

Demande de renseignements n° 1 du GRAME à Hydro-Québec

Demande d'ordonnance de sauvegarde relativement au maintien de la GDP Affaires pour l'hiver 2022-2023 suivant le jugement du 4 octobre 2022 de la Cour supérieure dans le dossier 500-17-113361-201 (R-4208-2022, phase 2)

I. MODALITÉS DE L'OFFRE TARIFAIRE : RÉDUCTION DU SEUIL MINIMAL DE PUISSANCE À 10 kW ET CATÉGORIE DE MESURES POUR L'EFFACEMENT

Références

i. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 11

Par ailleurs, les commentaires recueillis auprès des clients par les équipes du service et des ventes à la clientèle affaires, à la suite du premier hiver d'application des modalités du Tarif GDP, révèlent l'utilisation de génératrices à combustibles fossiles et la réduction ou le déplacement de leurs activités opérationnelles comme principales mesures de réduction de puissance. Les clients participants ont indiqué avoir rencontré plusieurs défis opérationnels et financiers à participer à la GDP Affaires.

En particulier, il y a la complexité de la gestion manuelle des mesures de réduction d'appel de puissance lors des événements de pointe chez les clients qui ne peuvent pas l'automatiser. D'ailleurs, les contraintes associées au marché du travail, notamment l'accès à des ressources qualifiées, représentent aussi un défi chez les clients qui doivent embaucher des firmes spécialisées pour les accompagner dû à un manque d'expertise interne ou qui doivent assigner de la main-d'oeuvre à la gestion des mesures. (Notre souligné)

ii. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 11

D'un point de vue financier, certains clients ont soulevé l'inadéquation de la rémunération, particulièrement la dégressivité des tranches de réduction de puissance compte tenu que le coût et l'effort des mesures à mettre en place pour effacer davantage de kilowatts sont croissants. Également, l'augmentation du prix des combustibles a exercé une forte pression sur la rentabilité de l'opération pour ceux ayant utilisé une génératrice.

Compte tenu de ce qui précède et du caractère critique de la contribution de la GDP Affaires au bilan de puissance, le Distributeur estime prudent d'offrir, dès l'hiver 2023-2024, un appui financier moyen de 66 \$/kW afin d'assurer la contribution requise de l'OGA au bilan de puissance du Distributeur. (Notre souligné)

iii. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 9

TABLEAU 2 :
 COMPARAISON DES PRINCIPALES MODALITÉS DE LA GDP AFFAIRES EN VIGUEUR À L'HIVER
 2022-2023 À CELLES PROPOSÉES DE L'OGA

Modalités tarifaires	Articles visés du texte des Tarifs d'électricité (au 1 ^{er} avril 2022)	Modalités en vigueur à l'hiver 2022-2023	Modalités proposées de l'OGA	Sections traitant des ajustements proposés
Nombre maximal d'événements par jour	4.78	2	2	-
Délai minimal entre deux événements	4.78	7 heures	7 heures	-
Durée d'un événement : matin-soir (heures)	4.78	3 - 4	3 - 4	-
Durée maximale des événements par période d'hiver	4.78	100 heures	100 heures	-
Strates de réduction de puissance (en kilowatts)	4.80			3.2
- 1re strate		15 - 199	10 - 100	
- 2e strate		199 - 599	100 - 400	
- 3e strate		599 - 1 199	400 - 1 200	
- 4e strate		1 199 - 1 799	1 200 -	
- 5e strate		1 799 -	s/o	
Crédit applicable par période d'hiver (en \$/kilowatts)*	4.80			3.2
- 1re strate		66,690	75,000	
- 2e strate		61,560	65,000	
- 3e strate		56,430	60,000	
- 4e strate		51,300	55,000	
- 5e strate		46,170	s/o	
Seuil minimal de réduction de puissance effective	4.80	15 kilowatts	10 kilowatts	3.3

iv. R-4208-2022, [B-0022](#), Tableau 3, p. 12

TABLEAU 3 :
 RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS
 PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE -
 HIVER 2021-2022

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)	
	Nombre	%	Nombre	%
Sous le seuil minimal	1 118	36%	4 684	1%
de 15 kW à 199kW	1 439	46%	91 209	23%
Plus de 199kW à 599kW	439	14%	145 736	37%
Plus de 599kW à 1 199kW	79	3%	63 677	16%
Plus de 1 199kW à 1 799kW	15	0%	21 850	6%
Plus de 1 799kW	19	1%	68 245	17%
Total	3 109	100%	395 401	100%

v. R-4208-2022, [B-0022](#), Tableau 4, p. 13

TABLEAU 4 :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE -
HIVER 2021-2022

Strates de réduction de puissance (kW)	Abonnements		Effacement	
	Nombre	%	Nombre	%
0 - 10	973	31%	2 878	1%
10 - 100	1 308	42%	53 862	14%
100 - 200	279	9%	39 752	10%
200 - 400	336	11%	97 109	25%
400 - 600	101	3%	48 628	12%
600 - 800	44	1%	30 806	8%
800 - 1 000	23	1%	20 509	5%
1 000 - 1 200	11	0%	11 762	3%
1 200 - 1 500	9	0%	12 044	3%
1 500 - 2 000	12	0%	21 154	5%
2 000 - 3 000	4	0%	10 094	3%
3 000 - 4 000	2	0%	6 676	2%
4 000 - 5 000	4	0%	18 385	5%
5 000 - 6 000	1	0%	5 136	1%
6 000 - 7 000	1	0%	6 713	2%
7 000 - 10 000	1	0%	9 895	3%
Total	3 109	100%	395 401	100%

vi. R-4208-2022, [B-0022](#), Tableau 8, p. 16

TABLEAU 8 :
CONTRIBUTION DES ABONNEMENTS SELON LEUR EFFACEMENT À LA GDP AFFAIRES -
HIVER 2021-2022

SOUS-STRATES	TARIFS						TOTAL EFFACEMENT	
	DM	DP	G	G9	M	LG	kW	%
≥0kW à ≤5kW	65,2	14,9	415,4	99,8	623,0	-	1 218	0,31%
>5kW à ≤10kW	65,3	38,6	296,5	196,3	1 112,9	-	1 710	0,43%
>10kW à <15kW	93,3	-	608,7	148,6	905,2	-	1 756	0,44%
≥15kW à ≤20kW	109	15	1 279	159	1 247	-	2 810	0,71%
>20kW à ≤25kW	110	-	1 131	296	1 122	-	2 659	0,67%
>25kW à ≤30kW	81	55	1 226	222	1 488	25	3 097	0,78%
>30 kW	925	929	7 265	10 892	286 456	75 685	382 151	96,65%
<i>Total</i>	<i>1 449</i>	<i>1 053</i>	<i>12 221</i>	<i>12 014</i>	<i>292 954</i>	<i>75 710</i>	<i>395 401</i>	<i>100,0%</i>

Le Distributeur propose ainsi d'imposer un seuil minimal de réduction de puissance d'au moins 10 kW en-deçà duquel un client ne recevrait aucune rémunération en contrepartie de son effacement, en vertu de l'article 4.80 proposé de l'OGA. De l'avis du Distributeur, ce seuil représente un bon compromis entre les efforts liés à la gestion de l'OGA, lesquels peuvent comprendre le traitement d'une très grande quantité d'abonnements, la vérification des effacements des abonnements aux fins du calcul du crédit à verser, ou pour simplement établir le caractère sérieux des clients à se prévaloir de l'OGA, et le maintien du nombre de clients admissibles à celle-ci. (Notre souligné)

vii. R-4208-2022, [B-0026](#), Tableau 2 et 3, p. 4

TABLEAU 2 :
 DISTRIBUTION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS SELON LEUR EFFACEMENT À LA GDP AFFAIRES -
 HIVER 2022-2023

SOUS-STRATES	TARIFS						TOTAL ABONNEMENT	
	DM	DP	G	G9	M	LG	nombre	%
≥0kW à ≤5kW	30	19	433	92	391	2	967	29%
>5kW à ≤10kW	13	4	38	30	145	-	230	7%
>10kW à <15kW	8	3	47	11	91	-	160	5%
≥15kW à ≤20kW	5	5	78	6	66	1	161	5%
>20kW à ≤25kW	3	3	52	5	45	2	110	3%
>25kW à ≤30kW	3	3	43	11	39	-	99	3%
>30 kW	11	12	148	97	1 312	46	1 626	48%
<i>Total</i>	<i>73</i>	<i>49</i>	<i>839</i>	<i>252</i>	<i>2 089</i>	<i>51</i>	<i>3 353</i>	<i>100,0%</i>

TABLEAU 3 :
 CONTRIBUTION DES ABONNEMENTS SELON LEUR EFFACEMENT À LA GDP AFFAIRES -
 HIVER 2022-2023

SOUS-STRATES	TARIFS						TOTAL EFFACEMENT	
	DM	DP	G	G9	M	LG	kW	%
≥0kW à ≤5kW	57,1	33,5	334,5	140,2	703,7	1,7	1 271	0,29%
>5kW à ≤10kW	93,1	29,0	270,2	212,0	1 071,0	-	1 675	0,38%
>10kW à <15kW	95,0	35,6	597,0	135,9	1 118,3	-	1 982	0,45%
≥15kW à ≤20kW	89,5	87,5	1 354,8	99,9	1 154,0	19,8	2 806	0,63%
>20kW à ≤25kW	61,2	65,3	1 160,8	112,0	1 021,9	45,4	2 467	0,56%
>25kW à ≤30kW	78,5	85,9	1 178,2	302,2	1 090,2	-	2 735	0,62%
>30 kW	1 044,3	558,3	6 791,7	9 555,9	304 259,7	107 117,8	429 328	97,08%
<i>Total</i>	<i>1 519</i>	<i>895</i>	<i>11 687</i>	<i>10 558</i>	<i>310 419</i>	<i>107 185</i>	<i>442 263</i>	<i>100,0%</i>

viii. R-4208-2022, [A-0015](#), notes sténographiques du 11 mai 2023, p. 96-97, R. 76

R. Bien là c'est sûr que le pourcentage est faible parce que le plus grand nombre de clients n'a pas... tend vers... tend vers zéro (0), cinq (5), là, puis il y en a beaucoup justement qui se sont découragés. On voit, t'sais, dans... qu'ils ont eu un premier événement, deux événements, ont vu qu'ils tendaient vers sous les quinze (15), vers sept (7), huit (8), neuf (9), dix (10), puis qu'ils ont abandonné leur participation. Ça fait que ce qui fait que leurs résultats sur toute l'année a diminué. Ça fait que vraiment, là, t'sais, je vous dirais qu'il faut faire attention aux chiffres ici, parce qu'ils ne reflètent pas l'ensemble de la réalité qu'on a pu subir. Ça fait que je vous dirais... puis, oui, le... c'est sûr que, je le répète, mais on a trente-deux (32)... les chiffre ne sont peut-être pas exacts, mais l'ordre de grandeur est bon, on a autour de trente-deux mille (32 000) clients, là, qui ont une facturation avec une notion de puissance. C'est ça le potentiel. Ça fait que si... t'sais, le but c'est justement d'approcher tous ces clients-là, puis il y en a beaucoup qui vont être plus... plus proches de ces strates-là. D'avoir des clients participatifs qui ont plus de succès va aussi aider à en embarquer d'autres dans l'option GDP. (Notre souligné)

ix. R-4208-2022, [B-0022](#), Annexe B-2, Tableau 22, p. 60

Tableau 22 : Répartition des clients qui n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure et sommaire des coûts

Catégorie	# clients	%	Coût d'exploit. moyen \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW	Coût d'impl. moyen \$/kW	Max. \$/kW	Coût unitaire actualisé moyen - \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW
Chaudière combustible	4	19%	\$ 10.56	\$ 1.50	\$ 25.12	\$ 28.37	\$ 55.86	\$ 16.83	\$ 7.81	\$ 55.86
Contrôle systèmes de CVCA	4	19%	\$ 8.01	\$ -	\$ 23.99	\$ 20.90	\$ 43.06	\$ 12.63	\$ -	\$ 43.06
Gestion chaîne production	3	14%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.81	\$ 5.43	\$ 0.40	\$ -	\$ 5.43
Groupe électrogène	10	48%	\$ 22.22	\$ 3.97	\$ 57.31	\$ 33.03	\$ 176.35	\$ 29.52	\$ 3.97	\$ 176.35

x. R-4208-2022, [B-0022](#), Tableau 7, p. 16

TABLEAU 7 :
 DISTRIBUTION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS SELON LEUR EFFACEMENT À LA GDP AFFAIRES -
 HIVER 2021-2022

SOUS-STRATES	TARIFS						TOTAL ABONNEMENT	
	DM	DP	G	G9	M	LG	nombre	%
≤0kW à ≤5kW	21	13	377	63	269	2	745	24%
>5kW à ≤10kW	9	5	40	26	153	-	233	7%
>10kW à ≤15kW	8	-	47	11	74	-	140	5%
≥15kW à ≤20kW	6	1	72	9	72	-	160	5%
>20kW à ≤25kW	5	-	50	13	50	-	118	4%
>25kW à ≤30kW	3	2	45	8	54	1	113	4%
>30 kW	11	14	163	98	1 272	42	1 600	51%
Total	63	35	794	228	1 944	45	3 109	100,0%

xi. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 37

3. Marché visé et base de clients pour les entrevues

Le marché visé par l'enquête correspond aux abonnements de moyenne puissance. Hydro-Québec. L'échantillon utilisé est identique à celui de l'enquête initiale de 2021, soit les 37 clients participants de 2021 et 29 clients non participants en 2021. (Notre souligné)

xii. R-4208-2022, [B-0022](#), Annexe C, Tableau C-1, p. 54

Tableau C-1: Répartition des répondants par secteur

	Participants	Non-participants	Total
Commercial	5	3	8
Institutionnel	4	7	11
Industriel	2	9	11
Total	11	19	30

xiii. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 16

Le Distributeur propose ainsi d'imposer un seuil minimal de réduction de puissance d'au moins 10 kW en-deçà duquel un client ne recevrait aucune rémunération en contrepartie de son effacement, en vertu de l'article 4.80 proposé de l'OGA. De l'avis du Distributeur, ce seuil représente un bon compromis entre les efforts liés à la gestion de l'OGA, lesquels peuvent comprendre le traitement d'une très grande quantité d'abonnements, la vérification des effacements des abonnements aux fins du calcul du crédit à verser, ou pour simplement

établir le caractère sérieux des clients à se prévaloir de l'OGA, et le maintien du nombre de clients admissibles à celle-ci. (Notre souligné)

xiv. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 15

4.3. Établissement du seuil d'admissibilité à 10 kW

Le Distributeur rappelle que le seuil minimal de réduction de puissance de 200 kW par projet jusqu'à l'hiver 2020-2021, soit lorsque la GDP Affaires permettait le regroupement de plusieurs abonnements par projet, avait été abaissé à 15 kW par abonnement à compter de l'hiver 2021-2022. Cet abaissement du seuil visait à permettre aux clients de plus petite taille, telles les écoles ou les banques, de demeurer admissibles à la GDP Affaires en l'absence de tiers pouvant agréger leur contribution.

À la lumière des résultats de l'hiver 2021-2022 présentés au tableau 4, le Distributeur propose d'abaisser de nouveau ce seuil afin de permettre à un plus grand nombre d'abonnements inscrits à l'OGA d'avoir droit aux crédits selon leur effacement³¹.

En effet, sur la base des données de l'hiver 2021-2022, le Distributeur a évalué le nombre d'abonnements et les kW d'effacement qui seraient exclus de l'OGA selon différents seuils de réduction de puissance. Les tableaux 7 et 8 présentent ces deux statistiques par seuil minimal de réduction de puissance.

Note de bas de page no 31, page 15 : Comme indiqué aux tableaux 7 et 8, sur les 3 109 abonnements inscrits pour cet hiver, 1 118 (soit 36 % des abonnements représentant 1,2 % de l'effacement effectif total) n'ont pas eu droit à un crédit en raison d'une contribution inférieure au seuil minimal de 15 kW. (Nos soulignés)

Demandes

1.1. (Réf. i.) Le Distributeur précise que l'utilisation de génératrices à combustibles fossiles est l'une des principales mesures de réduction de puissance. Il indique également que les participants ont indiqué avoir rencontré des défis opérationnels, notamment la complexité de la gestion manuelle des mesures de réduction d'appel de puissance. Veuillez déposer les commentaires recueillis auprès des clients par les équipes du service et des ventes à la clientèle.

1.2. (Réf. i.) Veuillez expliquer ce à quoi font référence ces clients pour les défis opérationnels impliquant des activités de gestion manuelle. S'agit-il, par exemple, du démarrage des génératrices lorsqu'elles ne sont pas automatisées ?

1.2.1. Veuillez fournir une liste des mesures qui impliquent des actions manuelles de la part des clients.

1.2.2. Pour une mesure manuelle de démarrage d'une génératrice, veuillez expliquer en quoi cela constitue un défi opérationnel (ex. : besoin de personnel qualifié sur les lieux avant l'évènement de pointe, etc.).

1.3. (Réf. iv et v.) Pouvez-vous confirmer qu'en comparant les Tableaux 3 et 4, on peut en déduire que la strate 10-15 kW a contribué à 1 806 kW d'effacement, soit à 0,45 % de l'effacement total à l'hiver 2021-2022 ?

1.4. (Réf. vi. et viii) Lors de l'audience du 11 mai 2023, le témoin du Distributeur indiquait un ordre de grandeur de trente-deux-mille (32 000) clients qui ont une facturation avec une notion de puissance. Pour la sous-strate 10-15 kW, veuillez fournir un ordre de grandeur du bassin de clients visés ?

1.5. (Réf. vii. et x.) Nous constatons que le nombre de clients de la strate 10-15 kW pour l'hiver 2022-2023 est de 160 clients (Tableau 2, réf. vii.), soit une hausse prévue de 20 clients par rapport à l'hiver 2021-2022 (Tableau 7, Réf. ix). Veuillez identifier le nombre d'abonnements potentiels pour la strate 10-15 kW sur la durée du Plan d'approvisionnement 2023-2032 ?

1.6. Veuillez préciser également la valeur ajoutée en kW d'effacement escomptée par le Distributeur sur la durée du Plan d'approvisionnement, soit sur 10 ans, par l'ajout de cette strate.

1.7. (Réf. ix.) Selon vos estimations, sur ce potentiel d'abonnement pour la strate 10-15 kW, quel pourcentage du nombre de clients pourrait décider de s'équiper d'un groupe électrogène leur permettant d'atteindre un seuil de 10 kW d'effacement, avec ou sans recours à d'autres mesures ?

1.8. (Réf. ix.) Au tableau 22, on constate que pour les clients qui n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure, la mesure la plus populaire est l'utilisation d'un groupe électrogène, soit 48% de ces clients ou presque un (1) client sur deux (2). Pour les petits commerces de la strate 10-15 kW, ce pourcentage pourrait-il être supérieur à la répartition des catégories de mesures identifiées au tableau 22 ?

1.8.1. Si oui, veuillez expliquer pourquoi.

1.8.2. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

1.9. (Réf. vii, ix. et x.) Parmi les clients ayant participé à la GDP Affaires à l'hiver 2022-2023, veuillez identifier les types de mesures utilisées dans la strate 10 kW-15 kW. Veuillez utiliser le format du tableau 22 pour les trois premières colonnes (le détail des autres colonnes n'est pas nécessaire, si elles ne sont pas disponibles).

1.10. (Réf. ix. et x.) Au tableau 22, on retrouve parmi les catégories de mesures la gestion des chaînes de production et le contrôle des systèmes de CVCA. Veuillez préciser selon votre connaissance des clients qui ont opté pour la GDP affaires, quels types de clients optent pour ces mesures et dans quelles strates de consommation se retrouvent-ils majoritairement. Veuillez répondre séparément pour ces deux types de mesures.

1.11. (Réf. x., xi. et xii) Le rapport de Technosim indique que le marché visé par l'enquête correspond aux abonnements de moyenne puissance, lesquelles se situent dans les catégories commerciale, institutionnelle et industrielle. Veuillez préciser à partir de quelle strate d'effacement potentiel se situent les répondants visés par l'enquête.

1.12. (Réf. i. et xiii.) Le Distributeur indique que les efforts liés à la gestion de l'OGA peuvent comprendre le traitement d'une très grande quantité d'abonnements. Concernant la sous-strate 10-15 kW, considérant le nombre d'abonnements potentiels, le Distributeur envisage-t-il devoir fournir plus d'efforts de commercialisation et d'accompagnement pour ces petits clients qui n'ont peut-être pas les moyens d'embaucher une firme spécialisée pour les accompagner ?

1.12.1. Si, oui, le Distributeur va-t-il accompagner ces clients pour les diriger vers la solution la plus simple soit l'ajout de groupe électrogène, ou les orienter vers des solutions comme le contrôle des systèmes de CVCA ou encore des équipements comme les accumulateurs de chaleur ?

1.12.2. Considérant les aides financières du PGEE et celle du programme Chauffez vert pour ce type d'équipement (ex. : accumulateur de chaleur), le Distributeur a-t-il procédé à une évaluation comparative entre les coûts de gestion et d'opération de l'ajout de groupe électrogène et ceux d'un accumulateur de chaleur, donc de la rentabilité d'une telle mesure, comparativement à celle d'un groupe électrogène ?

1.12.3. Si oui, veuillez la déposer.

2. UTILISATION DE MOYENS THERMIQUES ET SANTÉ PUBLIQUE

Références

i. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 31

UTILISATION DE MOYENS THERMIQUES

Au paragraphe 277 de la décision D-2019-164, la Régie indiquait qu'il serait souhaitable que le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre du Programme.

Eu égard à l'importance, aux fins de la participation des clients, de l'utilisation de chaudières à combustible et de groupes électrogènes, le Distributeur réitère que leur utilisation sans restriction doit demeurer permise pour permettre aux clients de livrer les MW attendus à l'OGA (note 52).

Demandes

2.1. Le Distributeur a-t-il envisagé une ou des alternatives à l'utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre de l'OGA ?

2.2. Le Distributeur a-t-il une connaissance de la proportion de petits commerces, visés par l'offre OGA, se situant dans un environnement urbain afin de desservir les besoins des populations situées à proximité ?

2.3. Considérant les problématiques de voisinage qui peuvent survenir par l'usage de groupes électrogènes dans un environnement urbain, le Distributeur pourrait-il envisager de restreindre l'offre d'OGA aux petits commerces situés dans un environnement non urbain ?

2.4. Considérant les problématiques liées à la qualité de l'air en milieu urbain et de son impact sur la santé publique, le Distributeur a-t-il estimé l'augmentation des GES en milieu urbain résultant d'une augmentation des génératrices à combustibles fossiles pour permettre d'atteindre un effacement entre 10 -15 kW?

3. ADÉQUATION ENTRE LE CRÉDIT APPLICABLE ET LES COÛTS D'EXPLOITATION ET D'IMPLANTATION DES MESURES

Références

i. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 59

1. Paramètres de la mise à jour.

Cette mise à jour des résultats de la première étude vise à actualiser les coûts de l'énergie utilisés en 2020 et le coût des équipements et mains d'œuvre. Les coûts suivants ont été utilisés pour la mise à jour :

- Coût moyen de diésel/Mazout passe de 0.80\$/L à 1.80 \$/L (<https://www.huiles-interprovinciales.com/prix-huile-a-chauffage/7/135/16/>).
- Coût moyen du gaz naturel passe de 0.50 \$/m3 à 0.60 \$/m3 (<https://www.energir.com/fr/grandes-entreprises/prix-du-gaz-naturel/prix-et-historique/>).
- Coût des équipements et main d'œuvre augmente de 20.8% comparativement à 2020, soit 6.9% en 2021 et 13% en 2022, basé sur l'inflation dans le secteur de la construction commercial selon Statistiques Canada.

ii. R-4208-2022, [B-0022](#), Tableau 11, p. 58

Tableau 11 : Détails du coût unitaire d'exploitation par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût d'exploitation				# de répondeurs / effacement moyen
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum	
0 à 200	\$ 18.35	\$ 7.81	\$ -	\$ 57.31	5/130 kW
plus de 201 à 400	\$ 19.63	\$ 20.63	\$ -	\$ 41.23	10/293 kW
plus de 401 à 600	\$ 11.31	\$ 7.81	\$ -	\$ 24.77	5/472 kW
plus de 601 à 800	\$ 11.69	\$ 14.45	\$ -	\$ 20.63	3/665 kW
plus de 801 à 1000	\$ 11.07	\$ 11.07	\$ 11.07	\$ 11.07	1/926 kW
plus de 1000	\$ 10.54	\$ 8.94	\$ -	\$ 21.31	12/2811 kW

iii. R-4208-2022, [B-0022](#), Annexe C, Tableau C-1, p. 54

Tableau C-1: Répartition des répondeurs par secteur

	Participants	Non-participants	Total
Commercial	5	3	8
Institutionnel	4	7	11
Industriel	2	9	11
Total	11	19	30

iv. R-4208-2022, [B-0022](#), Tableau 12, p. 59

Tableau 12 : Détails du coût unitaire d'implantation par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût d'implantation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 200	\$ 91.88	\$ 55.86	\$ -	\$ 177.64
plus de 201 à 400	\$ 14.98	\$ -	\$ -	\$ 69.96
plus de 401 à 600	\$ 11.05	\$ 4.14	\$ -	\$ 43.06
plus de 601 à 800	\$ 8.56	\$ 5.43	\$ 5.33	\$ 14.91
plus de 801 à 1000	\$ 19.57	\$ 19.57	\$ 19.57	\$ 19.57
plus de 1000	\$ 10.89	\$ 4.84	\$ -	\$ 40.53

v. R-4208-2022, [B-0022](#), p. 9

TABLEAU 2 :
 COMPARAISON DES PRINCIPALES MODALITÉS DE LA GDP AFFAIRES EN VIGUEUR À L'HIVER
 2022-2023 À CELLES PROPOSÉES DE L'OGA

Modalités tarifaires	Articles visés du texte des Tarifs d'Électricité (au 1 ^{er} avril 2022)	Modalités en vigueur à l'hiver 2022-2023	Modalités proposées de FOGA	Sections traitant des ajustements proposés
Nombre maximal d'événements par jour	4.78	2	2	-
Délai minimal entre deux événements	4.78	7 heures	7 heures	-
Durée d'un événement : matin-soir (heures)	4.78	3-4	3-4	-
Durée maximale des événements par période d'hiver	4.78	100 heures	100 heures	-
Strates de réduction de puissance (en kilowatts)	4.80			3.2
- 1re strate		15 - 199	10 - 100	
- 2e strate		199 - 599	100 - 400	
- 3e strate		599 - 1 199	400 - 1 200	
- 4e strate		1 199 - 1 799	1 200 -	
- 5e strate		1 799 -	s/o	
Crédit applicable par période d'hiver (en \$kilowatts)	4.80			3.2
- 1re strate		66 690	75 000	
- 2e strate		61 560	65 000	
- 3e strate		56 430	60 000	
- 4e strate		51 300	55 000	
- 5e strate		46 170	s/o	
Seuil minimal de réduction de puissance effective	4.80	15 kilowatts	10 kilowatts	3.3

vi. R-4208-2022, [B-0022](#), Annexe B-2, Tableau 22, p. 60

Tableau 22 : Répartition des clients qui n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure et sommaire des coûts

Catégorie	# clients	%	Coût d'exploit. moyen \$/kW			Coût d'impl. moyen \$/kW		Coût unitaire actualisé moyen - \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW
			Min. \$/kW	Max. \$/kW	Max. \$/kW	Max. \$/kW				
Chaudière combustible	4	19%	\$ 10.56	\$ 1.50	\$ 25.12	\$ 28.37	\$ 55.86	\$ 16.83	\$ 7.81	\$ 55.86
Contrôle systèmes de CVCA	4	19%	\$ 8.01	\$ -	\$ 23.99	\$ 20.90	\$ 43.06	\$ 12.63	\$ -	\$ 43.06
Gestion chaîne production	3	14%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.81	\$ 5.43	\$ 0.40	\$ -	\$ 5.43
Groupe électrogène	10	48%	\$ 22.22	\$ 3.97	\$ 57.31	\$ 33.03	\$ 176.35	\$ 29.52	\$ 3.97	\$ 176.35

Demandes

3.1. (Réf. ii., iii. et iv.) Le tableau 11 présente le détail des coûts d'exploitation par tranche d'effacement. Les coûts d'exploitation étant présentés sous la forme d'un coût moyen, nous constatons une différence significative entre le coût maximum et le coût médian par kW d'effacement pour les strates d'effacements de 0 à 200 kW et de 201 à 400 kW, faisant en sorte que le coût moyen n'est pas représentatif. Au total, 11 répondants participants ont

participé au sondage de la firme Technosim. Veuillez déposer les résultats des coûts d'exploitation pour chacun des répondants participants, en indiquant l'effacement pour chacun des répondants et les catégories de mesures utilisées par ces participants.

3.2. (Réf. iii., iv. et vi.) Au tableau 12, on peut constater que les coûts d'implantation de la première tranche d'effacement sont significativement plus élevés et que le coût moyen n'est pas représentatif des coûts d'implantation, considérant les données sur le coût médian et le coût maximum. Au total, 11 répondants participants ont participé au sondage de la firme Technosim. Veuillez déposer les résultats des coûts d'implantation pour chacun des répondants participants, en indiquant l'effacement pour chacun des répondants et les catégories de mesures utilisées par ces participants.

3.3. (Réf. i., iv. et v.) On constate que le coût moyen du diesel/mazout a augmenté significativement, passant de 0,80 \$/L à 1,80 \$/L. Le Distributeur propose un crédit applicable plus élevé pour la 1^{ière} strate de 10-100 kW. Considérant que les coûts d'implantation par kW sont nettement plus élevés lorsque le nombre de kW effacés est inférieur, le Distributeur a-t-il évalué la possibilité de moduler le crédit applicable de la première tranche en sous-strates d'effacement ?

3.4. (Réf. ii. et iii) L'augmentation du prix des combustibles est-elle la raison principale pour laquelle la première tranche se voit offrir un appui financier supérieur aux autres tranches de réduction de puissance, considérant que les coûts opérationnels liés à l'utilisation d'une génératrice et le peu de rémunération escomptée pour un effacement de 10-15 kW? Veuillez commenter.