met l'emphase sur les journées où la température était de -16 degrés C ou plus. On peut voir que celles-ci ont été peu fréquentes entre 2016 et 2020. Pour les 4 événements observés sur cette période, on peut constater que les achats de court terme ont été très faibles voire inexistantes, ce qui laisse entendre que la problématique de fine pointe n'était pas observée à ces températures.

En 2021, on retrouve un retour difficilement explicable des événements qui ont été déclarés avec des températures plus clémentes que -16 degrés C, dont certaines à des températures de -10 et -12 degrés C. Ceci est un élément nouveau qui n'était pas perceptible jusqu'à cet hiver et qui, de l'avis de l'AHQ-ARQ doit être traité.

Si on prend l'exemple du 4 mars 2021 seulement, l'AHQ-ARQ est d'avis, jusqu'à preuve du contraire, que le Distributeur a déclaré un événement de pointe critique dont il n'avait pas besoin pour des fins de fiabilité. Le seul effet de cet événement de pointe critique a été systématiquement baisser, sans raison apparente, le crédit consenti aux participants ayant cessé de consommer comme celui de notre exemple ci-dessus. Il se peut que cet appel du 4 mars 2021 et d'autres lors de l'hiver aient été effectués pour des motifs autres que des besoins de pointe, à l'instar du crédit hivernal, ce qui de l'avis de l'AHQ-ARQ ne devrait pas avoir pour effet de pénaliser les participants à l'Option. » [note de bas de page omise]

(iii) « 6.2 Veuillez élaborer sur l'affirmation de la référence (i) stipulant que la stratégie du Distributeur est de ne pas surutiliser les moyens ayant une limite d'utilisation, ce qui est notamment le cas du programme GDP Affaires. Dans votre réponse, veuillez préciser le nombre d'appels et d'heures d'appels au-delà desquels le Distributeur considérerait « surutiliser » le Programme.

Réponse : L'objectif premier du Programme est d'assurer l'équilibre offre-demande du bilan de puissance et le respect du critère de fiabilité du Distributeur. Les modalités inscrites au Programme, dont le nombre d'heures et le nombre d'appels, permettent l'atteinte de cet objectif. Toutefois, le Distributeur doit utiliser prudemment ses moyens de gestion afin de ne pas compromettre les quantités obtenues et les prix payés pour ces dernières. En effet, comme le rappelait le Distributeur en réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0015), les clients qui adhèrent au Programme font face à des contraintes et des inconvénients lorsqu'on les sollicite. Ainsi, pour la gestion de court terme de l'équilibre offre-demande, les appels aux clients doivent être faits en fonction des conditions climatiques réelles, des approvisionnements disponibles et des contraintes sur le réseau du Transporteur. Pour ces raisons, la surutilisation d'un moyen de gestion n'est pas nécessairement quantifiable en termes de nombre d'heures, mais plutôt en relation avec le contexte d'approvisionnement où les appels ont été faits. Toutefois, le Distributeur estime que ses moyens de gestion seraient « surutilisés » s'il procédait, durant un hiver normal, à la totalité des appels disponibles dans un programme, ou encore s'il sollicitait ces moyens de gestion simplement pour éviter des quantités d'achats peu élevées sur les marchés de court terme. De plus, si le Distributeur faisait une utilisation excessive d'un moyen de gestion ayant une limite d'utilisation, il pourrait se retrouver dans une situation où il aurait épuisé toutes les heures disponibles prévues aux modalités et ne pourrait plus avoir recours à ce moyen de gestion si un besoin se présentait au cours de la période. » [nous soulignons]

Demande :

4.1. En lien avec les références (i) et (ii), veuillez préciser si les appels aux clients sont toujours fonction du contexte cité à la référence (iii).

Réponse :

1 **Le Distributeur maintient sa réponse à la référence (iii). Toutefois, il précise que**
2 **les appels aux clients sont effectués en fonction des conditions climatiques**
3 **prévues pour une période de pointe de l'ensemble du réseau. Il est donc**
4 **possible que les températures observées ne soient pas uniformes sur tout le**
5 **territoire de la province. De plus, le Distributeur n'est pas à l'abri d'un aléa**
6 **climatique qui viendrait réchauffer les températures observées pour une pointe**
7 **donnée par rapport à la prévision météorologique utilisée pour déclencher**
8 **l'appel aux clients la veille.**

1 L'exemple du 4 mars, comme utilisé à la référence (ii), vient très bien illustrer
2 les contraintes sur le réseau du Transporteur mentionnées dans la réponse du
3 Distributeur à la référence (iii).

4 Le 2 mars, un événement sur le réseau de transport dû à la perte d'une ligne
5 sur le corridor Manic-Québec déclencha l'utilisation de plusieurs moyens de
6 gestion afin d'alimenter la charge locale. Pour faire face à la pointe de demande
7 du soir, le Distributeur a dû faire appel aux clients de l'option d'électricité
8 interruptible (OEI), appliquer la restriction de l'option d'électricité additionnelle
9 (OEA) et du tarif de relance industrielle (TRI) ainsi que procéder à des achats
10 d'urgence à la demande du centre de conduite du réseau du Transporteur sur
11 les marchés de l'Ontario et de New York. Le Programme n'a pu être appelé
12 puisque son délai d'appel, soit de 12 heures pour la pointe du soir, était
13 dépassé.

14 Le 3 mars, sans l'assurance du retour de la ligne de transport et la prévision
15 d'un bilan du réseau serré pour la pointe du matin du 4 mars, le Distributeur a
16 utilisé la plupart des moyens de gestion à sa disposition : l'option Flex de la
17 tarification dynamique, Hilo, le Programme, ainsi que les restrictions à l'OEA et
18 au TRI.

GRILLE TARIFAIRE

5. Références : (i) Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 9;
(ii) Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 13 à 15.

Préambule :

- (i) « 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 %. Le Distributeur n'entend d'ailleurs plus faire un recrutement actif dans ce marché. 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 \$ 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.» [nous soulignons]

- (ii) « 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.

[...]

Enfin, 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. » 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.

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 dynamique, elle recommande d'appliquer ce même seuil à l'Option. » [nous soulignons]

Demandes :

- 5.1. Veuillez indiquer si le Distributeur partage l'opinion de la FCEI, de la référence (i), à l'effet que les résultats du premier hiver d'application du crédit hivernal et du tarif Flex révèlent un manque d'intérêt de la clientèle du tarif G pour ces offres et veuillez confirmer que le Distributeur n'entend d'ailleurs plus faire de recrutement actif dans ce marché. Veuillez commenter.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur partage l'opinion de la FCEI quant au manque d'intérêt de cette**
2 **clientèle envers les offres de tarification dynamique, mais en diverge quant à la**
3 **cause. Contrairement à la prétention de la FCEI attribuant le manque d'intérêt à**
4 **un niveau de rémunération insuffisant, le Distributeur impute ce résultat aux**
5 **contraintes que doivent supporter certains de ces clients, comme indiqué en**
6 **réponse à la question 2.2 de la demande de renseignement n° 1 de l'UC⁶.**

⁶ Pièce HQD-7, document 11 (B-0112).

1 **De plus, bien qu'il n'y ait pas eu de recrutement par le biais de courriels**
2 **d'invitation pour cette clientèle à l'automne 2020, cela ne veut pas dire pour**
3 **autant que le Distributeur exclut cette possibilité pour l'avenir. Le Distributeur**
4 **tient à rappeler que la clientèle de petite puissance est une clientèle plus**
5 **difficile à rejoindre et qu'il continue d'évaluer divers moyens afin de le faire plus**
6 **efficacement. Finalement, le Distributeur tient à souligner qu'à l'automne 2020,**
7 **la FCEI a été contactée afin qu'elle puisse accroître la visibilité de la tarification**
8 **dynamique auprès de ses membres.**

5.2. Veuillez expliquer en quoi l'évaluation de l'effacement est différente selon que plusieurs compteurs soient réunis sous un même projet ou traités individuellement, tel qu'énoncé à la référence (ii).

Réponse :

9 **Il n'y aucune différence dans l'évaluation de l'effacement selon que plusieurs**
10 **compteurs soient réunis sous un même projet ou traités individuellement. Lors**
11 **de l'évaluation de plusieurs compteurs dans un projet, chaque compteur était**
12 **évalué individuellement et la somme de ces résultats était utilisée.**

5.3. Veuillez confirmer si le Distributeur fournissait aux agrégateurs participant au Programme de GDP Affaires une évaluation précise et détaillée de l'effacement individuel de chacun des abonnements qu'ils regroupaient. Sinon, veuillez préciser la nature et le niveau de détail de l'information concernant l'effacement réalisé par chaque abonnement qui était fourni aux agrégateurs.

Réponse :

13 **Le Distributeur confirme qu'un rapport annuel du calcul de l'appui financier**
14 **était fourni à tous les participants, clients ou agrégateurs, pour chaque projet.**
15 **Ce rapport précisait les intrants et résultats de l'effacement pour chaque**
16 **abonnement et chaque événement. Voir également le complément de réponse**
17 **à la question 9.3 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ⁷.**

5.4. Veuillez expliquer et préciser l'impact additionnel sur le coût d'exploitation de l'Option que pourrait représenter l'inclusion de clients offrant des effacements réels inférieurs à 15 kW dans l'hypothèse où le seuil devait être fixé à deux ou à cinq kW, par exemple.

⁷ Pièce HQD 7, document 3.1 (B-0115).

Réponse :

1 Le Distributeur tient d'abord à préciser que le seuil de l'option de crédit hivernal
2 au-delà duquel la rémunération est versée est de 2 kWh par événement et non
3 2 kW, contrairement à l'affirmation de la FCEI dans son mémoire, ce qui
4 représente un effacement de moins de 1 kW par événement.

5 À ce seuil inférieur à 1 kW, tous les clients aux tarifs DP, DM, G, G9 et M
6 pourraient participer, ce qui représente une ouverture à la clientèle de masse,
7 c'est-à-dire à un volume d'abonnements très important comparativement au
8 nombre d'abonnements actuellement actifs au sein de l'Option. Ainsi, des
9 réductions de 2 kW pourraient être facilement réalisées de la part de tous ces
10 clients sans que des efforts notables ne soient effectués.

11 Sans être en mesure de chiffrer de façon précise la hausse des coûts
12 d'exploitation de l'Option suivant une augmentation du volume d'abonnements
13 à traiter, le Distributeur estime que cette hausse significative du nombre
14 d'abonnements aurait des impacts appréciables sur la charge de travail relative
15 aux adhésions (vérification et évaluation du caractère sérieux des demandes),
16 à la gestion des adresses courriel, pour les avis d'événements de pointe
17 critique, au calcul et à la vérification des crédits à émettre à la clientèle
18 participante, notamment concernant l'analyse des courbes de référence des
19 clients atypiques, ou à la gestion des contacts laquelle peut s'avérer difficile,
20 surtout en ce qui a trait à la clientèle du tarif G comme mentionné en réponse à
21 la question 5.1.

22 Pour ces raisons, le Distributeur estime que la fixation d'un seuil de 15 kW
23 assure un équilibre entre la recherche des contributions les plus significatives
24 et la minimisation des coûts d'exploitation de l'Option.

5.5. Veuillez expliquer ce qui distingue, en termes de charge de travail et d'impact sur le coût d'exploitation, l'inclusion de clients offrant des effacements réels inférieurs à 15 kW dans le cadre de l'Option, par rapport à des clients offrant des effacements similaires aux options de crédit hivernal.

Réponse :

25 L'option de crédit hivernal a été développée pour la clientèle de masse. À cette
26 fin, le Distributeur a mis en place une stratégie d'accompagnement et a
27 développé différents outils Web afin de maximiser l'expérience du client⁸.

28 Or, une telle approche de masse n'est pas adaptée pour les clients visés par
29 l'Option. En effet, la diversité de leurs profils de consommation et leurs
30 particularités propres requièrent une adaptation de leur courbe de référence

⁸ Dossier R-4057-2018, pièce HQD-13, document 1, (B-0045), p. 33.

1 pour assurer un calcul optimal de l'effacement. Pour assurer ce calcul optimal
2 de l'effacement, un développement informatique s'avérerait nécessaire pour
3 complètement automatiser la détermination de la courbe de référence
4 applicable lors de chaque événement de pointe critique, qui deviendrait
5 incontournable pour l'accueil d'une clientèle de masse. Le Distributeur n'est
6 toutefois pas en mesure, à ce stade, de renseigner la Régie ni sur l'horizon de
7 déploiement réalisable, ni sur les coûts d'un tel déploiement.

6. Références : (i) Pièce [C-ACEFQ-0034](#), p. 6-7;
(ii) Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 10-11;
(iii) Pièce [B-0098](#), p. 9.

Préambule :

(i) « L'ACEFQ soumet ci-dessous une proposition alternative basée sur un montant d'appui financier de 60 \$/kW (plutôt que 65 \$/kW) pour la première strate d'effacement (premiers 200 kW) et diminuant jusqu'à 35 \$/kW (plutôt que 45 \$/kW) pour la strate d'effacement de 2 000 kW et plus. Cela se traduit par un appui financier minimum de 40 \$/kW (pour un effacement de 4 000 kW) c'est-à-dire équivalent ou supérieur dans tous les cas au montant maximum que peut atteindre le crédit offert par l'option 1 de l'OEI

Appui financier proposé par strate d'effacement - ACEFQ				
Strate d'effacement	appui financier	kW effacés	\$/kW	coût en (000)\$
les premiers 200 kW	60 \$/kW	63 948	60	3 837
de 200 à <u>500 kW</u>	50 \$/kW	71 384	54	3 855
de 500 à <u>1 000 kW</u>	45 \$/kW	63 067	49,50	3 122
de 1 000 à <u>2 000 kW</u>	40 \$/kW	46 130	44,75	2 064
<u>2 000 kW et plus (4 000 kW)</u>	35 \$/kW	50 530	39,87	2 015
		295 059	50,47	14 893

L'ACEFQ est d'avis qu'un montant de 60 \$/kW pour la première strate d'effacement est suffisant pour susciter la participation des clients au tarif G puisqu'il s'agit d'une bonification de 20 % par rapport au montant de 50 \$/kW offert par le crédit hivernal.

[...]

À l'opposé, les 33 plus gros clients, ceux au tarif LG, ont un effacement moyen de 1 912 kW et se situent vraisemblablement tous dans les strates d'effacement de 1 000 kW et plus . En vertu de la proposition de l'ACEFQ, ces participants bénéficieraient d'un appui financier variant de 49,50 \$/kW pour un effacement de 1 000 kW à 39,87 \$/kW pour un effacement de 4 000 kW (voir tableau précédent). Il s'agit, dans tous les cas, d'un appui financier égal ou supérieur au montant maximum de 40 \$/kW que peut atteindre le crédit offert par l'option 1 de l'OEI. » [nous soulignons]

(ii) « 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

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.

[...]

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. 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. » [nous soulignons]

(iii) « 2.3. Veuillez ventiler par strate le nombre de répondants, leur effacement respectif, calculer et présenter le coût moyen d'exploitation et le coût médian d'exploitation pour les strates d'effacement de 0 à 200 kW, de 201 à 400 kW, de 401 à 600 kW, de 601 à 800 kW, de 801 à 1000 kW et de plus de 1 000 kW.

Réponse de Technosim :

Le tableau suivant présente l'information demandée (tableau 11 ajusté).

Tranche d'effacement	Coût d'exploitation				# de répondants	Effacement moyen (kW)
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum		
0 à 200	\$12,21	\$2,47	\$ -	\$47,45	5	130
plus de 201 à 400	\$9,09	\$9,63	\$ -	\$15,89	10	293
plus de 401 à 600	\$5,00	\$2,47	\$ -	\$11,59	5	472
plus de 601 à 800	\$4,89	\$6,50	\$ -	\$8,17	3	665
plus de 801 à 1000	\$5,17	\$5,17	\$5,17	\$5,17	1	926
plus de 1000	\$5,41	\$6,90	\$ -	\$9,47	12	2811

Demandes :

6.1. Veuillez commenter les propositions d'appui financier dégressif de l'ACEFQ (réf. (i)) et de la FCEI (réf. (ii)) quant aux crédits maximum et minimum offerts dans chaque proposition, de même que les justifications énoncées par ces intervenants dans leur mémoire à l'appui de ces crédits respectifs.

Réponse :

Comme expliqué en réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 6 de la Régie⁹, le Distributeur estime que la répartition des effacements constitue la balise principale de la calibration de l'appui financier dégressif. Ainsi, la répartition de l'effacement de chacune des trois premières strates d'abonnement (hiver 2019-2020) étant similaire, soit de l'ordre de 20 % de l'effacement total réalisé, un écart de rémunération de 5 \$ entre les différentes strates lui semble le plus approprié. De plus, le Distributeur réitère que la dégressivité proposée pour l'appui moyen de 60 \$/kW assure l'équilibre entre :

- le respect du principe de rémunération dégressive ;
- le reflet de distribution de la contribution à l'effacement de chacune des strates ;
- le maintien de l'intérêt des abonnements à fort potentiel d'effacement.

Cela étant, de manière générale, le Distributeur constate que les propositions des intervenants ne présentent pas les raisons justificatives relativement à l'établissement des strates de réductions de puissance qu'ils proposent, outre le fait que, pour l'ACEFQ, il semble fonder sa proposition sur le scénario de la Régie présenté au paragraphe 258 de la décision D-2019-164 ou, pour la FCEI, de favoriser les plus petits clients. Pareillement, la calibration des incréments dégressifs des crédits applicables à chaque strate de réduction de puissance

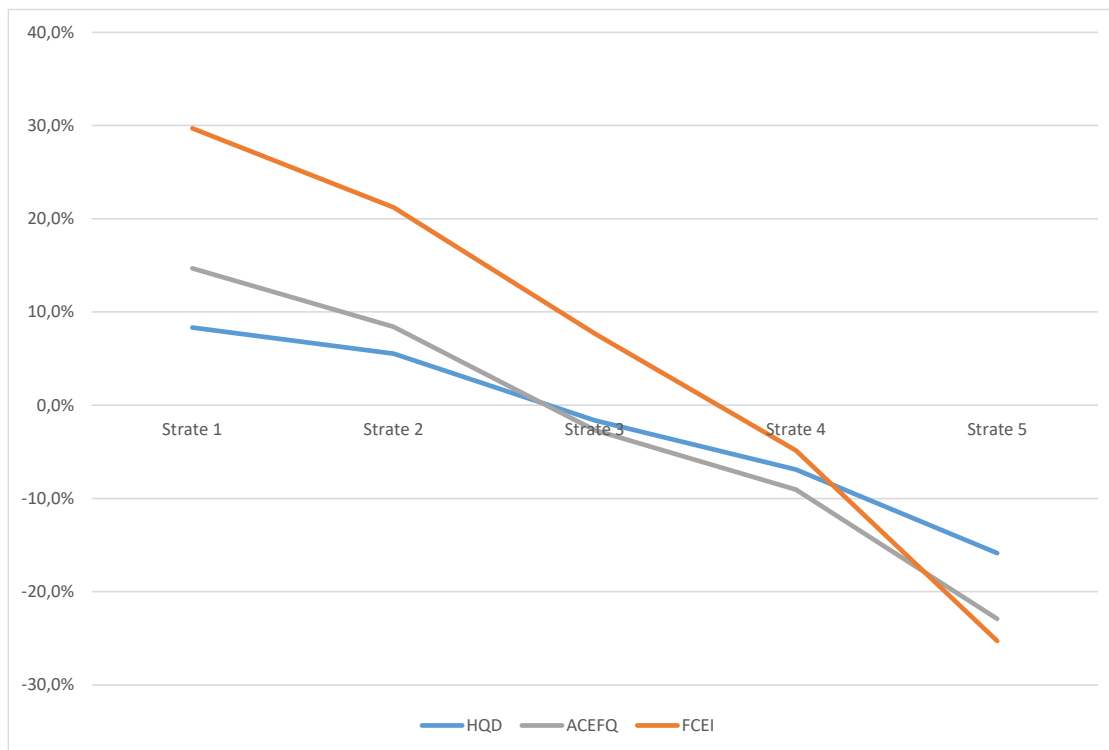
⁹ Pièce HQD-7, document 1.1 (B-0102).

1 n'a pas été expliquée. Il est donc impossible pour le Distributeur de se
2 prononcer sur ces raisons.

3 Le Distributeur rappelle que l'appui financier moyen est déterminé en
4 considérant une juste rémunération pour compenser, au-delà des coûts directs
5 encourus, les inconvénients et risques subis par les clients pour participer à
6 l'Option, sans quoi celle-ci s'avérerait sans attrait pour ces derniers¹⁰. Cet appui
7 moyen de 60 \$/kW proposé par le Distributeur est fondé sur le signal de prix
8 éprouvé de 70 \$/kW, et ajusté pour tenir compte des demandes de la Régie dans
9 sa décision D-2019-164. Ce signal de prix de 70 \$/kW a permis de faire évoluer
10 la contribution du Programme au bilan de puissance selon ses besoins, sans
11 susciter de débordement dans l'offre des participants. Par ailleurs, les résultats
12 de l'audit supplémentaire de Technosim démontrent que l'offre tarifaire est
13 cohérente avec les coûts récurrents du bassin de participants requis, actuels
14 ou futurs, pour atteindre les objectifs de contribution visés, tout en leur
15 permettant de dégager un gain, afin de les inciter à participer à l'Option. Enfin,
16 le Distributeur est d'avis que sa proposition est celle qui offre un meilleur
17 équilibre entre la rémunération offerte, tant aux plus petits qu'aux plus grands
18 clients, et qui minimise les écarts entre l'appui versé par strate de réduction de
19 puissance et le versement d'un appui uniforme, comme le montre la figure
20 R-6.1.

¹⁰ Pièce HQD-6, document 2 (B-0085), p. 9.

FIGURE R-6.1 :
COMPARAISON DE L'IMPACT D'UNE RÉMUNÉRATION DÉGRESSIVE PAR STRATE DE RÉDUCTION DE PUISSANCE PAR RAPPORT À UNE RÉMUNÉRATION UNIFORME



Proposition de l'ACEFQ

Concernant la proposition de l'ACEFQ, le Distributeur note tout d'abord que le montant de l'appui financier moyen de la proposition de l'intervenant n'a pas été justifié, outre le fait que les coûts de l'Option se chiffraient à près de 15 M\$, plutôt que 17,7 M\$ selon la proposition du Distributeur. De la compréhension du Distributeur, l'ACEFQ estime que la 1^{re} strate de réduction de puissance (les premiers 200 kW) inclut tous les abonnements aux tarifs G et G9 et estime qu'une rémunération de 60 \$/kW serait suffisante pour susciter leur participation à l'Option. Le Distributeur tient à rappeler que sa proposition vise l'ensemble des abonnements dont l'effacement est d'au moins 15 kW, sans égard à leur tarif. D'ailleurs, la 1^{re} strate de réduction de puissance proposée pour l'Option regroupe également des abonnements aux tarifs DM, DP, M et LG. Ainsi, la calibration de l'appui dégressif a été faite en se basant sur la distribution des effacements réels de l'effacement par strates de réduction de puissance. En ce qui a trait aux abonnements du tarif G, une bonification à 60 \$/kW de la rémunération de l'effacement comparativement au 50 \$/kW offert au crédit hivernal ne constitue pas une garantie d'un accroissement de la participation de ces abonnements à l'Option. En effet, le Distributeur rappelle,

1 comme mentionné en réponse à la question 4.5 de la demande de
2 renseignement n° 2 de la FCEI¹¹, qu'aucun client au tarif G inscrit à l'option de
3 crédit hivernal lors de l'hiver 2019-2020 n'a atteint le seuil d'admissibilité à
4 l'Option. Le Distributeur ne partage donc pas la lecture de l'intervenant selon
5 laquelle la baisse de l'ordre de 15 % du crédit maximal pour les premiers 200 kW
6 d'effacement, par rapport à la rémunération uniforme de 70 \$/kW du programme
7 à l'hiver 2019-2020, permette d'augmenter la participation des abonnements à
8 ce tarif. En ce qui a trait aux plus grands abonnements du tarif M et des
9 abonnements aux LG adhérents à l'Option, le Distributeur rappelle que sa
10 proposition vise également à susciter l'intérêt des clients dont les barrières à
11 l'entrée (coûts récurrents) sont plus élevées que ceux des clients actuels
12 participant à l'Option, d'où une rémunération plus élevée dans les dernières
13 strates de réduction de puissance.

14 *Proposition de la FCEI*

15 En ce qui a trait à la proposition de la FCEI, le Distributeur ne partage pas
16 l'assertion de l'intervenant selon laquelle la participation à l'Option est plus
17 faible chez les plus petits clients. Les données de l'hiver 2019-2020 démontrent
18 que les abonnements dont l'effacement est inférieur à 50 kW représentait 40 %
19 des participants inscrits au Programme. Le tableau R-4.1-A présenté en
20 réponse à la question 4.1 de la demande de renseignement n° 2 de la FCEI¹²
21 présente d'ailleurs la ventilation des abonnements et effacements par strates
22 de réduction de puissance. Ainsi, fixer un appui financier de 75 \$/kW pour la
23 première strate de réduction de puissance sur la base de l'argument évoqué
24 par l'intervenant ne se justifie pas. D'ailleurs, le Distributeur estime que le gain
25 comparatif entre l'application de la proposition de la FCEI par rapport à celle du
26 Distributeur est, pour un effacement de 200kW, de 500 \$. De l'avis du
27 Distributeur, en considérant les contraintes financières et opérationnelles liées
28 à l'effacement d'un abonnement, ce gain marginal ne devrait pas entraîner une
29 augmentation de la participation des plus petits clients.

30 Relativement au prix fixé pour la dernière strate de réduction de puissance, le
31 Distributeur est d'avis, comme l'ACEFQ, que pour susciter la participation des
32 plus gros clients, l'appui financier doit être, au minimum, égal ou supérieur au
33 montant maximal de l'OEI, soit 40 \$/kW¹³. À ce propos, le Distributeur rappelle
34 qu'il est plus avisé d'utiliser l'appui financier associé à une strate de réduction
35 de puissance plutôt que l'appui financier découlant d'un effacement-type (par
36 exemple 3 000 kW). En effet, plus l'effacement-type considéré est proche de la
37 borne supérieure d'une strate, plus l'appui financier moyen de cet

11 Pièce HQD-7, document 5 (B-0106).

12 Pièce HQD-7, document 5 (B-0106).

13 C-ACEFQ-0034, page 5.

1 effacement-type va tendre vers l'appui financier de la strate dans lequel il se
2 situe. À titre illustratif, prenons l'exemple de deux abonnements avec des
3 effacements respectifs de 600 kW et 1 200 kW appartenant à la même strate de
4 réduction de puissance, selon la segmentation proposée par le Distributeur.
5 L'appui financier moyen est de 61,7 \$/kW pour l'abonnement dont l'effacement
6 est de 600 kW, alors qu'il est de 58,3 \$/kW pour celui dont l'effacement est de
7 1 200 kW. Ainsi, l'appui moyen de l'abonnement dont l'effacement est le plus
8 proche de la borne supérieure tend vers le crédit associé à la strate
9 d'effacement considéré, soit en l'occurrence 55 \$/kW. Dans le cas de la dernière
10 strate de réduction de puissance, qui n'a pas de borne supérieure, plus
11 l'effacement est important, plus la rémunération de l'abonnement à cette strate
12 de réduction de puissance va tendre de manière asymptotique vers la
13 rémunération de 45 \$/kW relative à cette strate. Par exemple, l'appui moyen
14 d'un effacement de 2 000 kW est de 54,5 \$/kW, tandis que celui d'un effacement
15 de 6 000 kW est de 48,2 \$/kW. La répartition des abonnements et effacements
16 est d'ailleurs présentée au tableau R-1.4 de la réponse à la question 1.4 de la
17 demande de renseignement n° 6 de la Régie¹⁴. En considérant les moyennes et
18 écart-types des strates de 2 000 kW et plus, l'appui moyen des abonnements
19 varierait entre 52 \$/kW et 47 \$/kW.

20 Ainsi, la proposition du Distributeur, avec un appui financier de 45 \$/kW pour la
21 dernière strate de réduction de puissance, permet à la fois de respecter
22 l'harmonisation avec l'OEI et de maintenir, voire susciter l'intérêt des
23 abonnements à fort potentiel d'effacement. L'octroi d'un crédit minimum
24 inférieur à 45 \$, par exemple à 35 \$/kW, se justifierait difficilement. En effet, le
25 Distributeur tient à souligner que, malgré l'appui financier uniforme de 70 \$/kW
26 du Programme, les abonnements dont l'effacement étaient de 1 000 kW et plus
27 constituait environ 3 % de l'ensemble des abonnements participants et
28 généraient toutefois 30 % de l'effacement global. L'octroi d'un crédit minimum
29 inférieur à 45 \$/kW pourrait avoir un impact sur le maintien de l'intérêt ou de
30 l'adhésion des abonnements à fort potentiel d'effacement. Voir également la
31 réponse à la question 2.4 de la demande de renseignement n° 6 de la Régie¹⁵.

- 6.2. Veuillez évaluer l'impact probable que pourrait avoir l'application de ces propositions sur la participation à l'Option en terme d'effacement global, selon l'appréciation du Distributeur, en tenant compte des coût d'exploitation présentés par Technosim à la référence (iii). Veuillez commenter.

¹⁴ Pièce HQD-7, document 1.1 (B-0102).

¹⁵ *Ibid.*

Réponse :

1 Sans être en mesure de quantifier l'impact sur le nombre de participants et
2 l'effacement global qui en découlerait, le Distributeur est d'avis que
3 l'application des propositions des intervenants pourrait avoir une incidence
4 globalement négative sur la participation des abonnements à l'Option.

5 Tout d'abord, un appui financier pour la dernière strate de réduction de
6 puissance fixé à 35 \$/kW pourrait avoir un impact sur l'intérêt de participation
7 des abonnements à fort potentiel d'effacement. Pour rappel, malgré un crédit
8 uniforme de 70 \$/kW au programme GDP Affaires, ces abonnements ne
9 représentaient qu'entre 1 % et 2 % des abonnements participants à l'hiver
10 2019-2020, selon la segmentation retenue par les intervenants. Aussi, une
11 réduction du crédit pour les strates d'effacement regroupant ces abonnements
12 à fort potentiel d'effacement devrait avoir une incidence sur leur intérêt à
13 adhérer à l'Option ou, à tout le moins, au volume d'effacement offert. Le
14 Distributeur rappelle que malgré leur part relative marginale, l'effacement
15 associé à ces abonnements représentait entre 17 % et 26 % de l'effacement
16 global¹⁶ du programme.

17 Pareillement, l'octroi d'un crédit de 75 \$ pour la première strate de réduction de
18 puissance selon la proposition de la FCEI aurait un impact très limité, car il ne
19 bénéficierait qu'à un segment de participants dont la contribution individuelle
20 moyenne est modeste. Le tableau R-4.1-A présenté en réponse à la question 4.1
21 de la demande de renseignement n° 2 de la FCEI¹⁷, démontre que l'effacement
22 moyen pour la strate de réduction de puissance de 50 kW et moins est de l'ordre
23 de 18 kW. Aussi, l'accroissement du nombre d'abonnements à cette strate
24 devra être très important afin d'avoir un impact significatif sur la contribution
25 de l'Option au bilan de puissance.

26 Comme mentionné à la pièce HQD-6, document 2 (B-0085)¹⁸, la proposition du
27 Distributeur tient compte, à titre indicatif, des charges d'exploitation présentées
28 dans les rapports de Technosim. Toutefois, il estime que le niveau d'appui
29 financier doit être déterminé en considérant également l'éventuelle
30 rémunération requise pour compenser les inconvénients et risques subis par
31 les clients pour participer à l'Option, sans quoi celle-ci s'avèrera sans attrait
32 pour ces derniers. Ainsi, le Distributeur est d'avis que sa proposition d'appui
33 financier couvre les coûts d'effacement encourus par les abonnements
34 participant, permet de les compenser pour les inconvénients et risques liés à
35 leur participation à l'Option et d'obtenir un gain en contrepartie de cet
36 effacement.

16 Avec un seuil d'admissibilité de 15 kW.

17 Pièce HQD-7, document 5 (B-0106).

18 Pages 8 et 9.

1 Voir également la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignement
2 n° 6 de la Régie à la pièce HQD-7, document 1.1 (B-0102).

MAFM

7. **Références :** (i) Pièce [B-0102](#), p. 29;
(ii) Pièce [B-0090](#), pages 3 et 5-6.

Préambule :

(i) « *L'utilisation de la puissance engagée pourrait augmenter les efforts nécessaires à la gestion de l'Option puisque'il y aurait des vérifications supplémentaires à effectuer sur le caractère adéquat de ces puissances engagées. De plus, compte tenu de la diversité des équipements en place et de l'absence de personnel dédié à la gestion de l'énergie, il pourrait s'avérer difficile pour le Distributeur de vérifier si l'engagement du client est conforme à son profil de consommation.* » [nous soulignons]

(ii)

<p>4.73 Domaine d'application L'option de gestion de la demande de puissance (GDP) décrite dans la présente section s'applique à l'abonnement de moyenne puissance d'un client qui peut interrompre sa consommation en période d'hiver à la demande d'Hydro-Québec.</p>	<p>4.73 Domaine d'application L'option de gestion de la demande de puissance (GDP) décrite dans la présente section s'applique à l'abonnement de moyenne puissance d'un client qui peut interrompre sa consommation en période d'hiver à la demande d'Hydro-Québec.</p>	
<p>L'entente entre en vigueur le 1^{er} décembre et se termine le 31 mars de l'année suivante.</p>	<p>L'entente entre en vigueur le 1^{er} décembre et se termine le 31 mars de l'année suivante.</p>	<p>Suppression de l'alinéa puisque les dates qui y sont mentionnées sont couvertes par la définition de période d'hiver spécifiée dans l'article 4.73 et les dispositions interprétatives du chapitre I des Tarifs.</p>
<p>4.75 Modalités d'adhésion Pour adhérer à la présente option, le demandeur doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec avant le 15 septembre en remplissant le <i>Formulaire d'inscription à l'option de gestion de la demande de puissance</i> et le formulaire <i>Liste d'adresses courriel pour les avis d'événement de GDP</i>, qui se trouvent sur le site www.hydroquebec.com. Après analyse, Hydro-Québec peut demander que des modifications y soient apportées.</p>	<p>4.75 Modalités d'adhésion Pour adhérer à la présente option, le demandeur client doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec avant le 15 septembre en remplissant le Formulaire d'inscription à l'option de gestion de la demande de puissance et le formulaire Liste d'adresses courriel pour les avis d'événement de GDP, qui se trouvent sur le site www.hydroquebec.com. Après analyse, Hydro-Québec peut demander que des modifications y soient apportées.</p>	
<p>Hydro-Québec avise le demandeur par écrit de sa décision d'accepter ou non la demande. Si elle est acceptée, les parties doivent signer une entente précisant le ou les abonnements visés et la station météorologique la plus proche de chaque point de livraison, de même que les droits et obligations de chaque partie.</p>	<p>Hydro-Québec avise le demandeur client par écrit de sa décision d'accepter ou non la demande. Si elle est acceptée, les parties doivent signer une entente <u>pour la période d'hiver à venir</u>, précisant le ou les abonnements <u>l'abonnement</u> visés et la station météorologique la plus proche de chaque <u>du</u> point de livraison, de même que les droits et obligations de chaque partie.</p>	

Demandes :

7.1. Veuillez expliquer à quoi le Distributeur fait allusion quand il fait référence à l'absence de personnel dédié à la gestion de l'énergie et en quoi cette situation est différente avec l'Option plutôt qu'avec le Programme.

Réponse :

1 **Le Distributeur fait référence à un membre du personnel responsable de la**
2 **gestion ou de la consommation d'énergie au sein de l'entreprise participante à**
3 **l'Option. Pour les plus petits participants, l'agrégateur jouait souvent ce rôle**
4 **dans le cadre du Programme, ce qui ne sera plus le cas dans le cadre de**
5 **l'Option.**

7.2. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'il n'y a pas eu de changements brusques ou significatifs dans la diversité des équipements mis en place pour le Programme puis pour l'Option,

Réponse :

6 **Le Distributeur le confirme.**

7.2.1. Est-ce que le Distributeur prévoit une modification dans la diversité des équipements au cours des 10 prochaines années ? Si oui, veuillez faire part des modifications.

Réponse :

7 **Le Distributeur n'entrevoit pas de changement significatif à cet égard.**

7.3. Veuillez confirmer que depuis le démarrage du Programme GDP Affaires jusqu'à l'hiver 2019-2020, le Distributeur procédait aux vérifications soulignées en référence (i) qui étaient à la base de la gestion du Programme GDP Affaires avec plus de 2 000 participants.

Réponse :

8 **À la référence (i), dans la mesure où l'estimation de l'effacement serait**
9 **également utilisée aux fins du MAFM, le Distributeur évoquait plutôt des**
10 **vérifications supplémentaires à celles normalement effectuées depuis le**
11 **démarrage du Programme aux fins de la planification des approvisionnements.**
12 **Voir la réponse à la question 8.6.1.**

7.4. Veuillez clarifier si, en vertu des articles 4.73 et 4.75 en référence ii), l'adhésion à l'Option est caduque après la fin de chaque période hivernale.

Réponse :

1 L'adhésion à l'Option ne devient pas caduque à la fin de chaque période
2 hivernale. Le titulaire de l'abonnement demeure adhérent à l'Option tant et
3 aussi longtemps qu'il n'en fait pas la demande auprès des services à la
4 clientèle, comme le stipule l'article 4.81. Le Distributeur rappelle que la date du
5 15 septembre stipulée à l'article 4.75 vise les nouvelles adhésions. Ce
6 traitement est identique à celui applicable pour les abonnements à l'option de
7 crédit hivernal pour la clientèle au tarif G ou au tarif Flex G.

7.4.1. Si oui, serait-il approprié de modifier le premier alinéa de l'article 4.75 en référence (ii) en ajoutant le terme « annuellement » après le terme « soumettre » ?

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 7.4.**

7.4.2. Dans la négative, veuillez indiquer si un participant demeure inscrit à l'Option année après année, sans aucune pénalité même s'il ne s'efface plus, lui donnant droit éventuellement au MAFM basé sur sa puissance totale consommée, un hiver où il n'y aurait pas d'événement de GDP.

Réponse :

9 Qu'il s'agisse d'une adhésion annuelle ou non, l'article 4.75 prévoit que le
10 Distributeur peut, à sa discrétion, refuser l'accès à l'Option, notamment dans le
11 cas où un client décidait de participer à l'Option et de ne pas s'effacer, et ce,
12 sur plusieurs années consécutives.

8. **Références :**
- (i) Pièce [B-0102](#), p. 29 ;
 - (ii) Décision [D-2019-164](#), p.74 ;
 - (iii) Pièce [B-0102](#), p. 31.

Préambule :

(i) « Le Distributeur rappelle que le MAFM est une mesure permettant aux clients de mitiger leur risque de ne pas pouvoir récupérer au moins une partie des sommes encourues pour mettre en place des mesures de GDP en l'absence d'événements de pointe critique. »

(ii) « [268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou

une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme. »

(iii) « *Dans la mesure où l'option tarifaire cherche à compenser les coûts directs et indirects lors des appels d'effacement, veuillez préciser à quelles sommes encourues le Distributeur fait référence en l'absence d'appel d'effacement.*

Réponse :

Par exemple, un client adhérant à l'Option pourrait engager des coûts en combustible pour être en mesure de participer aux événements de pointe critique. Comme il doit acquérir ce combustible avant la période d'hiver, laquelle débute le 1^{er} décembre, ce client doit être en mesure de mitiger son risque. Un autre exemple pourrait consister, pour un propriétaire d'immeubles, à engager des coûts de programmation des CVCA pour assurer le confort des employés et des clients lors des événements de pointe critique. Comme pour le premier exemple, ce propriétaire d'immeubles doit également être en mesure de mitiger son risque, ce que permet le MAFM. »

Demandes :

8.1. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que les sommes encourues mentionnées en référence (i) pour mettre en place des mesures de GDP ne doivent pas comprendre de sommes liées à l'investissement initial auquel le montant de 10,50 \$/kW est rattaché en référence (ii). Si non, veuillez justifier ou indiquer si le montant de 10,50 \$/kW aurait été sous-estimé.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

8.2. En ce qui a trait au premier exemple en référence (iii), veuillez commenter l'affirmation de la Régie à l'effet que les coûts du combustible qui n'aurait pas été utilisé lors de l'hiver en cours parce qu'il n'y aurait pas eu d'appel à événement de GDP, ne sont pas perdus puisque ce combustible n'a pas à être acheté une deuxième fois pour l'hiver suivant.

Réponse :

2 **Le Distributeur ne peut présumer de la gestion des charges d'exploitation des**
3 **clients participants à l'Option et ne peut se prononcer sur la stratégie**
4 **qu'emploierait ces clients quant aux achats de combustible effectués, ni du**
5 **maintien de leur adhésion à l'Option pour l'hiver suivant.**

8.2.1 Selon votre réponse, veuillez clarifier la nature du risque financier qui doit être mitigé en lien avec l'achat de combustible et estimer le % qu'il représente par rapport aux coûts de devoir participer à l'Option suite à des appels à événements de GDP du Distributeur.

Réponse :

1 **La réponse à la question 8.2.1 est fonction de la stratégie employée, propre au**
2 **client, quant aux achats de combustible effectués. Voir la réponse à la**
3 **question 8.2.**

8.3. En ce qui a trait au deuxième exemple en référence (iii), veuillez commenter l'affirmation de la Régie à l'effet que les coûts de programmation des systèmes de contrôle de CVCA pour assurer le confort des employés et des clients lors des événements de pointe critique, font partie de l'investissement initial de mise en place des systèmes de contrôle des CVCA pour la première participation à l'Option (ou au Programme) et que cette programmation n'a pas besoin d'être refaite chaque année, sauf pour en améliorer les performances ou ajouter des charges.

Réponse :

4 **Le Distributeur le confirme. Voir également les réponses aux questions 8.2 et**
5 **8.3, adaptées aux systèmes de contrôle CVCA.**

8.4. Veuillez fournir d'autres exemples concrets de sommes encourues pour mettre en place des mesures de GDP qui ne seraient pas récupérées en l'absence d'événements de pointe critique que ceux cités en référence (iii), et qui permettent de justifier l'existence du MAFM.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 8.5.**

8.5. Veuillez, sur la base de ces exemples, expliquer comment le Distributeur en est arrivé à la conclusion que le plafond de 20 000 \$ et la valeur de 15% de la puissance totale consommée sont la meilleure base de calcul du MAFM pour estimer les sommes encourues à compenser en cas d'absence d'événement de pointe critique.

Réponse :

7 **Comme mentionné en réponse à la question 3.2 de la demande de**
8 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0015), le**
9 **MAFM et ses paramètres ne peuvent être associés à des coûts précis et**
10 **constituent plutôt une forme de compensation offerte aux clients afin de pallier**
11 **les efforts et désagréments encourus par ces derniers afin de se rendre**
12 **disponibles pour réduire l'appel de puissance de leurs installations, cela dans**
13 **un court préavis et à chaque événement de pointe critique qui surviendrait au**
14 **cours d'un hiver.**

1 **Le Distributeur rappelle que le niveau du MAFM a été testé auprès des**
2 **partenaires du marché et des clients, puis validé dans le cadre du projet pilote**
3 **et n'a pas fait l'objet d'une modification depuis l'introduction du Programme.**

8.6. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'après une première année de participation d'un client, le Distributeur a une bonne estimation du niveau de puissance réel que celui-ci est capable d'effacer lors d'un évènement de GDP.

Réponse :

4 **Le Distributeur le confirme, toutes autres choses étant égales par ailleurs.**

8.6.1 Veuillez commenter l'affirmation de la Régie à l'effet que cette estimation, surtout quand elle est validée plusieurs années de suite, est une meilleure évaluation du niveau d'efforts (et donc possiblement de coûts) que ce client investit dans sa participation à l'Option qu'un pourcentage de sa puissance totale consommée pendant les 12 mois précédents.

Réponse :

5 **Bien qu'une estimation basée sur les effacements réels constatés puisse être**
6 **une bonne évaluation du niveau d'efforts consenti par le client pour participer**
7 **aux événements de pointe critique, le Distributeur signale qu'il s'agit tout de**
8 **même d'un estimé. En effet, à titre d'exemple, rien ne garantit que les**
9 **équipements en place une année seront les mêmes l'année suivante.**

10 **Le Distributeur réitère que l'utilisation, aux fins de la détermination du MAFM,**
11 **de la puissance maximale appelée (PMA) constitue la meilleure approche**
12 **puisqu'il s'agit d'une donnée mesurée, donc connue et difficilement**
13 **contestable, et utilisée aux fins de facturation. Le recours à une autre valeur,**
14 **basée par exemple sur l'historique d'effacement du participant ou encore sur**
15 **sa propre estimation de son effacement potentiel, pourrait entraîner une**
16 **négociation de la valeur du MAFM entre le Distributeur et le participant,**
17 **alourdissant inutilement le processus d'adhésion à l'Option.**

8.6.2 En fonction de l'interprétation du Distributeur des articles 4.73 et 4.75 du *Texte du tarif*, veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'une formule de calcul du MAFM basée sur une valeur d'effacement confirmée les années antérieures de participation pourrait, le cas échéant, éliminer la possibilité de verser un MAFM, une année sans évènement de pointe critique, à des clients qui seraient inscrits à l'Option sans jamais y avoir participé ni engagé de coûts

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.6.1.**

8.7. Veuillez confirmer que si le Distributeur continuait à récolter comme information, lors de sa première année de demande de participation au Programme, la puissance qu'un client entend effacer, il n'y aurait pas de raison pour laquelle la formule de calcul du MAFM ne pourrait pas utiliser cette valeur.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 8.6.1.**

AUTRES ENJEUX

Modifications proposées au document Tarifs d'électricité

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0102](#), R3.1, p. 18-19;
 - (ii) Pièce [B-0090](#), article 4.75, p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0090](#), article 4.77, p. 7;
 - (iv) Pièce [B-0090](#), article 4.77, p. 7;
 - (v) Pièce [B-0105](#), R2.2, p. 4;
 - (vi) Pièce [B-0007](#), Guide du Participant, p. 7 ;
 - (vii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0022](#), p. 18-19.

Préambule :

(i) « *Puissance admissible (kW) et Réduction de puissance estimée : l'article 4.80 réfère à l'application du crédit à la « puissance interruptible effective », qui s'apparente à la puissance admissible (kW) sous le Programme, et qui est définie à l'article 4.74 comme « une valeur, exprimée en kilowatts, qui correspond à la moyenne des réductions de puissance pendant l'ensemble des événements de pointe critique. La puissance interruptible effective est calculée après la période d'hiver ». La réduction de puissance est quant à elle définie comme « une valeur, exprimée en kilowatts, qui correspond à l'écart entre la puissance de référence et la puissance réelle lors d'un événement de pointe critique. » Quant à la définition de Réduction de puissance estimée, elle n'est plus requise étant donné qu'il n'y a plus d'engagement de la part du client pour participer à l'Option.*

[...]

Droit de refuser un Projet lors de l'inscription : cette définition est couverte par les articles 4.75 et 4.77. En effet, l'article 4.75 mentionne que le Distributeur avise le client de sa décision d'accepter ou non la participation du client à l'Option. L'article 4.77 mentionne quant à lui que le Distributeur peut restreindre le nombre de demandes d'adhésion acceptées. » [nous soulignons]

(ii) « 4.75 Modalités d'adhésion »

Pour adhérer à la présente option, le ~~demandeur-client~~ doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec avant le 15 septembre ~~en remplissant le Formulaire d'inscription à l'option de gestion de la demande de puissance et le formulaire Liste d'adresses courriel pour les avis d'événement de GDP, qui se trouvent sur le site www.hydroquebec.com~~. Après analyse, Hydro-Québec peut demander que des modifications y soient apportées.

Hydro-Québec avise le ~~demandeur~~ client par écrit de sa décision d'accepter ou non la demande. Si elle est acceptée, les parties doivent signer une entente pour la période d'hiver à venir, précisant ~~le ou les abonnements~~ l'abonnement visés et la station météorologique la plus proche ~~de chaque du~~ point de livraison, de même que les droits et obligations de chaque partie.

[...]

(iii)

4.76 Conditions d'admissibilité Pour que l'abonnement soit admissible à la présente option, les conditions suivantes doivent être remplies :	4.76 Conditions d'admissibilité Pour que l'abonnement soit admissible à la présente option, les conditions suivantes doivent être remplies :	
<p>a) le demandeur doit fournir à Hydro-Québec une estimation de la réduction de l'appel de puissance sur laquelle porte son engagement pour le ou les abonnements visés. Celle-ci doit être d'au moins 200 kilowatts, sans toutefois être inférieure à 10 % de la puissance maximale appelée en période d'hiver. S'il y a plusieurs abonnements, la réduction de l'appel de puissance et la puissance maximale appelée correspondent respectivement à la somme des réductions de l'appel de puissance et à la somme des puissances maximales appelées de ceux-ci ;</p>	<p>a) le demandeur doit fournir à Hydro-Québec une estimation de la réduction de l'appel de puissance sur laquelle porte son engagement pour le ou les abonnements visés. Celle-ci doit être d'au moins 200 kilowatts sans toutefois être inférieure à 10 % de la puissance maximale appelée en période d'hiver. S'il y a plusieurs abonnements, la réduction de l'appel de puissance et la puissance maximale appelée correspondent respectivement à la somme des réductions de l'appel de puissance et à la somme des puissances maximales appelées de ceux-ci ;</p>	<p>Puisque la notion d'agrégateur est retirée, et en raison des modifications à l'article 4.80, cet alinéa devient caduc.</p>

(iv) « 4.77 Limitation »

Hydro-Québec se réserve le droit de fixer une limite à la quantité totale de puissance dont elle entend se prévaloir en vertu de cette option, en fonction de ses besoins de gestion du réseau. ~~Si la puissance offerte dépasse ses besoins pour une période donnée, elle peut restreindre le nombre de demandes d'adhésion acceptées si la puissance offerte en vertu de la présente option dépasse ses besoins pour une période donnée.~~ »

(v) « 2.2 Si la puissance offerte dépasse la quantité de puissance dont le Distributeur entend se prévaloir, veuillez préciser sur quelles bases ou critères seront acceptées les demandes d'adhésion.

Réponse :

Dans une telle situation, le Distributeur réduirait au prorata la puissance offerte par chacun des clients afin de respecter la quantité totale de puissance recherchée. »

(vi) La Régie constate que le Guide du participant prévoyait que le Distributeur dispose d'un droit de refus d'une demande d'adhésion dans le cas où la réduction de puissance estimée n'atteignait pas 10% de l'appel maximal en puissance enregistré

« 1.1.2 Seuil d'admissibilité

[...]

Hydro-Québec se réserve le droit de refuser un Projet lors de l'inscription si :

[...]

c) la Réduction de puissance estimée par le Participant, pour les compteurs associés au Projet, est égal ou inférieure 10% de l'appel maximal enregistré par ces compteurs pour la période d'hiver 2016-2017. » [nous soulignons]

(vii) Le mémoire de l'AQCIE et le CIFQ note la réponse du Distributeur à la référence (v) et propose une reformulation de l'article 4.77 des Tarifs proposé par le Distributeur:

« Selon notre compréhension de la réponse du Distributeur, le dépassement des besoins du Distributeur n'est pas un critère pour refuser une demande d'adhésion puisque, dans une telle situation, il réduirait la puissance offerte par chacun des clients.

Il apparaît donc aux intervenants que la formulation de l'article 4.77 ne reflète pas le sens de la réponse fournie par le Distributeur.

Ainsi, les intervenants proposent de modifier l'article 4.77 comme suit :

« 4.77 Limitation Hydro-Québec se réserve le droit de fixer une limite à la quantité totale de puissance dont elle entend se prévaloir en vertu de cette option, en fonction de ses besoins de gestion du réseau. Si la puissance offerte dépasse ses besoins pour une période donnée, elle pourra réduire au prorata la puissance offerte par chacun des clients afin de respecter la quantité totale de puissance recherchée. »

Par ailleurs, l'article 4.80 concernant le crédit applicable pour la période d'hiver mentionne notamment : Aucun crédit n'est versé si la puissance interruptible effective est inférieure à 15 kilowatts.

Étant donné que le Distributeur souhaite pouvoir réduire la puissance de chacun des clients dans le cas où la puissance offerte est supérieure à ses besoins, la puissance effective d'un client offrant un effacement de 15 kW pourrait ainsi devenir inférieure à 15 kW.

Selon les intervenants, il y aurait lieu de modifier en conséquence le passage précité de l'article 4.80 proposé. Ils suggèrent le texte suivant : Aucun crédit n'est versé si la puissance interruptible effective est inférieure à 15 kilowatts sauf à l'égard du nombre de kilowatts qui est inférieure à 15 en raison de l'application de l'article 4.77, lesquels donnent droit à un crédit de 65\$ le kilowatt.

Les intervenants sont conscients qu'une réduction au prorata n'est peut-être pas optimale sur le plan strictement économique par rapport à la possibilité de refuser sur une base annuelle des adhésions en fonction de leur appui financier. Cependant ils considèrent que la réduction au prorata est acceptable car elle favorise le maintien des participants à l'Option. »

Demandes :

- 9.1. Considérant le retrait de la définition de *Réduction de puissance estimée* (référence (i)) et pour les fins de l'application de l'article 4.75 des Tarifs (référence (ii)), veuillez préciser la nature des critères permettant au Distributeur de fonder son jugement pour accepter ou non une demande d'adhésion.

Réponse :

1 Avant chaque hiver, le Distributeur évalue la puissance nécessaire pour
2 équilibrer son bilan de puissance et pour démontrer le respect du critère de
3 fiabilité en puissance¹⁹. Ce bilan est déjà utilisé par le Distributeur pour
4 déterminer les achats de puissance requis sur les marchés de court terme
5 lorsque les moyens déjà présents dans son portefeuille sont insuffisants. Donc,
6 dans une situation où les moyens du Distributeur comptabilisés dans ce bilan
7 seraient supérieurs aux besoins à combler (avant tout recours aux marchés de
8 court terme), le Distributeur pourrait limiter les adhésions des nouveaux
9 adhérents à l'Option jusqu'à comblement des quantités requises sur la base du
10 principe de premier arrivé, premier servi. Sur cette base, toutes les demandes
11 d'adhésion, outre celles qui ne répondent pas aux modalités et conditions
12 spécifiées aux articles 4.75 et 4.76, seront retenues jusqu'à concurrence des
13 besoins ciblés par le Distributeur.

14 Ce changement d'orientation, par rapport à ce que le Distributeur avait affirmé
15 en réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements de l'AQCIE-
16 CIFQ²⁰, émane notamment du fait que, contrairement aux OEI, il n'y a aucun
17 engagement de réduction de puissance des clients adhérents à l'Option, ce qui
18 rend le calcul proportionnel des réductions de puissance difficile à confirmer
19 par le Distributeur (rémunération basée sur une moyenne des réductions de
20 puissance pendant la période d'hiver) et pourrait être sujet à interprétation de
21 la part du client (possible incompréhension d'une réduction de puissance
22 ajustée d'un certain pourcentage). De plus, et contrairement aux clients de
23 grande puissance participant aux OEI, les clients de petite puissance et les plus
24 petits clients de moyenne puissance ont moins d'emprise sur des quantités
25 précises de réductions de puissance ciblées par l'Option.

¹⁹ Voir l'annexe D déposée dans le cadre du suivi de la décision D-2017-140 pour les années 2019-2020 et 2020-2021.

²⁰ Pièce HQD-7, document 4 (B-0105).

1 Enfin, le Distributeur estime que ce changement d'orientation ne devrait pas
2 avoir d'impact sur la contribution du moyen au bilan de puissance puisqu'elle
3 assure une pérennité des abonnements à l'Option tout en permettant l'ajout
4 d'abonnements (quantité) supplémentaires. À titre indicatif, le Distributeur n'a
5 jamais appliqué l'article 6.16 des Tarifs relativement aux OEI.

9.2. Considérant le retrait de la définition de *Réduction de puissance estimée* (référence (i))
et pour les fins de l'application de l'article 4.77 des Tarifs (référence (iv)), veuillez
préciser de quelle façon le Distributeur déterminera si la puissance offerte dépasse ses
besoins pour une période donnée afin d'exercer **son droit de restreindre le nombre de
demandes d'adhésion acceptées.**

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.2.1. Veuillez justifier en considérant notamment la réponse fournie à l'AQCIE-CIFQ
(référence (v)).

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.3. Veuillez présenter la position du Distributeur à l'égard des recommandations de
modifications aux articles 4.77 et 4.80 du texte des Tarifs présentées à la référence (vii).
Veuillez justifier.

Réponse :

8 **Compte tenu de sa réponse à la question 9.1, le Distributeur doit modifier**
9 **l'article 4.77 du texte des Tarifs afin d'incorporer une précision relative à la**
10 **limite de la quantité totale de puissance dont elle entend se prévaloir en vertu**
11 **de l'Option. Ainsi, le libellé de cet article serait établi comme suit : « Hydro-**
12 **Québec se réserve le droit de fixer une limite à la quantité totale de puissance**
13 **dont elle entend se prévaloir en vertu de cette option, en fonction de ses**
14 **besoins de gestion du réseau. Si la puissance offerte dépasse ses besoins pour**
15 **une période donnée, elle peut restreindre le nombre de nouvelles demandes**
16 **d'adhésion acceptées jusqu'à comblement des quantités sur le principe du**
17 **premier arrivé, premier servi. » Ainsi, cette proposition assure une pérennité**
18 **des abonnements à l'Option tout en permettant l'ajout de quantités**
19 **supplémentaires.**

1 **Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur ne juge pas requis de modifier**
2 **le dernier alinéa de l'article 4.80.**

9.4. Veuillez préciser comment le Distributeur entend calculer, informer et expliquer à ses nouveaux clients et ses clients existants, l'application d'une réduction au prorata de la puissance qu'elle entend se prévaloir, dans le cadre de l'application de l'article 4.77 du texte des Tarifs.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.5. À la référence (vi), le défaut du Participant d'inscrire une Réduction de puissance estimée à un seuil dépassant « 10% de l'appel de puissance maximal enregistré » donnait ouverture à l'exercice du droit du Distributeur de refuser l'inscription. Cette disposition a été traduite à l'article 4.76 des tarifs d'électricité en vigueur le 14 septembre 2020, comme une condition d'admissibilité à l'option. Selon la proposition du Distributeur (référence (iii)), cette condition ne serait pas reconduite.

9.5.1. Veuillez valider la compréhension de la Régie.

Réponse :

4 **Le Distributeur confirme la compréhension de la Régie. Toutefois, cette**
5 **condition d'admissibilité prévue au tarif provisoire s'accompagnait de**
6 **l'obligation pour le demandeur de fournir à Hydro-Québec une estimation de la**
7 **réduction de puissance sur laquelle portait son engagement pour un**
8 **abonnement visé. Puisque cette obligation a été levée, mais est toutefois**
9 **demandée sur une base volontaire (voir réponse à la question 2.1), le texte**
10 **relatif au seuil dépassant 10 % de l'appel de puissance maximal enregistré n'a**
11 **plus raison d'être.**

12 **De plus, le Distributeur rappelle que le texte des Tarifs déposé le 14 septembre**
13 **2020 se voulait une transposition du *Guide du participant* en attendant le dépôt**
14 **de la phase 2 relative au présent dossier.**

9.5.2. Outre le retrait de la définition de Réduction de puissance estimée, veuillez justifier l'abandon de cette condition.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 9.1.**

10. Références : (i) Pièce [B-0102](#), p. 20-21 ;

(ii) Pièce [B-0115](#), p. 12.

Préambule :

(i) « [...] « 2.1.2 Confirmation du montant de l'Appui financier

Le montant de l'Appui financier ou du MAFM est confirmé au plus tard le 31 mai 2018. Le Participant reçoit un document qui présente le calcul du montant de l'Appui financier et qui détaille pour chaque compteur et chaque Événement de GDP les éléments suivants : la puissance de référence, la puissance réelle, la réduction de puissance de chaque événement et la Puissance admissible. » [...]

4.2. Veuillez préciser si le client obtiendra le même niveau d'information que celui prévu à l'article 2.1.2 du Guide du Participant (référence (ii)) concernant le montant du crédit qui lui sera versé, soit, pour chaque événement de pointe critique : la puissance de référence, la puissance réelle, la réduction de puissance de chaque événement et la puissance admissible.

Réponse :

À court terme, ce même niveau de détail pourra être fourni sur demande. Il pourrait toutefois être accessible directement sur le portail de consommation du client à la suite du développement de cet outil.

4.2.1. Veuillez commenter la possibilité de décrire les informations qui seront fournies au client à cet égard à l'article 4.80 de l'Option (référence (iii)).

Réponse : Le Distributeur estime qu'il n'est pas nécessaire d'inclure ce niveau de détail à l'article 4.80, à l'instar de ce qui se fait pour les options d'électricité interruptible. Voir également la réponse à la question 4.2. » [nous soulignons]

(ii) « Préambule :

« Pour s'assurer de la justesse de l'appui financier à verser aux clients avec profils de consommation atypiques et non prévisibles, le Distributeur dispose d'indicateurs statistiques qui lui permettent, d'une part, d'identifier les profils de consommation atypiques et, d'autre part, d'utiliser la bonne courbe de référence afin de rémunérer de façon juste la contribution de la réduction de puissance de ces clients à profils de consommation atypiques. Le Distributeur s'assure donc d'utiliser la courbe de référence la plus adéquate possible pour agir de façon juste et équitable. Ainsi, il n'y a pas de sur ou de sous rémunération pour l'effacement constaté provenant des clients à profils de consommation atypiques. Ainsi, le Distributeur maintient le calcul de l'appui financier pour les abonnements ayant un profil de consommation atypique non prévisible présenté au cours de la phase 1 du présent dossier. » (Nous soulignons)

9.3 Veuillez indiquer si les clients ont accès aux intrants et aux résultats détaillés de l'exercice mentionné à la référence pour les cas qui les concernent. Dans l'affirmative, veuillez indiquer

avec un exemple sous quelle forme ces informations sont transmises. Dans la négative, veuillez justifier une telle omission.

Réponse : Les données de consommation sont disponibles sur le portail de consommation de l'espace client ou avec le service VigieLigne alors que les données météo sont disponibles sur le site d'environnement canada ou le site Web de Simeb.

Complément de réponse : En ce qui a trait au Programme, le Distributeur fournissait systématiquement depuis ses débuts, les résultats pour chacun des abonnements dans un document dédié au projet du participant nommé « Rapport du calcul de l'appui financier ». Un exemple d'un extrait du rapport est présenté à la figure R-9.3-A. À la demande des participants, le Distributeur fournissait un « Rapport détaillé du calcul de l'appui financier » qui fournit les courbes de référence comme informations supplémentaires. Un exemple d'un extrait du rapport détaillé est présenté à la figure R-9.3-B. Au cours des 3 derniers hivers, 17 participants à l'hiver 2017-2018, un (1) participant à l'hiver 2018-2019 et un (1) participant à l'hiver 2019-2020 ont fait la demande pour obtenir le rapport détaillé.

En ce qui a trait à l'Option proposée, le Distributeur réfère l'Intervenant à sa réponse à la question 4.2 de la demande de renseignement n o 6 de la Régie, à la pièce HQD-7, document 1.1 (B-0102) » [nous soulignons]

Demandes :

10.1. Veuillez préciser à quel moment le Distributeur prévoit que le portail de consommation du client (référence (i)) sera fonctionnel et permettra au client de consulter le calcul du crédit.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de renseigner la Régie sur le moment où le**
2 **libre-service et le portail de consommation du client seront fonctionnels et mis**
3 **à la disposition des abonnements adhérents à l'Option. Toutefois, le**
4 **Distributeur estime que le développement informatique pour le versement du**
5 **crédit sur la facture des clients devrait être opérationnel pour le printemps 2022.**
6 **Quant au développement informatique relatif au processus d'inscriptions, ce**
7 **dernier devrait être opérationnel au cours de l'année 2022. D'ici là, le**
8 **Distributeur serait en mesure de fournir le bilan de la participation d'un client à**
9 **l'Option à sa demande, comme mentionné en réponse à la question 4.2 de la**
10 **demande de renseignements n° 6 de la Régie a la pièce HQD-7, document 1.1**
11 **(B-0102). Quant à la charge de travail liée à l'envoi du rapport du calcul du**
12 **crédit, le Distributeur anticipe une hausse de l'ordre de 40 %, notamment en**
13 **raison de la disparition du rôle des agrégateurs.**

10.2. Veuillez élaborer sur la charge de travail qu'implique l'envoi du rapport du calcul du crédit à tous les clients.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.1.**

10.3. Veuillez commenter les deux possibilités suivantes, considérant notamment vos réponses aux questions précédentes.

10.3.1. Prévoir l'envoi des informations sur le détail du calcul du crédit.

Réponse :

2 **Compte tenu des réponses précédentes, le Distributeur juge plus approprié**
3 **d'apporter une précision au texte des Tarifs sur la possibilité, pour un client**
4 **participant, d'obtenir le rapport détaillé du calcul du crédit sur demande, plutôt**
5 **que de prévoir l'envoi des informations sur le détail du calcul du crédit.**

6 **À cet égard, le Distributeur propose de modifier l'avant dernier alinéa de l'article**
7 **4.80 de la façon suivante : « Le montant du crédit est confirmé au client au plus**
8 **tard le 31 mai suivant la période d'hiver au cours de laquelle les événements**
9 **ont lieu. Pour obtenir le rapport détaillé du calcul du crédit, le client doit en faire**
10 **la demande par écrit, par courriel ou par téléphone à Hydro-Québec. »**

11 **Par ailleurs, le Distributeur souhaite également modifier à cet alinéa la date du**
12 **31 mai par la notion de cycle de facturation, toujours suivant la dernière période**
13 **d'hiver. Cette modification, qui sera incluse dans la mise à jour du texte de**
14 **l'Option à venir, s'avère nécessaire puisque certains clients pourraient avoir un**
15 **cycle de facturation débutant le 1^{er} du mois et ainsi dépasser la date du 31 mai.**
16 **Par exemple, un client qui a un cycle de facturation à chaque 1^{er} du mois**
17 **pourrait recevoir son crédit sur sa facture du 1^{er} juin, dépassant ainsi la date du**
18 **31 mai.**

19 **L'avant dernier alinéa de l'article 4.80 pourrait se libeller ainsi : « Le montant du**
20 **crédit est confirmé au client au plus tard le 3^e cycle de facturation suivant la**
21 **période d'hiver au cours de laquelle les événements ont lieu. Pour obtenir le**
22 **rapport détaillé du calcul du crédit, le client doit en faire la demande par écrit,**
23 **par courriel ou par téléphone à Hydro-Québec. »**

10.3.2. Prévoir une précision au texte de l'Option à l'effet que le client peut obtenir le rapport détaillé du calcul du crédit sur demande.

Réponse :

24 **Voir la réponse à la question 10.3.1.**