

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
L'OPTION DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (L'OPTION)**

1. **Références :**
- (i) Pièce [C-OC-0015](#), p. 16, 23 à 25;
 - (ii) Dossier R-4110-2019, pièce [B-0114](#), p. 4 et 5;
 - (iii) Pièce B-0099;
 - (iv) Pièce [B-0102](#), p. 34-35.

Préambule :

(i) « *L'analyse économique du Programme est essentielle pour assurer le respect du principe de neutralité tarifaire. L'analyse économique dépend de plusieurs hypothèses ayant un impact variable. [...]*

6. Sommaire des recommandations

- *OC est d'avis que les résultats du premier Audit de Technosim sont suffisants pour la détermination de la structure et les prix associés à l'Option et ce pour les prochaines années.*
- *OC recommande d'appliquer la proposition d'appui dégressif décrit à la décision D-2019-164.*
- *OC est satisfaite du calcul du MAFM proposé à la pièce B-0090.*
- *OC propose de limiter l'analyse économique nécessaire à l'évaluation de la rentabilité de l'Option GDP Affaires à la VAN 10 ans.*
- *OC recommande d'utiliser une valeur de 10\$/kW hiver pour la puissance de court-terme.*
- *OC propose de déplacer le commencement des approvisionnements en puissance de long-terme à 2026.*
- *OC recommande de réduire l'appui financier moyen à 55\$/kW afin d'assurer la rentabilité de l'Option. ».*

(ii) « *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 réaction de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 280	1 413	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.

(iii) Résultats de l'analyse économique de l'Option utilisant les hypothèses découlant des recommandations d'OC et tenant compte de la plus récente prévision de la contribution de l'Option, tel qu'illustrée dans un complément de preuve déposé dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur (référence (ii)) :

Coûts évités		
Puissance - court terme	10,00	\$2020-kW
Puissance - long terme	116,00	\$2020-kW
Année long terme (puis.)	2026	
Énergie - court terme		
Énergie - écart p/hp	4,5	¢2020/kWh
Énergie - long terme	1,3	¢2020/kWh
Année long terme (éner.)	8,4	¢2020/kWh
	2027	
Revenu marginal		
Tarif M (énergie)	4,44	¢2021/kWh
Option de GDP		
Appui financier	55	\$2021/kW
Heures d'interruption	50	heures
% déplacé	50%	
Coûts d'exploitation	0,5	MS2021
Paramètres économiques		
Inflation	2%	
Taux d'actualisation	4,872%	
Réserve	17%	

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031
Impact de l'Option												
puissance (MW)			407	325	395	465	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)			10	8	10	12	12	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture												
\$/kW			8	9	9	9	9	108	111	113	115	117
M\$	207	516	3	3	3	4	4	51	52	53	54	55
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	5,81	9,65	9,84	10,04	10,24
M\$	6,37	13,12	0,54	0,44	0,54	0,65	0,67	0,68	1,13	1,16	1,18	1,20
Appui financier												
\$/kW			(55)	(56)	(57)	(58)	(60)	(61)	(62)	(63)	(64)	(66)
M\$	(213)	(387)	(22)	(18)	(23)	(27)	(28)	(29)	(29)	(30)	(30)	(31)
Perte de revenus												
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(4,90)	(5,00)	(5,10)	(5,20)	(5,31)
M\$	(4)	(8)	(0,45)	(0,37)	(0,46)	(0,55)	(0,56)	(0,58)	(0,59)	(0,60)	(0,61)	(0,62)
Coûts d'exploitation												
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	(9)	127	(19)	(16)	(20)	(23)	(24)	22	23	23	24	24

Analyse de sensibilité

Facteur	10 ans	20 ans
Coûts évités	4%	-25%
Appui financier	-4%	33%

(iv) Dans sa réponse à la question 8.1 de la demande de renseignements no. 6 de la Régie, le Distributeur soumet notamment, qu'aux fins de l'analyse économique de l'Option GDP, il est important de considérer « le coût d'approvisionnement additionnelle en l'absence de l'Option GDP ».

Demandes :

- 1.1. À la référence (i), OC indique que l'analyse économique de l'option est essentielle pour assurer la neutralité tarifaire de celle-ci. De l'avis d'OC, l'objectif de neutralité tarifaire devrait-il primer sur celui de rentabilité ? Veuillez élaborer.
- 1.2. Selon la compréhension de la Régie, les recommandations d'OC relatives à la rentabilité de l'Option GDP (référence (i)) sont émises sur la base du bilan en puissance figurant dans la version révisée de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029 déposée par le Distributeur le 16 novembre 2020.

Or, le 25 février 2021, le Distributeur a déposé une nouvelle mise-à-jour de son bilan en puissance dans lequel il révisé à la hausse sa prévision de la contribution de l'Option GDP sur l'horizon 2021-2029 (référence (ii)). OC n'étant une intervenante reconnue au dossier R-4110-2019 (Plan d'approvisionnement 2020-2029), la Régie est consciente que cette dernière peut ne pas avoir été informée du dépôt de cette mise-à-jour du bilan en puissance.

Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'en tenant compte à la fois des recommandations d'OC quant aux hypothèses à utiliser dans l'analyse économique de l'Option (référence (i)), ainsi que la plus récente prévision des contributions de l'Option au bilan en puissance du Distributeur sur l'horizon 2021-2029 (référence (ii)) et en assumant un contribution stable à 470 MW pour les hivers 2029-2030 et 2030-2031, l'Option ne

respecterait pas le principe de neutralité tarifaire sur un horizon de 10 ans et générerait un déficit à la hauteur de 9 M\$ (référence (iii)).

Dans l'affirmative, veuillez préciser si OC maintient, ou non, ses recommandations émises en référence (i) et, le cas échéant, veuillez préciser les modifications apportées à ces recommandations de même que l'impact présumé sur la rentabilité de l'Option.

Dans la négative, veuillez élaborer.

1.3. Veuillez commenter la position du Distributeur à l'effet qu'aux fins de l'analyse économique de l'Option GDP, il est important de considérer « *le coût d'approvisionnement additionnelle en l'absence de l'Option GDP* » (référence (iv)).

2. **Références :** (i) Pièce [C-OC-0015](#), pages 15 et 16;
(ii) Décision [D-2019-164](#), p.79.

Préambule :

(i) « *Le concept derrière le MAFM correspond en quelque sorte au concept de crédit fixe de l'OEI. Toutefois, comme mentionné à la section 1.1.3, l'Option GDP étant une ressource en puissance moins performante que l'OEI, le MAFM ne devrait pas apporter une plus grande rémunération par kW que l'OEI dans l'éventualité où il n'y aurait pas d'effacements demandés par le Distributeur. (...)*

OC constate que la rémunération minimale proposée par le Distributeur est pratiquement identique (9\$/kW) à celle de l'OEI (9,22\$/kW) pour tout niveau d'effacement inférieur à 2222 kW. Pour tout effacement supérieur à 2222 kW, la rémunération minimale est plafonnée à 20 000\$ pour l'Option GDP Affaires. Compte tenu de ce qui précède, OC est satisfaite du calcul du MAFM proposé à la pièce B-0090. »

(ii) « [289] *La formule actuelle de rémunération des participants qui ne seraient pas appelés à s'effacer lors d'un hiver, telle que décrite à la section 2.1.1 du Guide du participant, est basée sur la puissance maximale enregistrée du compteur de l'abonné et non sur la puissance déclarée comme pouvant être effacée dans l'entente contractuelle. Cette section prévoit ce qui suit :*

Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée}^* \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\ 000 \$$$

*Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2017-2018.

Demandes :

- 2.1. Veuillez confirmer que l'analyse de OC en référence (i) tient bien compte du fait que le Distributeur base son calcul du montant à verser pour le MAFM, tel qu'expliqué en référence (ii) non pas sur la puissance que le participant effacerait en cas d'appel à événement de GDP mais sur sa puissance maximale consommée au cours des 12 mois précédents, une valeur indépendante des efforts mis en œuvre pour s'effacer et qui peut varier grandement d'un participant à l'autre, à puissance « *effaçable* » égale.
- 2.2. Selon le cas, veuillez réviser vos conclusions ou en expliquer le maintien.