

**REPONSES DE OC A LA 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 gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	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
Approvisionnements 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			VAN	VAN	2021-	2022-	2023-	2024-	2025-	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-
			10 ans	20 ans	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Puissance - court terme	10,00	\$2020 kW												
Puissance - long terme	116,00	\$2020 kW												
Année long terme (puis.)	2026													
Energie - court terme	4,5	¢2020/MWh												
Energie - écart p/hp	1,3	¢2020/MWh												
Energie - long terme	8,4	¢2020/MWh												
Année long terme (éner.)	2027													
Revenu marginal														
Tarif M (énergie)	4,44	¢2021/MWh												
Option de GDP														
Appui financier	55	\$2021/MWh												
Heures d'interruption	50	heures												
% déplacé	50%													
Coûts d'exploitation	0,5	M\$2021												
Paramètres économiques														
Inflation	2%													
Taux d'actualisation	4,872%													
Réserve	17%													

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

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.

L'analyse économique utilisée pour assurer le respect de la neutralité tarifaire prend en considération le coût des ressources alternatives de puissance, soit la puissance provenant du marché de court terme et de long terme. Cette analyse, fondée sur un modèle simplifié qui tente de reproduire la réalité complexe de l'équilibre offre-demande, utilise un nombre restreint de variables. L'objectif de ce modèle est de déterminer la valeur maximale de l'appui financier de l'option qui est requis afin de maintenir la neutralité tarifaire. En d'autres mots, cette valeur maximale de l'appui financier de l'option qui est requis correspond au coût d'acquisition, sur une période de 10 années, des autres ressources en puissance, lequel doit être égal au coût d'acquisition de la puissance en provenance de l'Option GDP affaires. Par ailleurs, cette analyse se fonde sur l'hypothèse que la valeur maximale de l'appui financier offre un niveau de rentabilité suffisant pour inciter les clients à y participer. Le but est d'éviter que la Régie approuve une option qui résulte en un achat de puissance à un prix supérieur au prix moyen des ressources alternatives.

Cela dit, le seuil qui assure le respect de la neutralité tarifaire n'est aucunement lié à la détermination de la rentabilité de l'option pour les clients participants. En effet, le seuil minimal qui assure la rentabilité de l'Option est déterminé par la différence entre le niveau de l'appui financier et les coûts des participants pour y adhérer (coût marginal pour offrir le service). D'ailleurs, en science économique, le coût marginal de l'offre d'un service inclut un profit qui assure un incitatif minimal pour participer à l'offre d'un produit ou d'un service.

La différence entre le seuil maximal qui assure la neutralité tarifaire et le seuil minimal qui assure la rentabilité de l'Option pour les participants représente la rente économique qui doit être partagée entre le Distributeur (au bénéfice de sa clientèle) et les participants à l'Option. Dans l'optique des clients du Distributeur, plus le niveau de l'appui financier se rapproche du seuil minimal de rentabilité de l'option moins grand sera l'impact tarifaire qu'ils subiront. À l'inverse les participants à l'Option souhaiteront accaparer la plus grande part de la rente économique afin de maximiser le montant de l'incitatif.

En résumé, le respect de la neutralité tarifaire doit primer sur la rentabilité du programme pour les participants. Dans l'optique où la Régie doit rendre des décisions qui assurent un approvisionnement suffisant en puissance au plus bas coût possible, le respect de la neutralité tarifaire est essentiel. Cependant, une fois passé le test de la neutralité tarifaire, la Régie, en déterminant la valeur de l'appui financier dégressif, doit faire l'arbitrage entre les intérêts de l'ensemble des clients du Distributeur et ceux des participants et répartir la rente économique.

- 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.

Veillez 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.

OC tient, tout d’abord, à spécifier qu’elle a limité l’analyse présentée dans sa preuve à la preuve du Distributeur déposée dans le présent dossier. Cela dit, OC considère que son analyse doit effectivement prendre en considération l’information la plus récente, ce qui inclut l’information déposée dans le dossier R-4110-2019. Conséquemment, OC soumet qu’il serait opportun pour elle de déposer un mémoire amendé qui prendra en considération le bilan en puissance reproduit à la référence ii).

Concernant la demande de la Régie, OC confirme les calculs de la Régie à l’effet qu’en considérant à la fois les 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 une 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)).

En considérant les éléments d’analyse invoqués par la Régie, OC établit la valeur de l’appui financier permettant d’assurer la neutralité tarifaire (point mort) à 52,625\$. Tout appui financier supérieur à ce niveau engendrerait un non-respect de la neutralité tarifaire, et ce au détriment des clients du Distributeur.

OC note également que la valeur de 52,625\$ est significativement plus élevée que le coût unitaire moyen ou même médian répertorié par Technosim auquel nous avons fait référence à la page 5 du mémoire de OC (Pièce C-OC-0015) :

Tableau 10 : Coût unitaire total actualisé par marché (\$/kW)

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	7.24	0.99	9.73	0.00	22.31
Institutionnel	8.85	9.22	3.17	2.85	13.66
Commercial*	15.60	10.08	19.49	0.00	79.71
Total - échantillon	11.54	9.18	14.01	0.00	79.71

* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d’attribution des coûts d’implantation
Source : Pièce B-0080, page 12

De plus, en complément d’information aux résultats qui se trouvent dans le tableau ci-dessus et afin de compléter l’analyse pour la détermination de la valeur optimale requise pour l’établissement de l’appui financier dégressif de l’Option, OC juge qu’il serait souhaitable de tenir compte de la rémunération offerte aux clients participant à des programmes similaires à l’Option GDP par d’autres distributeurs au Québec.

À titre d'exemple, Hydro-Sherbrooke offre à sa clientèle affaires un programme intitulé *Génératrices d'urgence*. L'information disponible publiquement liée à ce programme se trouve sur le site internet suivant :

<https://www.sherbrooke.ca/fr/hydro-sherbrooke/efficacite-energetique/generatrices-d-urgence-clientele-d-affaires>

Selon l'information qui se trouve sur le lien internet, ce programme semble offrir un service GDP de plus grande qualité que l'option GDP Affaires proposée par Hydro-Québec puisque les Génératrices utilisées pour réduire la demande électrique en période de pointe sont contrôlées à distance par Hydro-Sherbrooke.

Malheureusement, à la connaissance de OC, le niveau de l'appui financier de ce programme n'est pas public. Cette information serait fort pertinente pour aider la Régie à déterminer la répartition de la rente économique conduisant au montant optimal d'appui financier qui assurerait la participation des clients affaires du Distributeur.

À titre d'exemple, l'Université de Sherbrooke, dont les installations de Longueuil pourraient potentiellement participer à l'Option GDP offerte par le Distributeur, participe au programme de Génératrices d'urgence offert par Hydro-Sherbrooke. OC considère qu'il serait inapproprié qu'un tel participant reçoive une rémunération significativement différente pour une contribution similaire servant à réduire les besoins de puissance des distributeurs respectifs.

Étant donné qu'Hydro-Sherbrooke est sous la juridiction de la Régie, il serait souhaitable que celle-ci demande à Hydro-Sherbrooke de fournir cette information. Si des enjeux de confidentialité empêchent une divulgation publique, OC suggère que cette information soit versée au présent dossier sous plis confidentiel. La Régie pourrait alors s'en servir dans le cadre de son analyse.

En terminant et considérant ce qui précède, OC modifie sa recommandation liée à l'appui financier : OC propose de réduire l'appui financier moyen à 50\$/kW. Cette valeur assure le respect de la neutralité tarifaire tout en garantissant un niveau de rentabilité pour les participants au programme ayant des coûts d'implantation et d'opération plus importants que ceux encourus par les participants répertoriés par la firme Technosim. Cela dit, cette recommandation pourrait de nouveau changer dans l'éventualité où OC aurait accès au détail de l'appui financier du programme *Génératrices d'urgence* d'Hydro-Sherbrooke.

- 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)).

OC est d'accord avec cette position et tient à préciser que l'analyse économique mentionnée dans les réponses précédentes considère les coûts évités. De plus, l'hypothèse pour déterminer l'année ou les besoins de puissance de long terme étaient requis, soit 2026, a été établit à l'aide d'un bilan en puissance (voir Tableau 2 de la pièce C-OC-0015) où les besoins à être comblé par les marchés de puissance court terme excluait la contribution du programme GDP affaires. OC rappelle également qu'elle considère que la contribution des marchés de court terme sont nettement sous-estimés par le Distributeur ce qui a pour conséquence de devancer les besoins de puissance de long-terme.

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 et réponses :

- 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.

OC constate que son analyse était basée sur une compréhension erronée des facteurs servant à la détermination de la MAFM. En effet, OC présumait que la MAFM était basée sur la puissance que le participant effacerait en cas d'appel à un événement de GDP. C'est sur cette fausse prémisse que OC comparait la MAFM avec les rémunérations minimales (crédit fixe) des deux options de l'OEI.

Suite à une analyse supplémentaire du mécanisme de rémunération de l'Option, OC constate effectivement que contrairement à la rémunération minimale des deux options de l'OEI, la détermination du MAFM est basée sur une valeur indépendante des efforts mis en œuvre pour s'effacer. Selon la compréhension de OC, le niveau de l'effacement des participants sera systématiquement inférieur à la puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs des participants. Cette réalité illustre, entre autre, le fait que l'Option GDP est un produit de moindre qualité que l'OEI puisqu'il n'y a pas d'engagement ferme d'effacement de la part des participants. Conséquemment, si la Régie juge nécessaire de maintenir un appui financier minimum pour l'Option GDP, OC réitère que celui-ci doit être inférieur aux crédits fixes offerts dans les 2 options de l'OEI.

Compte tenu de ce qui précède, OC est maintenant d'avis que la rémunération minimale proposée par le Distributeur (MAFM) est fort probablement supérieure aux crédits fixes proposés dans les 2 options de l'OEI.

2.2. Selon le cas, veuillez réviser vos conclusions ou en expliquer le maintien.

En conformité avec les éléments de réponse offerts à la question 2.1, OC révisé sa conclusion par rapport au calcul du MAFM proposé à la pièce B-0090. En effet, OC estime que le mécanisme de rémunération minimale proposé par le Distributeur n'est pas acceptable. D'ailleurs, OC se questionne sur l'existence même d'une rémunération minimale pour un service n'offrant aucune garantie de prestation. Selon OC, une rémunération minimale devrait être conditionnelle à un engagement ferme de la part des participants à s'effacer en période de pointe comme c'est le cas pour les participants de l'OEI.