

RÉPONSES DU RNCREQ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-4041-2018

Le 6 septembre 2018

Réponses du RNCREQ à la DDR n°1 de la Régie

1. **Références :**
- (i) Pièce [C-RNCREQ-0009](#), p. 16 et 17;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 9.

Préambule :

(i) « À notre avis, la meilleure solution est d'abord de reconnaître que le programme existant s'adresse à trois clientèles distinctes:

1) Ceux qui ont des génératrices d'urgence déjà en place, et qui peuvent les utiliser afin de réduire leur demande de puissance lorsque nécessaire;

2) Ceux qui peuvent réduire leur appel en puissance, sur demande, en réduisant leurs activités, ou en les déplaçant dans le temps; et

3) ceux qui se sont dotés, ou qui peuvent se doter, d'équipements non émetteurs de GES qui leur permettraient de réduire leur appel en puissance sur demande. Ces équipements peuvent inclure des systèmes de stockage d'énergie (électrique ou thermique), des systèmes de production d'électricité au biomasse ou biogaz, etc.

Le RNCREQ propose un traitement différent pour chacun de ces trois groupes.

[...]

Concernant le deuxième groupe : On constate qu'il y existe une certaine redondance entre le programme GDP Affaires et la tarification dynamique tel que proposée par le Distributeur dans son dossier tarifaire. Selon la demande tarifaire, l'option CPC ne serait pas offerte aux clients de moyenne puissance (tarifs M et G9), spécifiquement parce qu'elle serait redondante avec le programme GDP Affaires.

Effectivement, les deux programmes poursuivent des objectifs très similaires. La différence principale est que, dans le CPC, le participant est récompensé à l'usage, au rythme de 0,50\$/kW pour chaque heure d'effacement, tandis que, dans le GDP Affaires, il reçoit un montant forfaitaire (70\$/kW par hiver, comportant jusqu'à 100 heures d'effacement).

Cela dit, il faut reconnaître que l'impact du programme GDP Affaires sur les besoins de puissance serait probablement plus grand que celui de l'option tarifaire CPC. Même si le participant au programme GDP Affaires n'a pas d'obligation de s'effacer, le programme comporte néanmoins un incitatif à le faire, étant donné que la rémunération est proportionnelle au taux de réponse aux appels GDP.

Est-ce que cette différence justifie le surcoût du programme GDP, par rapport à l'option CPC, qui n'est pas encore en place? Étant donné qu'il n'y a pas de preuve au dossier à cet effet, il est difficile de le retenir comme justification.

Cette analyse mène à deux possibilités pour ce 2^e groupe, soit d'éliminer le programme GDP Affaires et ouvrir le CPC à cette même clientèle, soit de maintenir un programme GDP afin de protéger les MW au bilan de puissance. Ce programme serait toutefois différent du programme GDP Affaires actuel. Il pourrait inclure un processus d'appel d'offres pour une certaine quantité de MW avec un prix plafond de 70\$/kW. Un processus d'appel d'offres aurait l'avantage de déterminer le prix réel de la puissance offerte par les participants. De plus, un processus d'appel d'offres impliquerait une relation contractuelle entre les participants sélectionnés et Hydro-Québec qui garantirait l'offre de puissance et ainsi répondrait aux critères du NPCC pour l'inclusion de ressource GDP contrôlable au bilan en puissance d'Hydro-Québec.» [nous soulignons]

(ii)

TABLEAU 4 :
HISTORIQUE DES INTERRUPTIONS RÉELLES DES PARTICIPANTS

Option d'électricité interruptible*		
	Heures	Appels
2013-2014	28 à 57	7 à 13
2014-2015	0 à 43	2 à 9
Programme GDP Affaires		
	Heures	Appels
2015-2016	16	5
2016-2017	9	3
2017-2018	25	7

* Le nombre d'appels et d'heures d'interruption varient selon les catégories de clients (moyenne ou grande puissance) et les options.

La Régie note que sur la base du nombre moyen d'heures d'interruption des 3 derniers hivers, soit de 16,7 heures, ou sur la base du nombre maximum d'heures d'interruption, soit 25 heures, le remplacement du programme GDP affaires par l'option de crédit à la pointe critique (CPC) proposé au dossier tarifaire, soit de 50 ¢/kWh, entraînerait une réduction de l'appui financier de 70 \$ à 8,35 \$ ou 12,50 \$ par kW, soit à des niveaux inférieurs à ce qui est offert à l'option d'électricité interruptible.

Demandes :

- 1.1. Veuillez élaborer sur l'impact attendu sur la participation de la clientèle du tarif M à l'effacement à la pointe dans l'éventualité où le programme GDP affaires était remplacé, pour le deuxième groupe de clientèle, par le CPC ouvert aux clients du tarif M selon les modalités proposées au dossier tarifaire.

Réponses 1.1

Tel qu'indiqué au dernier paragraphe de la citation (i), le RNCREQ a identifié deux possibilités pour le « deuxième groupe », qui inclut la clientèle au tarif M « qui peuvent réduire leur appel en puissance, sur demande, en réduisant leurs activités, ou en les déplaçant dans le temps ». La première option, soit celle d'ouvrir le CPC à cette clientèle, mènerait probablement à une réduction de puissance moindre. Tel que mentionné dans la même citation, selon cette option, « l'impact du programme GDP Affaires sur les besoins de puissance serait probablement plus grand que celui de l'option tarifaire CPC ». Le RNCREQ n'est pas en mesure d'estimer le taux de réponse qu'aura cette clientèle en mode CPC, comparé à son taux de réponse en GDP Affaires. Il s'agit effectivement d'une question qui mérite d'être étudiée.

Toutefois, si l'autre option est retenue, soit celle d'un appel d'offres pour cette même clientèle, il n'y a pas de raison de présumer qu'il en résulterait une réduction de la puissance inscrite.

- 1.2. Veuillez préciser si, selon le RNCREQ, une bonification des modalités du CPC éventuellement offert aux clients du tarif M serait indiquée par rapport à ce qui est proposé aux autres tarifs dans la proposition du Distributeur au dossier tarifaire.

Réponses 1.2

Le RNCREQ n'est pas en mesure de répondre à cette demande maintenant, n'ayant pas encore fait son analyse de la proposition de tarification dynamique dans le dossier tarifaire R-4057-2018.

- 1.3. Veuillez expliquer ce qu'entend le RNCREQ par *inclure un processus d'appel d'offres pour une certaine quantité de MW avec un prix plafond de 70\$/kW*, en précisant si la quantité de MW recherchée par le processus d'appel d'offre remplacerait en totalité l'attribution des MW inscrits au programme, soit les 287 MW de l'hiver 2017-2018, ou si ce processus d'appel d'offre s'ajouterait à la marge. Dans ce dernier cas, veuillez estimer quelle serait cette *certaine quantité de MW* recherchée par le processus d'appel d'offre en précisant sur quelle base pourrait être établie cette quantité.

Réponses 1.3

Compte tenu du succès apparent du Programme GDP Affaires, nous croyons que le coût d'opportunité pour plusieurs des participants au programme est inférieur à 70\$/kW. Un processus d'appel d'offres permettrait au Distributeur d'avoir accès au même service à un prix inférieur ou égal à 70\$/kW. Ce programme remplacerait en totalité l'attribution des MW inscrits au programme GDP Affaires, en ce qui concerne le deuxième groupe. La quantité recherchée pourrait être établie à 287 MW

pour le premier appel d'offres. Cette quantité pourrait être ajustée l'année subséquente suite aux résultats du premier appel d'offres.

- 1.4. Veuillez élaborer sur le rôle et l'importance des agrégateurs dans le programme de GDP affaires et quant au potentiel de développement de ce programme.

Réponses 1.4

Les agrégateurs peuvent jouer un rôle très important dans les programmes de gestion de la demande du Distributeur. Le potentiel de croissance de ceux-ci est significatif. En effet, de par leur nature, les agrégateurs ont la possibilité de capter le potentiel de réduction de la demande d'un grand nombre de clients de petite taille, incluant les clients résidentiels.

Les agrégateurs qui participent présentement au programme GDP Affaires pourraient très bien participer à un processus d'appel d'offres répondant aux mêmes besoins.

À titre d'exemple, le programme de gestions de la demande mis en place en Ontario par le "Independent Electricity System Operator (IESO)" intitulé "Demand Response Auction"¹ permet aux agrégateurs de participer au processus d'encan annuel pour offrir de la puissance à l'IESO. L'extrait ci-dessus, tiré d'un communiqué de presse décrivant les résultats de l'encan de 2017², démontre le rôle joué par les agrégateurs dans ce programme:

Thirty-five organizations were registered as auction participants, more than double the number from the 2015 auction. The successful proponents included six new participants who represent a mix of residential, commercial and industrial DR resources. This is the second year that residential homeowners, participating through an aggregator, were successful in the auction. (nos soulignés)

Comme l'indique l'IESO, 35 organisations ont participé à l'appel d'offres. Parmi les participants sélectionnés pour offrir de la puissance à l'IESO se trouvent des participants regroupant des clients résidentiels, commercial et industriel, dont des agrégateurs. Ce résultat démontre la compétitivité croissante des agrégateurs pour participer à des programmes de gestion de la demande ainsi que leurs habilités à capter l'offre de puissance de la clientèle résidentielle.

¹ <http://www.ieso.ca/en/sector-participants/market-operations/markets-and-related-programs/demand-response-auction>

² <http://www.ieso.ca/en/corporate-ieso/media/news-releases/2017/12/ieso-announces-results-of-demand-response-auction>

- 1.5. Considérant ses propositions concernant le traitement des 2 premiers groupes, veuillez confirmer que le RNCREQ est d'accord avec l'idée d'une réduction significative de la contribution du programme de GDP affaires au bilan en puissance. Veuillez commenter.

Réponses 1.5

Nous sommes conscients que l'imposition d'une restriction au programme GDP Affaires limitant la participation aux clients n'utilisant pas de génératrice fonctionnant avec des combustibles fossiles aura potentiellement un impact à la baisse sur l'offre de ce programme à court terme. Ceci étant dit, rien n'indique que la totalité des clients qui utilise présentement de l'énergie de remplacement cessera de participer au programme en raison de cette restriction. De plus, comme mentionné à la réponse de la question 1.4, il existe un potentiel de croissance chez les agrégateurs qui pourrait compenser en tout en en partie cette perte potentielle.

De plus, nous sommes d'avis que le Distributeur a suffisamment de capacité d'importation pour compenser cette perte à court terme:

- 1100 MW sur le chemin MASS-HQT ;
- 1250 MW - 500MW déjà octroyés à HQP = 750 MW sur le chemin ON-HQT
- 300 MW sur le chemin LAB-HQT
- 265 MW sur le chemin interne (MATI-HQT/Brookfiled))

Ces capacités d'importation permettent au Distributeur de maintenir l'équilibre à son bilan en puissance et par le fait même évitent à celui-ci de devancer un appel d'offres de long-terme.

Enfin, si la Régie détermine qu'HQD a vraiment besoin des puissances de ces génératrices, il peut les obtenir selon les modalités décrites pour le premier groupe dans notre preuve³.

- 1.6. De l'avis du RNCREQ, quels types de coûts évités (fourniture, transport, distribution) devraient être pris en compte et quels niveaux (montants, court terme, long terme) devraient être retenus pour les fins de l'évaluation de la rentabilité du programme GDP affaires. Veuillez justifier.

Généralement, le choix de coût évité est lié à la notion de durée. Si une mesure a pour impact de réduire la consommation d'électricité sur une longue période, le coût évité doit être basé sur le coût des ressources qui auraient été nécessaires pour desservir cette charge pour la période visée. Si par contre la diminution de charge est pour une courte durée, alors le coût évité doit être déterminé sur le coût à court terme pour desservir cette charge.

³ Pièce : C-RNCREQ-0009, page 13

Toutefois, les caractéristiques du programme GDP Affaires font en sorte que ni le coût évité puissance de court terme ni celui de long terme est tout à fait approprié.

Le programme a certaines caractéristiques similaires à des produits de puissance de court terme. L'apport en puissance est fourni sur une base annuelle, sans engagement au-delà d'un an ni d'une part ni de l'autre. De plus, comme mentionné dans notre preuve, les participants au programme n'ont aucune obligation d'effacer leur demande au moment où l'opérateur du réseau le désire.

Vu comme une ressource à court terme, on peut faire un parallèle avec le coût de référence utilisé par la Régie quand elle a approuvé les modalités de l'électricité interruptible dans sa décision D-2014-015, basée sur la valeur UCAP, qui est aussi le référence du coût évité de puissance de court terme⁴ :

“ [47] La Régie constate que la moyenne des prix des enchères UCAP, pondérée en fonction des volumes alloués, a été de 3,34 \$US/kW-mois lors de l'hiver 2013-2014/31. En utilisant un taux de réserve de 15 % et en tenant compte du transfert de 2 \$/kW au crédit variable, on obtient un prix balise d'environ 10,50 \$CA/kW-hiver.

[48] Par ailleurs, le Distributeur précise que le prix moyen de l'appel d'offres A/O 2014-01 pour l'hiver 2014-2015 est de 18,65 \$CA/kW-hiver³². En utilisant un taux de réserve de 15 % et en tenant compte du transfert de 2 \$/kW au crédit variable, on obtient alors un prix balise de 13,85 \$CA/kW-hiver.

[49] Dans ce contexte précis, la Régie juge approprié de tenir compte de ces deux signaux de marché et, à la lumière de ce qui précède, de fixer à 13 \$CA/kW-hiver le crédit fixe de l'option I pour la clientèle de grande puissance.”

Toutefois, le programme GDP Affaires a certaines caractéristiques de long terme. Comme indiqué dans le plan d'approvisionnement, le Distributeur à l'intention d'établir un bassin de clients qui participeraient au programme année après année, avec une contribution croissante aux besoins en puissance. L'intention du programme est clairement de bâtir une ressource qui permettra de repousser ou même d'éviter un futur appel d'offres en puissance.

Pour toutes ces raisons, on considère que ni le coût évité de court terme ni coût évité de long terme, tel que proposé par HQD dans le dossier tarifaire, est tout à fait adéquat pour représenter la valeur des réductions de puissance obtenue selon ce programme.

⁴ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/266/DocPrj/R-3891-2014-A-0016-Dec-Dec-2014_09_08.pdf

Idéalement, HQD proposerait une analyse des coûts évités qui reflète mieux les réalités de la gestion de la puissance. En l'absence de cela, il revient à la Régie d'appliquer son jugement pour choisir une valeur qui est quelque part à mi-chemin entre les coûts évités en puissance de court et de long terme. Remarquons que la valeur de 70 \$/kW-an se trouve approximativement à mi-chemin entre ces valeurs. Soulignons également que l'approche proposée (option 2) qui remplacerait le prix fixe par un appel d'offres avec un prix plafond de 70\$ permettra probablement au Distributeur d'avoir accès à cette ressource à un coût moyen moindre.