

**R-4208-0222, phase 2 - Demande relative à la fixation d'une option tarifaire visant la gestion de la demande de puissance et demande d'une décision prioritaire de nature à permettre de débiter la commercialisation de l'OGA pour l'hiver 2023-2024**

**Demande de renseignements no.1 du ROÉÉ**

**MÉTHODE DE RÉDUCTION DE LA CONSOMMATION**

Références : i) : [Pièce B-0022](#), page 11.

ii) [Pièce B-0022](#), page 46.

iii) [Pièce B-0022](#), page 60.

Réf. i)

« 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. »

Réf. ii)

« La méthode de réduction est entièrement sous votre contrôle et est établie par vous. Pour vous donner quelques exemples, les méthodes les plus communes de réduction incluent l'utilisation de génératrice [sic], l'abaissement temporaire de la température, l'arrêt de systèmes non essentiels ou le report ou la réduction de la production dans le secteur industriel.

Elle offre un crédit mais n'influence pas le tarif auquel vous êtes assujetti et qui s'applique tant en période hors pointe que lors des périodes où Hydro-Québec demande une réduction (période de pointe). Le crédit ne vise pas à compenser les investissements qui pourraient être nécessaires pour

mettre en place les mesures de réduction de consommation (puissance).  
Nous cherchons donc à identifier le niveau d'appui financier minimal qui serait jugé requis pour compenser à la fois :

- › les coûts directs (coûts de main d'oeuvre, d'entretien, d'autres combustibles comme le diesel, ou de perte de production) ;
- › les coûts indirects ou intangibles (maintien du confort des occupants, coûts liés aux reports de production, enjeux syndicaux (horaires, temps supplémentaires, etc.) ou autres inconvénients) ;
- › votre effort consenti pour participer à l'option. »

Réf ii)

«

**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

»

## Demands

- 1.1 Veuillez fournir une indication de la proportion des réductions de consommation d'électricité qui résultent du recours aux combustibles fossiles.
- 1.2 Est-il exact de considérer qu'une majorité des réductions de consommation d'électricité résultent du recours aux combustibles fossiles?
- 1.3 Veuillez fournir une indication de la proportion des réductions de consommation qui résultent de l'effacement des charges plutôt que du déplacement des charges.
- 1.4 Est-il exact de considérer qu'une majorité des réductions de consommation résultent de l'effacement des charges plutôt que du déplacement des charges?
- 1.5 D'un point de vue de la gestion du réseau, est-il plus avantageux pour Hydro-Québec de favoriser le recours aux mesures d'effacement des charges plutôt que les mesures de déplacement des charges, notamment

- en raison de l'effet de reprise? Veuillez étayer votre réponse au moyen des données quantitatives pertinentes.
- 1.6 Est-ce que selon Hydro-Québec, le coût moyen du déplacement des charges pour la clientèle serait généralement moindre que l'effacement des charges? Veuillez étayer votre réponse au moyen des données quantitatives pertinentes.
- 1.7 Quel serait le potentiel maximum de déplacement des charges sur le réseau d'Hydro-Québec comparativement à l'effacement des charges? Veuillez étayer votre réponse au moyen des données quantitatives pertinentes.

## ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

- Références : i) [Pièce B-0022](#), page 18.  
 ii) [Pièce B-0022](#), pages 20 et 21.

Réf. i)

«

**TABLEAU 9 :  
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

Paramètres	Valeur	Source
Coût évité de puissance (long terme)	124 \$/kW-an (\$2023)	Plan d'approvisionnement 2023-2032
Coût évité en énergie (heures visées)	13,4 ¢/kWh (\$2023)	
Taux de réserve	12 %	
Revenu marginal	4,9 ¢/kWh (\$2023)	Revenu marginal au tarif M (énergie seulement), tous clients confondus
Nombre d'heures d'interruption	50	Hypothèse tenant compte du resserrement du bilan de puissance
% charge déplacée	30 %	Analyse des résultats du Programme
Taux d'inflation (long terme)	2 %	Hypothèse
Taux d'actualisation	4,927 %	Mise à jour basée sur la méthodologie approuvée par la Régie

»

...

« Le Distributeur inclut dans ses analyses la perte de revenus associée à l'OGA et, par souci de cohérence, les coûts évités en énergie associés à ces mêmes heures d'interruption. »

Réf ii)

«

**TABLEAU 11 :  
ANALYSE ÉCONOMIQUE**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2042- 2043
<b>Impact de l'Option puissance (MW) énergie (GWh)</b>			505 18	526 18	580 20	601 21	634 22	666 23	687 24	730 26	741 26	741 26	741 26
<b>Coûts évités de fourniture</b>													
\$/kW			109	111	114	116	118	121	123	126	128	131	159
M\$	613	1152	55	59	66	70	75	80	85	92	95	97	118
¢/kWh			13,4	13,6	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,0	19,5
M\$	26	49	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5
<b>Appui financier</b>													
\$/kW			(66)	(68)	(70)	(71)	(72)	(76)	(77)	(79)	(80)	(82)	(100)
M\$	(380)	(718)	(33)	(36)	(40)	(43)	(46)	(50)	(53)	(58)	(60)	(61)	(74)
<b>Perte de revenus</b>													
¢/kWh			(4,85)	(5,02)	(5,12)	(5,22)	(5,32)	(5,43)	(5,54)	(5,65)	(5,76)	(5,88)	(7,16)
M\$	(10)	(18)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)
<b>Coûts d'exploitation</b>													
M\$	(5)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Gain net (M\$)</b>	245	456	23	24	27	28	31	31	33	36	37	38	46

...

« L'analyse est réalisée en supposant une hausse tarifaire, pour l'OGA, de 3,4 % en 2024 et 2,0 % pour les années subséquentes. L'hypothèse est la même pour le revenu marginal utilisé aux fins de l'estimation de la perte de revenus. »

...

« Les pertes de revenus, de même que les coûts marginaux en énergie, n'ont pas d'impact significatif sur les résultats. »

...

« L'OGA ne requiert aucun investissement de la part du Distributeur. Les gains annuels présentés au tableau 11 représentent donc l'impact sur les revenus requis du Distributeur.

Considérant le cadre réglementaire actuel, l'impact sur les tarifs du Distributeur se fera sentir lors des années de mise à niveau, soit 2025 et 2030. Les gains étant favorables au Distributeur ces années, l'OGA participera à limiter l'impact de l'approvisionnement en puissance sur les tarifs. Cet impact est estimé à -0,2 % en 2025, en plus d'un impact additionnel marginal en 2030. »

**Demandes :**

2.1 Est-ce qu'Hydro-Québec convient que, contrairement aux mesures d'effacement des charges, les mesures de déplacement des charges n'entraînent pas de pertes de revenu pour le distributeur?

2.2 Est-ce qu'Hydro-Québec convient que l'absence de prise en compte des pertes de revenus du distributeur découlant des mesures de déplacement des charges améliorerait l'analyse économique et financière de l'option tarifaire proposée?