

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA REGIE DE L'ENERGIE (LA REGIE)
DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME DE GDP AFFAIRES**

1. Référence : Décision [D-2018-113](#), p. 12 à 14.

Préambule :

« [54] Selon l'article 2.2.1 du Guide du participant 2017-2018, les réductions de puissance, qui servent à déterminer la Puissance admissible, se calculent en fonction de la différence entre la puissance réelle pour un événement de GDP et la puissance de référence, cette dernière étant établie comme suit :

« La puissance de référence est établie à partir de la régression linéaire des puissances moyennes pendant les Périodes de pointe d'Hydro-Québec au cours de l'hiver 2017-2018, à l'exception des puissances moyennes des Événements de GDP. La régression linéaire est faite en fonction de la température moyenne enregistrée par la station météorologique la plus proche.

Il est à noter que, pour chaque compteur, une courbe distincte de la puissance de référence est établie pour les périodes de GDP d'avant-midi et d'après-midi ».

[55] Ainsi, ce n'est qu'à la fin de l'hiver que le Distributeur, de même que les participants, connaissent la quantité de puissance réelle à laquelle les participants ont contribué et pour laquelle ils sont rémunérés.

[56] Par conséquent, il est difficile de prévoir avec exactitude le budget de l'appui financier lié au Programme. En effet, selon la formule de rémunération du Programme, à l'article 2.1 du Guide du participant, il est indiqué que :

« Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2017-2018 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section 2.2 ».

[57] La Puissance admissible est décrite comme suit :

« 2.2 Puissance admissible (kW)

La Puissance admissible (kW) correspond à la moyenne de toutes les réductions de puissance de tous les Événements de GDP.

La Puissance admissible est calculée après la Période d'hiver pour chaque compteur. Dans le cas d'un Projet comportant plusieurs compteurs, la somme des Puissances admissibles de tous les compteurs devient la Puissance admissible du Projet ».

[58] Au cours des dernières années, la Puissance admissible observée en fin d'année s'est avérée supérieure à la Puissance admissible projetée, ce qui a résulté en un appui financier supérieur au

montant initialement prévu. Par exemple, pour l'hiver 2017-2018, l'appui financier aura été de 20,1 M\$ au lieu des 16 M\$ projetés et autorisés.

[59] Dans ces circonstances, le Distributeur pourrait se trouver, en quelque sorte, à payer deux fois pour le même besoin de puissance puisqu'il doit acheter, précédemment à la période d'hiver, plus de puissance sur les marchés de court terme pour sécuriser son bilan de puissance.

[60] Si les modalités du Programme ne sont pas modifiées, la fixation d'une limite en volume de puissance, que ce soit à 230 MW, 287 MW ou encore à 320 MW devient théorique puisqu'il n'y a aucune assurance que cette limite pourra être respectée en raison de la méthode de calcul de la réduction de puissance prévue au Guide du participant ». [notes de bas de page omises]
[nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez commenter la préoccupation de la Régie à l'effet que l'appui financier sur l'effacement supplémentaire à celui anticipé revient à payer deux fois pour le même besoin en puissance. Dans votre réponse, veuillez notamment élaborer sur l'utilité pour le Distributeur des kW effacés supplémentaires à ceux prévus initialement.
- 1.2 Veuillez proposer une (ou des) modalité(s) au Programme qui répondrai(en)t à la préoccupation de la Régie sur le paiement en double pour le même besoin de puissance.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 15;
 - (ii) Pièce [B-0017](#), R 15.1, p. 26;
 - (iii) Pièce [B-0025](#), R5.2, p. 17 et 18;
 - (iv) Pièce [C-ACEFQ-0006](#), p. 4 à 9;
 - (v) Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 22 à 24;
 - (vi) Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 5;
 - (vii) Pièce [C-SÉ-0009](#), p. 8 à 10;
 - (viii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0015](#), p. 10.

Préambule :

(i) « Puisque toute réduction de l'appel de puissance de l'ensemble des participants au Programme contribue aux efforts de réduction de l'appel de puissance de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec, les coûts évités de fourniture, de transport et de distribution ont été pris en compte ».

(ii) « 15.1 Veuillez indiquer, chiffres et références à l'appui, si les réductions des besoins en puissance grâce au programme GDP Résidentielle et Affaires ont été prises en compte ou non dans l'établissement de la facture de transport de la charge locale pour 2016, 2017 et 2018. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Les MW associés au Programme sont considérés du côté de l'offre du bilan, et non du côté de la demande, et n'influencent donc pas la facture de la charge locale ».

(iii) « *Le Programme est offert à l'ensemble de la clientèle visée sur tout le territoire. L'objectif du Programme est de permettre au Distributeur d'inscrire à son bilan en puissance suffisamment de MW de façon à repousser un appel d'offres de long terme. Le Programme est ainsi calibré sur le coût évité de fourniture. Le Distributeur inclut les coûts évités en transport et distribution dans ses tests de rentabilité, puisqu'en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution » [nous soulignons]*

(iv) L'ACEFQ soumet notamment :

- que le réseau de transport d'Hydro-Québec est construit plusieurs années avant l'apparition des besoins du Distributeur et de ceux des autres utilisateurs;
- qu'il n'y a aucune preuve que le Programme a permis une réduction de la facture de transport;
- que le coût de distribution ne diminue généralement pas avec une baisse de la demande en pointe du réseau.

(v) L'AHQ-ARQ soumet qu'il semble peu probable que la demande en puissance effaçable ait pour effet de retarder des investissements dans les réseaux de distribution et dans le réseau de transport pour l'hiver prochain et les quelques hivers subséquents. Pour les coûts évités de distribution, il comprend que le Programme ne serait pas utilisé si un tronçon spécifique du réseau dépassait sa capacité.

Ainsi, l'intervenant recommande :

- de ne pas tenir compte du coût évité puissance distribution dans les analyses économiques du Programme.
- de tenir compte des coûts évités de puissance transport qu'à compter de la quatrième année.

(vi) « *La FCEI soumet que cette analyse est conservatrice étant donné son horizon d'analyse limité, mais également parce qu'elle ne tient pas compte des coûts évités en distribution et transport. Bien qu'elle ne soit pas convaincue que la totalité des coûts évités de distribution et transport anticipés par le Distributeur se matérialiseront, la FCEI croit tout de même que le programme permettra d'éviter à tout le moins une portion de ceux-ci ».* [nous soulignons]

(vii) SÉ note que les pointes individuelles de chacun des clients ne sont pas modifiées par le Programme. Elle est de plus d'avis que l'absence d'engagement à long terme de chaque client ne permet pas de planifier une réduction des équipements de distribution servant à l'alimenter. Il est

par conséquent d'avis que les coûts évités servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme ne devraient pas comporter les coûts évités en distribution.

Un raisonnement similaire mène l'intervenant à recommander d'exclure aussi les coûts évités de transport dans l'évaluation de la rentabilité du Programme, à moins d'une démonstration spécifique du Distributeur.

(viii) « **Rappel de la méthodologie d'établissement**

Tout comme pour l'évaluation du coût évité de fourniture, l'évaluation des coûts évités de transport et de distribution se fait à partir d'une situation d'équilibre offre-demande.

Pour ce faire, le Distributeur considère la croissance des besoins (en MW) de l'ensemble de sa clientèle et prévue sur un horizon de 10 ans, de même que les travaux qui seront nécessaires afin de répondre à cette croissance. Ne sont dès lors pris en compte que les investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution ».

Demandes :

- 2.1 Veuillez justifier la prise en compte des coûts évités de transport considérant notamment l'affirmation citée à la référence (ii) à l'effet que le Programme n'influence pas la facture de la charge locale.
- 2.2 Veuillez justifier la prise en compte des coûts évités de transport dès 2018-2019, considérant notamment les références (iv) et (v).
- 2.3 Veuillez commenter la proposition de l'AHQ-ARQ de ne comptabiliser les coûts évités de transport que dans quatre ans.
- 2.4 Veuillez justifier l'application du coût évité transport à la totalité des MW liés au Programme, considérant notamment la référence (viii). Veuillez commenter la possibilité de les appliquer sur une portion des MW.
- 2.5 Veuillez justifier la prise en compte de coût évité de distribution considérant les références (iv), (v) et (vii).
- 2.6 Veuillez justifier la prise en compte de coût évité de distribution dès 2018-2019.
- 2.7 Veuillez justifier l'application du coût évité de distribution à la totalité des MW liés au Programme, considérant notamment la référence (viii). Veuillez commenter la possibilité de les appliquer sur une portion des MW.

3. Références : (i) Pièce [B-0007](#), p. 8;
(ii) Pièce [B-0015](#), p. 39.

Préambule :

(i)

VENTILATION DES PROJETS PAR TYPES DE CLIENTS

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Projets	MW	Projets	MW	Projets	MW
Comm. de détail et entreprises de services	6	3	57	26	117	50
Édifices à bureaux	9	7	30	23	45	42
Centres de données	1	0	3	5	4	7
Établissements d'enseignement	12	8	65	55	71	72
Secteur de la santé	4	3	16	20	26	33
Secteur industriel	6	2	60	34	80	32
Autres	5	2	27	21	61	51
Total	43	25	258	183	404	287

(ii)

**VENTILATION DES COMPTEURS AU TARIF LG
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	4	0	18	1	31	2
de 200 à 500 kW	0	0	13	4	8	3
de 500 à 1 000 kW	5	4	11	10	10	9
de 1 000 à 2 000 kW	4	6	7	13	11	15
plus de 2 000 kW	0	0	0	0	10	32
Total	13	10	49	27	70	60

La Régie produit le format de tableau suivant combinant l'information fournie aux tableaux des préambules (i) et (ii).

Types de clients	Niveaux de réduction de puissance									Total : moins de 200 kW à plus de 2000 kW	Nombre de compteurs participants	Nombre de compteurs total au tarif LG
	de 500 à 1 000 kW			de 1 000 à 2 000 kW			de plus de 2 000 kW					
	Compteurs	MW	AF / facture annuelle (%)	Compteurs	MW	AF / facture annuelle (%)	Compteurs	MW	AF / facture annuelle (%)			
Comm. de détail et entreprises de services												
Édifices à bureaux												
Centre de données												
Établissements d'enseignement												
Secteur de la santé												
Réseaux municipaux												
Autres												
Total												

Demandes :

- 3.1 Veuillez déposer, sous forme de tableau tel que présenté au préambule, pour chacun des 3 derniers hivers, la ventilation des compteurs au tarif LG par type de clients pour les strates de niveaux de réduction de puissance de 500 à 1000 kW, de 1 000 à 2 000 kW et de plus de 2 000 kW, ainsi qu'au total. Veuillez fournir pour chaque type de clients et chaque strate de

puissance, le nombre de compteurs, leur effacement en MW ainsi que l'appui financier versé en pourcentage de la facture annuelle des 12 mois incluant chacune des périodes d'hiver.

3.2 Veuillez estimer le potentiel de développement additionnel du programme GDP affaires pour la catégorie de clientèle au tarif LG, aux conditions actuelles, en termes de nombre de compteurs participants et de MW d'effacement sur un horizon de 5 ans.

3.3 Veuillez élaborer sur le rôle et l'importance des agrégateurs dans le programme de GDP affaires pour chacune des catégories de clientèles, petite, moyenne et grande puissance, et quant au potentiel de développement du programme GDP affaires pour chacune de ces catégories.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 39;
 - (ii) Pièce [B-0015](#), p. 13;
 - (iii) Pièce [B-0015](#), p. 42;
 - (iv) Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 10 et 11;
 - (v) Pièce [B-0007](#), p. 8.

Préambule :

(i) « 12.3 Veuillez confirmer que parmi les 70 clients participants au tarif LG à l'hiver 2017-2018, il n'y a aucun réseau municipal, sinon veuillez en préciser le nombre et leur effacement en MW.

Réponse :

À l'hiver 2017-2018, trois projets ont été présentés par un réseau municipal, pour un effacement de 4 MW ».

(ii) Le Distributeur souligne qu'au cours de ces rencontres, des partenaires ont mentionné qu'à leur avis, plusieurs clients ne participeraient pas au Programme. En effet, pour ces clients, les modalités proposées induisent des contraintes d'opération ou des risques d'affaires trop importants, que l'appui financier ne parvient pas à compenser suffisamment, comme le Distributeur l'a déjà mentionné. Le Distributeur y voit le signe qu'au niveau actuel, l'appui financier n'est pas excessif, sans quoi les clients n'auraient aucune hésitation.

[...]

C'est également à la lumière de ces échanges avec les partenaires du marché et sa connaissance des clients, à travers notamment ses délégués commerciaux, que le Distributeur est en mesure d'affirmer qu'une réduction de l'appui financier se traduirait inévitablement par une baisse de la participation. Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier quelle serait cette baisse. La seule façon d'y parvenir serait de réduire l'appui financier et de constater la réaction du marché. Évidemment, une telle approche est inapplicable ». [nous soulignons]

(iii) « Les modalités actuelles des OÉI suscitent suffisamment d'intérêt chez les clients pour permettre au Distributeur de compter sur une contribution de l'ordre de 1 000 MW dans son bilan. À cet effet, le Distributeur rappelle que le potentiel des OÉI semble atteint. Dans ces conditions, le Distributeur ne voit aucune nécessité à bonifier l'appui financier offert par les OÉI.

Il est important de souligner qu'un traitement équitable des clients n'implique pas de verser l'aide financière maximale à chaque catégorie, pour chacune des mesures proposées par le Distributeur. Il s'agit plutôt de verser l'appui financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle visée, et ce, dans un souci de minimisation des coûts, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle ». [nous soulignons]

(iv) « Selon la FCEI, le fait qu'une large proportion des clients au tarif LG ait adhéré au programme en seulement trois ans est une indication que l'appui financier pourrait être excessif pour ce tarif. Les écarts importants de volume de consommation entre les participants font en sorte que le niveau d'appui financier requis pour offrir des montants globaux de compensation suffisant pour les plus petits clients pourrait engendrer des compensations globales inutilement élevées pour les plus grands clients.

[...]

De plus, à la lumière de l'information disponible, la FCEI soumet que l'utilisation d'un appui financier uniforme n'est peut-être pas la meilleure manière de maximiser la valeur du programme. Un appui financier dégressif en fonction de la puissance capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle. Par exemple, les premiers 200 kW de réduction de puissance pourraient être compensés à 90\$ de manière à favoriser la participation de la clientèle de petite taille et à couvrir les coûts des agrégateurs. À 70\$ entre 200 kW et 500 kW. À 50\$ entre 500 et 1000 kW et à 30\$ au-delà. Des appuis différents en fonction du tarif lié au compteur pourraient également être considérés ». [nous soulignons]

(v)

TABLEAU 3 :
VENTILATION DES PROJETS PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Projets	MW	Projets	MW	Projets	MW
moins de 200 kW	13	2	56	7	80	10
de 200 à 500 kW	13	4	99	32	168	55
de 500 à 1 000 kW	9	6	49	33	76	54
de 1 000 à 2 000 kW	7	10	37	48	51	70
plus de 2 000 kW	1	3	17	63	29	98
Total	43	25	258	183	404	287

La Régie a produit le format de tableau suivant reprenant la ventilation des niveaux de réduction de puissance du Tableau 3 et s’inspirant de la suggestion de la FCEI concernant l’appui financier dégressif.

	1	2	3	4	5	6	7
Appui financier par niveaux de réduction de puissance	Appui financier dégressif	moins de 200 kW	de 200 à 500 kW	de 500 à 1 000 kW	de 1 000 à 2 000 kW	plus de 2 000 kW	Total
Hiver 2017-2018							
les premiers 200 kW	80 \$						
les 300 kW suivants	70 \$						
les 500 kW suivants	50 \$						
les 1 500 kW suivants	30 \$						
à partir de 2 501 kW et pour les suivants	20 \$						
Appui financier total par niveau de réduction							
Appui financier moyen par kW							

Demandes :

- 4.1 Veuillez confirmer que les trois projets présentés par un réseau municipal, tel que mentionné au préambule (i), représentaient trois compteurs, et conséquemment il y avait 67 compteurs, en excluant les réseaux municipaux, participant au programme GDP affaires à l’hiver 2017-2018, soit 77 % des 87 compteurs au tarif LG en excluant les réseaux municipaux. Si non, veuillez corriger et fournir les données exactes de la participation au programme parmi les clients LG excluant les réseaux municipaux.
- 4.2 Veuillez préciser parmi les compteurs au tarif LG si certains de ceux-ci sont associés à des services dont la nature ne leur permet pas de s’effacer lors d’évènements GDP. Si oui veuillez en donner le nombre et si certains d’entre eux participent néanmoins, veuillez décrire cette participation et son ampleur.
- 4.3 Considérant que certains clients au tarif LG ne sont pas en mesure de participer au programme GDP affaires et que dès la 3^e année, environ 77 % des clients au tarif LG, excluant les réseaux municipaux, participent au programme, veuillez commenter la suggestion de la FCEI à l’effet que cela *est une indication que l’appui financier pourrait être excessif pour ce tarif*.
- 4.4 Considérant qu’*un traitement équitable des clients n’implique pas de verser l’aide financière maximale à chaque catégorie*, tel que souligné au préambule (iii), et que la seule façon de connaître la réaction du marché à une réduction de l’appui financier serait de réduire cet appui et de constater la réaction du marché, tel que souligné au préambule (ii), veuillez élaborer sur la possibilité de tester un appui financier inférieur pour la catégorie de clientèle grande puissance (tarif LG) par rapport à celui offert aux catégories petite et moyenne puissance.
- 4.5 Veuillez déposer, sous forme de tableau tel que présenté au préambule (v), une simulation, pour l’hiver 2017-2018, de l’appui financier qui aurait été versé si l’appui financier dégressif décrit à la colonne 1 du tableau avait été en vigueur. Veuillez fournir pour chaque niveau de réduction de puissance et pour chacune des strates de réduction ainsi qu’au total, l’appui financier qui aurait été versé.

4.6 Veuillez comparer la distribution des appuis financiers qui auraient été versés selon cet appui financier dégressif par rapport à ce qui a été effectivement versé pour l'hiver 2017-2018. Veuillez identifier les principaux gagnants et perdants si une telle modification devait être appliquée et évaluer l'impact que pourrait avoir un tel appui financier dégressif sur la participation, l'effacement à la pointe et les coûts du programme.

5. **Références :**
- (i) Pièce [C-RNCREQ-0009](#), p. 16 et 17;
 - (ii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0030](#), p. 17 à 19;
 - (iii) 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 [Crédit à la pointe critique] 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) *« Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique. Le Distributeur estime que ce prix est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation. Son acceptabilité commerciale a d'ailleurs été étudiée lors de la consultation auprès de la clientèle.*

[...]

Le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment, de la rigueur de chaque hiver. Si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au CPC diminue puisqu'en l'absence d'événement, le tarif régulier s'applique ». [nous soulignons]

(iii)

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 qu'outre le signal de prix différent entre l'option de crédit à la pointe critique (CPC) et l'option de crédit à la pointe critique (CPC) proposée au dossier tarifaire 2019, à 50 \$/kW et le programme GDP affaires à 70 \$/kW, le Distributeur propose une compensation 100 % variable en fonction du nombre d'heures des événements de pointe critique appelés durant un hiver pour l'option CPC, contre une compensation 100 % fixe quel que soit le nombre d'heures des événements de GDP appelés durant un hiver.

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 kW effacé dans le cadre du programme GDP affaires est rémunéré à hauteur de 70 \$, par opposition à 8,35 \$ ou 12,50 \$ par kW, selon le nombre d'heures moyen ou maximum des 3 derniers hivers à l'option CPC, soit à des niveaux inférieurs à ce qui est offert à l'option d'électricité interruptible (entre 13 \$ et 40 \$/kW, variable en fonction du nombre d'heures d'effacement réel).

Demandes :

- 5.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur juge *suffisamment incitatif*, tel que souligné au préambule (ii), un signal de prix de 50 \$/kW-hiver durant les heures de pointe à l'option CPC, par opposition au 70 \$/kW-hiver versé au programme GDP affaires.
- 5.2 Veuillez confirmer si le Distributeur est d'accord avec l'affirmation du RNCREQ soulignée au préambule (i) que l'option CPC et le programme GDP affaires poursuivent des objectifs très similaires. Veuillez commenter.
- 5.3 Veuillez expliquer et justifier le choix du Distributeur d'une structure de compensation des kW effacés 100 % variable à l'option CPC, par opposition à une compensation 100 % fixe pour le GDP affaires, et à une compensation partiellement fixe (13 \$/kW) et partiellement variable (entre 0,20 ¢/kWh et 0,30 ¢/kWh) à l'option d'électricité interruptible.

5.4 Veuillez élaborer sur la faisabilité, les avantages et inconvénients de la suggestion du RNCREQ d'inclure un processus d'appel d'offres pour une certaine quantité de MW avec un prix plafond de 70 \$/kW.

6. **Références :**
- (i) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0023](#), p. 19;
 - (ii) Pièce [B-0032](#), p. 3;
 - (iii) Pièce [B-0015](#), p. 20 et 21;
 - (iv) Pièce [B-0007](#), p. 15;
 - (v) Pièce [B-0004](#), p. 10;
 - (vi) Pièce [B-0010](#), p. 7;
 - (vii) Pièce [C-RNCREQ-0009](#), p. 10 à 12.

Préambule :

- (i) Présentation de la Séance de travail sur la Procédure d'approvisionnement de court terme sous dispense :

Objectifs et ordonnancement des approvisionnements sous dispense

Assurer la fiabilité des approvisionnements lors de pointes importantes

- Privilégier les transactions avec de la puissance associée
- Privilégier GDP CII, car c'est un moyen interne et donc plus fiable
- Privilégier les achats de façon à minimiser les coûts pour les transactions bilatérales et sur les bourses
- Privilégier l'électricité interruptible pour gérer les aléas en temps réel, car c'est un moyen plus fiable
- Utiliser les marchés en temps réel comme dernier moyen afin de gérer les aléas importants de dernière minute

Minimiser les coûts d'approvisionnement

- Privilégier la stratégie la moins coûteuse (cyclable, bilatérales, bourses, UCAP, GDP, ÉI)
- Privilégier les moyens ayant une moins grande volatilité au prix (DAM vs RT)
- Privilégier des moyens plus flexibles (par exemple, délais plus court pour le cyclable)
- Ne pas surutiliser les moyens ayant une limite d'utilisation (GDP CII, ÉI)

(ii) « *L'utilisation du Programme est beaucoup plus valorisée pour les cas de besoins en puissance plus élevés que le scénario moyen de demande (ce qui serait évidemment le cas pour des besoins en puissance comparables à ceux incluant la réserve tels que considérés dans le bilan en puissance du Distributeur.*

Le Distributeur rappelle que l'utilisation d'un moyen de gestion est fonction de sa position dans l'ordonnancement des moyens de gestion. Ainsi, l'utilisation de la GDP pourrait varier grandement ». [nous soulignons]

(iii) « *Le Programme vise l'acquisition de la puissance afin d'assurer l'équilibre offre-demande du bilan du Distributeur et d'assurer la fiabilité des approvisionnements.*

Tôt ou tard, le Distributeur devra effectuer un appel d'offres de long terme à l'intérieur de sa zone de contrôle pour combler ses besoins et éviter d'être à la limite des marchés externes. Le Programme permet ainsi de retarder un tel achat de long terme, voire, idéalement, à l'éviter. À cet égard, le Distributeur évalue la rentabilité au moyen de ses coûts évités, dont la méthodologie et le niveau ont été approuvés par la Régie.

Quant au marché de la Nouvelle-Angleterre, le Distributeur n'y a jamais acheté de puissance puisque cette dernière ne pourrait pas être acheminée. Pour les achats d'énergie, les importations au moyen des interconnexions de la Nouvelle-Angleterre consistent à compenser des exportations vers ce réseau. En effet, en hiver, la configuration du réseau de transport ne permet pas l'importation via ce marché. Le poste Nicolet est requis pour recevoir la production de la centrale LG2-A et desservir la charge locale. C'est la configuration la plus souvent exploitée lors des périodes de forte consommation. Quant à l'autre chemin via Highgate, des contraintes de sous-réseau en Nouvelle-Angleterre empêchent d'assurer les livraisons et celles-ci surviennent en période de pointe ». [nous soulignons]

(iv) « *Le Distributeur présente au tableau 12 son coût marginal aux heures de forte pointe où le Programme a été utilisé. Ce coût représente le coût moyen d'achat d'électricité pour ces heures sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, augmenté des frais de transport et des coûts liés à l'achat de crédits liés au SPEDE.*

TABLEAU 12 :
COÛT MARGINAL AUX HEURES DE FORTE POINTE
OÙ LE PROGRAMME A ÉTÉ UTILISÉ

Hiver	Coût (\$/MWh)
2015-2016	111,76\$
2016-2017	124,22\$
2017-2018	246,56\$
Moyenne	180,08\$

Toutefois, cet approvisionnement sur le marché en énergie de court terme ne vient pas avec la fermeté de livraison requise pour permettre de l'inclure au bilan en puissance et ainsi satisfaire les critères de fiabilité ». [nous soulignons]

(v) « *Toutes les ressources identifiées dans le bilan, doivent être entièrement disponibles, et exclusivement dédiées aux besoins du Distributeur. Le bilan en puissance ainsi finalisé est déposé au NPCC et à la Régie de l'énergie, généralement en novembre* ». [nous soulignons]

(vi) « *Exigences du NPCC*

Tout d'abord, le Distributeur rappelle que le Programme, contrairement à l'option d'électricité interruptible, n'impose pas de pénalité directe aux clients qui ne s'effacent pas à la pointe. Toutefois, le crédit fixe octroyé aux clients est calculé sur la base de la puissance moyenne effacée. Cette façon de faire s'avère être un levier qui a vraisemblablement le même effet dissuasif qu'une pénalité. En effet, les clients ont tout intérêt à s'effacer suite à un appel du Distributeur s'ils veulent obtenir le maximum du crédit octroyé pour un effacement donné. À titre illustratif, un client appelé fois et qui s'efface à chaque fois pour 1 MW obtiendrait un crédit de 70 000 \$. Si le même client s'efface seulement 1 fois alors qu'il a été appelé 2 fois, son effacement moyen serait de 0,5 MW, ce qui lui vaudrait un crédit de 35 000 \$, soit un manque à gagner de 35 000 \$.

Quant aux exigences du NPCC, ce dernier reconnaît la GDP comme moyen de gestion à inscrire au bilan qui contribue à l'atteinte du respect du critère de fiabilité comme toute autre ressource ».

(vii) « L'affirmation du Distributeur concernant la reconnaissance de la GDP comme moyen de gestion à inscrire au bilan ne traite pas spécifiquement du Programme GDP Affaires. En effet, quand on consulte certains documents officiels du NPCC concernant les moyens à considérer pour répondre aux besoins de pointe, des réseaux membres le NPCC s'expriment sur la reconnaissance des Programmes de GDP. À titre d'exemple, dans son Northeast Power Coordinating Council Reliability Assessment For Winter 2017-18, le NPCC traite spécifiquement des programmes de GDP (demand response) d'Hydro-Québec :

In the Québec subregion, Demand Response (DR) programs are specifically designed for peak-load reduction during winter operating periods. DR consists of interruptible demand programs mainly for large industrial customers and commercial buildings, treated as supply-side resources totaling 1,998 MW for the 2017-18 winter period. It is 230 MW more than last winter period. DR programs are usually used in situations where either the load is expected to reach high levels or when resources are expected to be insufficient to meet peak load demand. Interruptible load program specifications differ among programs and participating customers. They usually allow for one or two calls for reduction per day and between 40 to 100 hours load interruption per winter period. Interruptible load programs are planned with participating industrial customers with whom contracts are signed. Before the peak period, generally during the fall season, all customers are regularly contacted in order to reaffirm their commitment to provide capacity when called, during peak periods.

Dans l'extrait ci-dessus, le NPCC reconnaît en effet les programmes GDP mais il prend le soin de mentionner l'existence de contrats liant les participants à leur devoir de s'effacer en période de pointe lorsque l'opérateur du réseau l'exige. Comme mentionné précédemment, les participants au Programme GDP Affaires ne sont pas liés par contrat les obligeant à répondre aux appels de réduction de consommation de l'opérateur de réseau. [...]

Concluons que, en général, ce sont seulement les ressources en GDP qui sont contrôlables par l'opérateur du réseau qui devraient être traitées comme des ressources; les autres sont réduites des besoins.

Pour ce qui est des Programmes GDP, HQD semble les traiter comme ressources en puissance uniquement s'ils sont complètement sous le contrôle de l'opérateur du réseau. Bien que le Distributeur mentionne l'existence du Programme GDP Affaires, il ne mentionne pas le fait que les participants à ce programme n'ont aucune obligation à réduire leurs consommations ». [nous soulignons]

Demandes :

- 6.1 Veuillez confirmer que par le terme « GDP » dans les seconds paragraphes des références (ii) et (vi), le Distributeur réfère au programme GDP Affaires. Le cas échéant, veuillez distinguer les programmes de GDP dont il est question dans ces affirmations.
- 6.2 Veuillez élaborer sur l'affirmation de la référence (i) stipulant que la stratégie du Distributeur est de ne pas surutiliser les moyens ayant une limite d'utilisation, ce qui est notamment le cas du programme GDP Affaires. Dans votre réponse, veuillez préciser le nombre d'appels et d'heures d'appels au-delà desquels le Distributeur considérerait « surutiliser » le Programme.
- 6.3 Veuillez concilier l'affirmation que le Distributeur souhaite ne pas surutiliser les moyens ayant une limite d'utilisation, comme le programme de GDP Affaires (référence (i)), et celle à l'effet que toutes les ressources identifiées dans le bilan de puissance doivent être entièrement disponibles et exclusivement dédiées aux besoins du Distributeur (référence (v)).
- 6.4 Veuillez élaborer sur la possibilité que le Programme puisse permettre « d'éviter » un appel d'offre de long terme (référence (iii)).
- 6.5 Veuillez justifier l'utilisation des prix du marché de la Nouvelle-Angleterre, pour le calcul du coût marginal aux heures de forte pointe du tableau de la référence (iv), compte tenu que ces approvisionnements de court terme ne viennent pas avec la fermeté de livraison requise pour permettre de l'inclure au bilan en puissance et ainsi satisfaire les critères de fiabilité (références (iii) et (iv)).
- 6.6 Veuillez reproduire les coûts présentés dans le tableau de la référence (iv), pour les mêmes heures, cette fois à partir des prix DAM en provenance du marché de NY.
- 6.7 Veuillez clarifier la nature des différents programmes de GDP dont il est question dans l'extrait du *Northeast Power Coordinating Council Reliability Assessment For Winter 2017-18* de la référence (vii).
- 6.8 Veuillez commenter l'affirmation du RNCREQ à l'effet que : « *en général, ce sont seulement les ressources en GDP qui sont contrôlables par l'opérateur du réseau qui devraient être traitées comme des ressources et que les autres sont réduites des besoins* » (référence (vii)).
- 6.9 Veuillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que le programme GDP Affaires, bien qu'il n'engage pas obligatoirement le Participant, est traité comme un moyen

d'approvisionnement, et non comme une réduction au bilan du Distributeur, essentiellement en raison des modalités en référence (vi).

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 22 à 28;
 - (ii) Dossier R-3471-2001, pièce [HQD-1](#), document 1, p. 1 et ss.
 - (iii) Dossier R-3471-2001, décision [D-2002-115](#), p. 34.
 - (iv) Pièce [B-0015](#), p. 22 et 23.

Préambule :

- (i) *Caractéristiques du Programme en fonction de sa nature juridique*
- (ii) « *Le tarif bi-énergie BT, tel que présenté dans les articles 247 à 270 du Règlement n° 663 établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application (le « Règlement tarifaire »), est un tarif de gestion de la consommation puisque c'est un tarif en vertu duquel le Distributeur peut suspendre l'approvisionnement en électricité de la clientèle participante en période de pénurie énergétique* ». [nous soulignons]
- (iii) « *La Régie juge que le tarif BT, tel qu'il est défini dans le Règlement tarifaire, est un tarif de gestion de la consommation, étant donné l'article 270 qui permet au Distributeur de réduire le niveau des liaisons pendant une période de pénurie* ».
- (iv) « *À cet effet, et comme mentionné dans la preuve, le Programme vise une diminution dans l'utilisation des ressources énergétiques du Distributeur, en périodes de pointe. La méthode utilisée par le participant, que ce soit du préchauffage ou l'utilisation d'une génératrice diesel, n'est pas pertinente en regard de la qualification du Distributeur* ». [nous soulignons]

Demandes :

- 7.1 Selon les passages soulignés en référence (iv), veuillez confirmer que l'objectif du Programme n'est pas une diminution des ressources énergétiques du Participant.
- 7.2 Veuillez expliquer pourquoi la diminution de l'utilisation des ressources énergétiques du Distributeur à la référence (iv), plutôt que celle de la clientèle, permet de caractériser le Programme comme un programme d'efficacité énergétique.
- 7.3 Si la Régie en arrivait à la conclusion que le Programme est un tarif, au même titre que l'Option d'électricité interruptible, veuillez proposer un projet de texte des tarifs qui serait applicable.