

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3  
DE LA RÉGIE**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
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.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur souligne que les réductions de puissance inscrites par les**  
2           **clients ne sont pas utilisées directement pour la planification des**  
3           **approvisionnements. À cet effet, un facteur de correction est appliqué afin de**  
4           **tenir compte de la coïncidence du profil de demande de puissance du client**  
5           **avec les périodes de pointe du Distributeur. C'est donc cette réduction de**  
6           **puissance corrigée (coïncidente avec les périodes de pointe du Distributeur)**  
7           **qui est utilisée pour la planification des approvisionnements en puissance de**  
8           **l'hiver courant.**

9           **Par ailleurs, pour les clients ayant déjà participé au Programme au cours d'un**  
10           **hiver précédent, le risque d'écart entre les réductions de puissance anticipée**  
11           **et réelle est faible puisque la réduction de puissance réelle de l'hiver**  
12           **précédent est connue. Conséquemment, plus la participation de clients ayant**  
13           **déjà participé au Programme est importante, plus, globalement, cet écart sera**  
14           **faible.**

15           **Finalement, le Distributeur tient à rappeler que les achats d'électricité à court**  
16           **terme se font par blocs de 25 MW. La précision relative à ces achats est**  
17           **comparable à l'écart possible entre l'apport anticipé du Programme et l'apport**  
18           **réel observé. À titre d'exemple, à l'hiver 2017-2018, cet écart n'a atteint que**  
19           **27 MW.**

20           **En somme, bien que le risque soulevé par la Régie existe en théorie, il ne se**  
21           **vérifie pas en pratique. La crainte que le Distributeur paie deux fois pour la**  
22           **même puissance n'est donc pas justifiée, comme en témoignent les résultats**  
23           **du Programme.**

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.

**Réponse :**

1 **Considérant la réponse à la question 1.1, aucune modification aux modalités**  
2 **n'est requise.**

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.

**Réponse :**

1           **La détermination de la facture de la charge locale et celle du coût évité de**  
2           **transport sont deux exercices qui ont des finalités distinctes et sont effectués**  
3           **à partir d'intrants qui leurs sont spécifiques.**

4           **En effet, la facture de la charge locale est calculée à partir du revenu requis du**  
5           **Transporteur et des MW pour une seule année tarifaire. Elle est donc**  
6           **déterminée à partir des coûts moyens historiques de l'ensemble des**  
7           **composantes du revenu requis. Notamment, les charges d'amortissement, de**  
8           **frais financiers et de rendement inclus dans les revenus requis sont fonction**  
9           **de la base de tarification, qui elle, reflète les investissements passés,**  
10           **notamment en croissance et en pérennité.**

11           **En ce qui a trait à la détermination du coût évité de transport, ce dernier est**  
12           **calculé à partir des investissements prévus pour les dix prochaines années,**  
13           **déclenchés par la croissance de la demande sur la même période. Ces**  
14           **investissements visent essentiellement le renforcement du réseau et les**  
15           **augmentations des capacités de transformation des équipements dont le**  
16           **déclencheur est strictement la croissance future des besoins en MW.**

17           **En d'autres termes, le Programme permet la réduction ou le report d'éventuels**  
18           **investissements sur le réseau de transport. Ceci exercera donc, à long terme,**  
19           **une pression à la baisse sur le coût du service de transport. Il ne permet**  
20           **toutefois pas une réduction immédiate (dans l'année) des revenus requis du**  
21           **Transporteur.**

22           **Le coût évité reflète ainsi la valeur future d'un MW, en plus ou en moins, sur le**  
23           **réseau de transport. C'est pourquoi cette valeur est associée au Programme**  
24           **aux fins de l'analyse de rentabilité.**

25           **Il est à noter que bien que les MW du Programme, pour une année tarifaire**  
26           **donnée, ne soient pas considérés dans le calcul de la facture de la charge**  
27           **locale, le Distributeur transmet cette information aux planificateurs des**  
28           **réseaux de transport et de distribution.**

2.2 Veuillez justifier la prise en compte des coûts évités de transport dès 2018-2019, considérant notamment les références (iv) et (v).

Réponse :

1 Le Distributeur rappelle que le coût évité de transport est une annuité  
2 croissante qui capte la planification des investissements en croissance pour  
3 les dix prochaines années, ramenés en valeur d'aujourd'hui. Dans le cas de  
4 l'analyse de rentabilité du Programme, et comme expliqué en réponse à la  
5 question 2.1, l'application du coût évité de transport dès 2018-2019 ne sous-  
6 entend pas que les réductions de MW cet hiver-là amèneront des reports  
7 d'investissements la même année. Cela indique plutôt que ces réductions  
8 pourront (ou pourraient) permettre de reporter des investissements  
9 présentement prévus dans la planification en fonction du bilan offre-demande  
10 actuel. C'est ce pourquoi un coût évité de transport est associé au  
11 Programme dès 2018-2019.

12 La même logique s'applique dans le cas du réseau de distribution.

13 Bien que la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution  
14 dans l'analyse économique soit justifiée, le Distributeur rappelle que le coût  
15 évité de fourniture permet à lui seul de démontrer la rentabilité du Programme.

2.3 Veuillez commenter la proposition de l'AHQ-ARQ de ne comptabiliser les coûts évités de transport que dans quatre ans.

Réponse :

16 Voir la réponse à la question 2.2.

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.

Réponse :

17 Toute réduction de puissance générée par le Programme pourrait permettre  
18 de réduire la pression sur les besoins d'investissement dans les réseaux de  
19 transport et de distribution, à moyen ou long termes. Il est donc justifié  
20 d'appliquer les coûts évités de transport et de distribution à toute cette  
21 puissance.

22 Comme invoqué à l'extrait cité au préambule (viii), et comme le Distributeur le  
23 rappelle en réponse à la question 2.1, seuls les investissements liés à la  
24 croissance de la demande sont utilisés aux fins de la détermination des coûts  
25 évités de transport et de distribution.

2.5 Veuillez justifier la prise en compte de coût évité de distribution considérant les références (iv), (v) et (vii).



**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 2.2.**

2.6 Veuillez justifier la prise en compte de coût évité de distribution dès 2018-2019.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 2.2.**

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.

**Réponse :**

3 **Voir la réponse à la question 2.4.**

- 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
<b>Total</b>	<b>43</b>	<b>25</b>	<b>258</b>	<b>183</b>	<b>404</b>	<b>287</b>

(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
<b>Total</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>49</b>	<b>27</b>	<b>70</b>	<b>60</b>

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									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					Total : moins de 200 kW à plus de 2000 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												
<b>Total</b>												

**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.

**Réponse :**

1 Les tableaux R-3.1-A à C présentent l'information demandée. Le Distributeur  
2 mentionne toutefois qu'il ne dispose pas de l'information nécessaire pour  
3 répartir l'ensemble des compteurs au tarif LG entre les différents types de  
4 clients.

**TABLEAU R-3.1-A :  
RÉPARTITION DES COMPTEURS PAR TYPES DE CLIENTS  
HIVER 2015-2016**

Type de clients	500 à 1 000 kW			1 000 à 2 000 kW			plus de 2 000 kW			Nb total de compteurs inscrits
	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	
Comm. de détail et entreprises de services	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Édifices à bureaux	4	2,9	3%	2	2,6	5%	-	-	-	6
Centres de données	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Établissements d'enseignement	1	0,8	3%	1	1,2	4%	-	-	-	4
Secteur de la santé	-	-	-	1	1,8	5%	-	-	-	1
Secteur industriel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réseaux municipaux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>3,7</b>	<b>3%</b>	<b>4</b>	<b>5,5</b>	<b>5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13</b>

**TABLEAU R-3.1-B :**  
**RÉPARTITION DES COMPTEURS PAR TYPES DE CLIENTS**  
**HIVER 2016-2017**

Type de clients	500 à 1 000 kW			1 000 à 2 000 kW			plus de 2 000 kW			Nb total de compteurs inscrits
	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	
Comm. de détail et entreprises de services	2	1,4	3%	-	-	-	-	-	-	9
Édifices à bureaux	6	5,5	4%	2	3,0	8%	-	-	-	11
Centres de données	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Établissements d'enseignement	1	0,6	2%	2	3,2	3%	-	-	-	15
Secteur de la santé	-	-	-	-	-	0%	-	-	-	3
Secteur industriel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réseaux municipaux	2	2,0	2%	-	-	-	-	-	-	3
Autres	-	-	-	3	6,4	4%	-	-	-	6
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>9,6</b>	<b>3%</b>	<b>7</b>	<b>12,6</b>	<b>4%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>49</b>

**TABLEAU R-3.1-C :**  
**RÉPARTITION DES COMPTEURS PAR TYPES DE CLIENTS**  
**HIVER 2017-2018**

Type de clients	500 à 1 000 kW			1 000 à 2 000 kW			plus de 2 000 kW			Nb total de compteurs inscrits
	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	
Comm. de détail et entreprises de services	1	0,7	3%	1	1,3	5%	-	-	-	4
Édifices à bureaux	6	5,3	4%	3	4,4	7%	2	5,1	10%	26
Centres de données	-	-	-	1	1,1	3%	1	4,3	15%	3
Établissements d'enseignement	2	1,7	6%	3	4,0	3%	2	5,8	6%	19
Secteur de la santé	-	-	-	-	-	-	2	6,3	11%	4
Secteur industriel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réseaux municipaux	-	-	0%	-	-	-	1	3,3	3%	6
Autres	1	0,9	9%	3	4,8	3%	2	6,9	12%	8
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>8,6</b>	<b>5%</b>	<b>11</b>	<b>15,5</b>	<b>4%</b>	<b>10</b>	<b>31,5</b>	<b>8%</b>	<b>70</b>

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.

Réponse :

1 **Sur la base des informations recueillies auprès de ses délégués commerciaux**  
 2 **responsables des clients au tarif LG, le Distributeur estime le potentiel**  
 3 **additionnel à environ 25 MW sur un horizon de cinq ans. Il ne dispose pas**  
 4 **d'informations quant au nombre de compteurs associés à ce potentiel.**

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.

Réponse :

5 **Le rôle des agrégateurs est particulièrement important auprès des clients de**  
 6 **petites et moyennes puissances pour lesquels le potentiel de réduction est**  
 7 **inférieur à 200 kW, soit le seuil d'admissibilité du Programme. Pour les clients**

1            dont la réduction de puissance est supérieure au seuil, les agrégateurs ne  
2            sont pas essentiels à leur participation.

3            Cela étant dit, le Distributeur tient à mentionner que la présence d'agrégateurs  
4            est un facteur favorisant une plus grande efficacité pour sa propre gestion du  
5            Programme. En effet, il est plus simple pour le Distributeur de transiger avec  
6            un agrégateur qui regroupe une multitude de petits projets que de traiter  
7            individuellement chacun de ces projets. Plus un programme vise un nombre  
8            importants de clients, dont la taille est moindre, plus la présence  
9            d'agrégateurs simplifie l'administration de ce programme pour le Distributeur.

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
<b>Total</b>	<b>43</b>	<b>25</b>	<b>258</b>	<b>183</b>	<b>404</b>	<b>287</b>

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 Hiver 2017-2018	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
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.

**Réponse :**

1 Les hypothèses énoncées à la question sont erronées. Les trois projets  
2 présentés par des réseaux municipaux regroupaient 6 compteurs, et non 3. De  
3 plus, les abonnements au tarif LG ne regroupent pas 87 compteurs, en  
4 excluant les réseaux municipaux, mais bien 191.

5 Le tableau R-4.1 présente les données corrigées.

**TABLEAU R-4.1 :**  
**PARTICIPATION DES CLIENTS AU TARIF LG AU PROGRAMME – HIVER 2017-2018**

		Excluant les réseaux municipaux	Réseaux municipaux	Total
Inscrits au Programme	Abonnements	33	3	36
	Compteurs	64	6	70
Total	Abonnements	98	13	111
	Compteurs	191	48	239
Ratio	Abonnements	34%	23%	32%
	Compteurs	34%	13%	29%

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.

**Réponse :**

6 Tous les clients au tarif LG pourraient potentiellement s'effacer lors  
7 d'évènements de GDP. La non-participation de certains clients reflète plutôt le

1 fait qu'à leurs yeux, l'appui financier n'est pas suffisamment attrayant en  
2 regard des contraintes liées à leur participation.

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<sup>e</sup> 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.*

**Réponse :**

3 Les prémisses énoncées à la question, sur lesquelles reposent les  
4 conclusions de la FCEI, sont erronées.

5 Comme indiqué à la réponse à la question 4.1, seuls le tiers des abonnements  
6 au tarif LG sont inscrits au Programme, excluant les réseaux municipaux. De  
7 plus, considérant que le potentiel additionnel des clients LG est de seulement  
8 25 MW (voir la réponse à la question 3.2), on peut conclure que même au  
9 niveau d'appui financier actuel, plusieurs clients LG ne participeront pas au  
10 Programme.

11 Par ailleurs, comme indiqué à la réponse à la question 4.2, tous les clients au  
12 tarif LG sont potentiellement en mesure de participer au Programme.

13 En conséquence, et avec égards, la suggestion de la FCEI est mal fondée<sup>1</sup>.

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.

**Réponse :**

14 Une certaine forme de consultation pourrait être effectuée auprès de cette  
15 catégorie de clients afin de valider leur intérêt à participer selon différents  
16 niveaux d'appui financier.

17 Toutefois, le Distributeur réitère que les assertions sur lesquelles semble  
18 reposer cette proposition sont erronées, ainsi qu'il l'indique en réponse aux  
19 questions 4.1 à 4.3.

---

<sup>1</sup> Le Distributeur rappelle qu'il avait indiqué précédemment, incluant à la pièce HQD-2, document 6 (B-0020) (voir la note 1, page 13), qu'à la pièce HQD-1, document 2 (B-0007), le terme « abonnement » avait été erronément employé au lieu de « compteur ». Ceci pourrait expliquer la confusion de la FCEI.

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.

Réponse :

Les tableaux R-4.5-A et B présentent respectivement la répartition des réductions de puissance et l'appui financier selon le tableau et l'appui financier dégressif proposé par la Régie au préambule (v).

**TABLEAU R-4.5-A :**  
**VENTILATION DES RÉDUCTION DE PUISSANCE POUR L'HIVER 2017-2018 (MW)**

Strates de réduction de puissance (kW)	Taille des projets (kW)					Total
	0 à 200	200 à 500	500 à 1 000	1 000 à 2 000	Plus de 2 000	
0 à 200	9,6	33,6	15,2	10,2	5,0	73,7
200 à 500		21,2	22,8	15,3	8,5	67,8
500 à 1 000			16,2	25,5	14,5	56,2
1 000 à 2 500				19,2	42,5	61,7
Plus de 2 500					27,7	27,7
<b>Total</b>	<b>9,6</b>	<b>54,8</b>	<b>54,2</b>	<b>70,2</b>	<b>98,2</b>	<b>287,0</b>

**TABLEAU R-4.5-B :**  
**APPUI FINANCIER POUR L'HIVER 2017-2018**  
**SUR LA BASE DE L'APPUI FINANCIER DÉGRESSIF PROPOSÉ PAR LA RÉGIE (M\$)**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier	Taille des projets (kW)					Total
		0 à 200	200 à 500	500 à 1 000	1 000 à 2 000	Plus de 2 000	
0 à 200	80 \$	0,8	2,7	1,2	0,8	0,4	5,9
200 à 500	70 \$		1,5	1,6	1,1	0,6	4,7
500 à 1 000	50 \$			0,8	1,3	0,7	2,8
1 000 à 2 500	30 \$				0,6	1,3	1,8
Plus de 2 500	20 \$					0,6	0,6
<b>Total</b>		<b>0,8</b>	<b>4,2</b>	<b>3,6</b>	<b>3,7</b>	<b>3,6</b>	<b>15,9</b>

1 Le Distributeur tient à souligner que le tableau R-4.5-B repose sur l'hypothèse  
2 que cette approche n'aurait aucun impact sur la participation des clients ou la  
3 taille des projets soumis. Or, de l'avis du Distributeur, cette hypothèse est  
4 erronée.

5 En effet, cette approche inciterait les clients ayant des projets multi-bâtiments  
6 à scinder ces projets en plusieurs petits projets de 200 kW afin de maximiser  
7 l'appui financier à 80 \$. Ceci aurait pour conséquence un alourdissement du  
8 traitement des projets et une augmentation des coûts administratifs du  
9 Programme.



1 De plus, il est probable que cette approche entraîne, pour plusieurs clients  
2 dont la réduction de puissance est importante (supérieur à 1 000 ou 2 500 kW,  
3 par exemple) une réduction de la taille des projets ou carrément leur abandon,  
4 considérant le bas niveau d'appui financier offert pour les tranches  
5 supérieures de MW. En d'autres termes, des clients pourraient simplement  
6 choisir de laisser tomber les tranches supérieures de MW, puisque l'appui  
7 financier ne serait pas suffisant pour justifier les efforts additionnels de  
8 réduction de la demande.

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.

**Réponse :**

9 Le tableau R-4.6-A présente, par catégories de clients, l'écart entre l'appui  
10 financier dégressif proposé par la Régie et celui versé selon les modalités  
11 actuelles du Programme, pour l'hiver 2017-2018. Le tableau R-4.6-B présente  
12 ces mêmes résultats, exprimés en % de l'appui financier selon les modalités  
13 actuelles.

**TABLEAU R-4.6-A :**  
**ÉCART ENTRE L'APPUI FINANCIER DÉGRESSIF ET CELUI VERSÉ**  
**SELON LES MODALITÉS ACTUELLES PROGRAMME POUR L'HIVER 2017-2018 (M\$)**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier	Taille des projets (kW)					Total
		0 à 200	200 à 500	500 à 1 000	1 000 à 2 000	Plus de 2 000	
0 à 200	10 \$	0,1	0,3	0,2	0,1	0,1	0,7
200 à 500	0 \$	-	-	-	-	-	-
500 à 1 000	(20 \$)			(0,3)	(0,5)	(0,3)	(1,1)
1 000 à 2 500	(40 \$)				(0,8)	(1,7)	(2,5)
Plus de 2 500	(50 \$)					(1,4)	(1,4)
<b>Total</b>		<b>0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(1,2)</b>	<b>(3,3)</b>	<b>(4,2)</b>

**TABLEAU R-4.6-B :**  
**ÉCART ENTRE L'APPUI FINANCIER DÉGRESSIF ET CELUI VERSÉ**  
**SELON LES MODALITÉS ACTUELLES PROGRAMME POUR L'HIVER 2017-2018 (%)**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier	Taille des projets (kW)					Total
		0 à 200	200 à 500	500 à 1 000	1 000 à 2 000	Plus de 2 000	
0 à 200	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
200 à 500	0%		0%	0%	0%	0%	0%
500 à 1 000	-29%			-29%	-29%	-29%	-29%
1 000 à 2 500	-57%				-57%	-57%	-57%
Plus de 2 500	-71%					-71%	-71%
<b>Total</b>		14%	9%	-5%	-24%	-48%	-21%

1 À la lumière de ces résultats, on constate sans surprise que les projets de  
2 500 kW et moins sont avantagés par l'appui financier dégressif proposé, au  
3 contraire de ceux de plus de 500 kW. Les projets dont la taille est supérieure à  
4 1 000 et 2 000 kW sont les plus durement touchés. Dans ce dernier cas, c'est  
5 près de la moitié de l'appui financier qui disparaîtrait.

6 À nouveau, le Distributeur souligne que ces résultats reposent sur  
7 l'hypothèse que les clients ne modifieraient pas leurs projets afin de les  
8 adapter à la nouvelle structure d'appui financier. Or, comme mentionné en  
9 réponse à la question 4.5, la première réaction des clients ayant des projets  
10 multi-bâtiments sera de scinder leurs projets en de multiples petits projets  
11 afin de maximiser l'appui financier reçu, résultant en un appui financier  
12 *supérieur* à celui présentement versé. L'effet serait donc contraire à celui  
13 recherché.

14 Par ailleurs, et comme mentionné en réponse à la question 4.5, lorsqu'une  
15 telle scission est difficile, il est possible que les clients réduisent la taille de  
16 leurs projets ou mettent carrément fin à leur participation au Programme.  
17 Dans de tels cas, non seulement un appui financier dégressif n'entraînerait  
18 pas une réduction significative de l'appui financier unitaire, mais il aurait pour  
19 conséquence une baisse de la réduction de puissance dégagée par le  
20 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<sup>e</sup> 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 normale (CPN), le Distributeur propose 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 quelque 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.

**Réponse :**

1 Avant tout, le Distributeur tient à rappeler que la comparaison entre les  
2 programmes commerciaux ou options tarifaires doit nécessairement inclure  
3 toutes les modalités afférentes, et non pas uniquement le niveau de la  
4 compensation accordée.

5 Dans le cas du tarif de pointe critique (TPC), un prix de 50 ¢/kWh offre un  
6 signal de prix très incitatif à la clientèle. Ce prix de 50 ¢/kWh a été testé lors de  
7 groupes de discussion et avait initialement inquiété bon nombre de  
8 participants. Cependant, les participants ont reconnu qu'il agissait comme  
9 une motivation à davantage déplacer ou effacer leur consommation. Leurs  
10 inquiétudes ont également été atténuées lorsqu'ils ont réalisé que ce prix était  
11 combiné à un prix plus faible en dehors des heures de pointe. L'établissement  
12 du prix de pointe critique à 50 ¢/kWh doit donc être vu comme un signal de  
13 prix incitatif, mais sans dépasser le seuil au-delà duquel il courrait le risque  
14 de devenir dissuasif quant à la participation au TPC.

15 Quant au crédit de 50 ¢/kWh proposé dans le cadre de l'option de crédit en  
16 pointe critique (CPC), il découle du calibrage du CPC pour éviter de favoriser  
17 indûment cette option par rapport au TPC. Contrairement à l'appui financier  
18 offert aux participants du Programme, calculé sur la base de l'effacement  
19 moyen pour la totalité de la période d'hiver, le crédit offert à l'option CPC est  
20 appliqué lors de chaque événement de pointe critique.

21 Avec l'introduction des options proposées, le Distributeur vise à élargir son  
22 offre tarifaire de façon à permettre à la clientèle de participer à la gestion des  
23 approvisionnements. Bien que ces options aient été testées auprès de la  
24 clientèle dans le cadre de groupes de discussion, la réponse réelle de la  
25 clientèle sera évaluée lors de sa participation aux options. Quant au  
26 Programme, en vigueur depuis trois ans, l'intérêt de la clientèle et le niveau de  
27 contribution à la gestion des approvisionnements ont été clairement  
28 démontrés.

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 poursuivent  
des objectifs très similaires. Veuillez commenter.

**Réponse :**

29 Le Distributeur le confirme. Tous deux visent à réduire les besoins en  
30 puissance du Distributeur à la pointe.

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.

**Réponse :**

1           **Pour maximiser la réduction des besoins en puissance à la pointe, le**  
2           **Distributeur doit se doter de différents moyens présentant des modalités**  
3           **différentes et visant des clientèles différentes. Et comme mentionné en**  
4           **réponse à la question 5.1, la comparaison entre les programmes commerciaux**  
5           **ou options tarifaires doit nécessairement inclure toutes les modalités**  
6           **afférentes, non pas uniquement le niveau de la compensation accordée ou**  
7           **encore la répartition entre les composantes fixe et variable.**

8           **Le niveau de compensation de chacun de ces moyens doit être suffisamment**  
9           **élevé pour inciter la clientèle à participer à la gestion des besoins en**  
10           **puissance sans toutefois surcompenser les clients pour leurs efforts.**

11           **La répartition actuelle entre le crédit fixe et le crédit variable aux options**  
12           **d'électricité interruptible (OÉI) répond aux préoccupations des clients, qui**  
13           **désirent être mieux compensés lorsqu'ils sont appelés à s'interrompre de**  
14           **manière soutenue et successive. Compte tenu du faible succès des OÉI**  
15           **auprès de la clientèle de moyenne puissance, comparativement à celles de la**  
16           **grande puissance, force est de constater que les modalités des OÉI ne sont**  
17           **pas adaptées à cette clientèle alors qu'elles le sont visiblement pour l'autre.**

18           **Dans le cas du Programme, l'appui financier est calculé sur la base de**  
19           **l'effacement moyen pour l'ensemble des événements survenus au cours de la**  
20           **période d'hiver et est versé à la fin de l'hiver. Cette façon de verser la**  
21           **compensation ne semble pas adaptée à la clientèle de masse, visée par**  
22           **l'option CPC. Pour cette dernière, le Distributeur souhaite plutôt offrir une**  
23           **réroaction plus rapide afin de motiver les clients à poursuivre leurs efforts de**  
24           **réduction de consommation et ainsi, maximiser le succès commercial de**  
25           **l'option. Le calcul du crédit sur la base d'un événement individuel de pointe**  
26           **critique plutôt que sur l'ensemble des événements permettra aux clients de**  
27           **suivre leurs crédits d'effacement et de les voir apparaître sur la facture de la**  
28           **période de consommation au cours de laquelle le ou les événements sont**  
29           **survenus.**

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.

**Réponse :**

1           Le Programme en est à ses premières années de commercialisation et,  
2           conséquemment, n'a toujours pas atteint l'objectif visé à long terme de  
3           réduction de la demande. Or, tout signal de réduction de l'appui financier, qui  
4           est la finalité sous-jacente à l'appel d'offres proposé par le RNCREQ, aurait  
5           comme effet de compromettre l'atteinte de cet objectif. En conséquence,  
6           selon le Distributeur, il n'est pas souhaitable d'implanter une telle approche.

7           De plus, cette approche rendrait le processus de participation plus complexe  
8           pour les clients, puisque ceux-ci devraient établir une stratégie visant à  
9           déterminer le prix proposé. Or, le Distributeur rappelle que la grande  
10          simplicité des modalités actuelles est un important facteur de succès du  
11          Programme. Une complexification de celui-ci engendrerait vraisemblablement  
12          une baisse de participation.

13          Le Distributeur est donc d'avis que l'appui financier unitaire devrait être  
14          maintenu au niveau actuel afin de maximiser les chances d'atteindre les  
15          objectifs de réduction visés.

16          Voir aussi le tableau 2 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0010).

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 reliés 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\$
<b>Moyenne</b>	<b>180,08\$</b>

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.

#### **Réponse :**

1           **Dans ces contextes, le terme « GDP » vise l'ensemble des programmes en**  
2           **gestion de la demande en puissance, et ce, autant pour le marché résidentiel**  
3           **que pour le marché affaires.**

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.

**Réponse :**

1 L'objectif premier du Programme est d'assurer l'équilibre offre-demande du  
2 bilan de puissance et le respect du critère de fiabilité du Distributeur. Les  
3 modalités inscrites au Programme, dont le nombre d'heures et le nombre  
4 d'appels, permettent l'atteinte de cet objectif.

5 Toutefois, le Distributeur doit utiliser prudemment ses moyens de gestion afin  
6 de ne pas compromettre les quantités obtenues et les prix payés pour ces  
7 dernières. En effet, comme le rappelait le Distributeur en réponse à la  
8 question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce  
9 HQD-2, document 1 (B-0015), les clients qui adhèrent au Programme font face  
10 à des contraintes et des inconvénients lorsqu'on les sollicite.

11 Ainsi, pour la gestion de court terme de l'équilibre offre-demande, les appels  
12 aux clients doivent être faits en fonction des conditions climatiques réelles,  
13 des approvisionnements disponibles et des contraintes sur le réseau du  
14 Transporteur. Pour ces raisons, la surutilisation d'un moyen de gestion n'est  
15 pas nécessairement quantifiable en termes de nombre d'heures, mais plutôt  
16 en relation avec le contexte d'approvisionnement où les appels ont été faits.

17 Toutefois, le Distributeur estime que ses moyens de gestion seraient  
18 « surutilisés » s'il procédait, durant un hiver normal, à la totalité des appels  
19 disponibles dans un programme, ou encore s'il sollicitait ces moyens de  
20 gestion simplement pour éviter des quantités d'achats peu élevées sur les  
21 marchés de court terme.

22 De plus, si le Distributeur faisait une utilisation excessive d'un moyen de  
23 gestion ayant une limite d'utilisation, il pourrait se retrouver dans une  
24 situation où il aurait épuisé toutes les heures disponibles prévues aux  
25 modalités et ne pourrait plus avoir recours à ce moyen de gestion si un  
26 besoin se présentait au cours de la période.

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)).

**Réponse :**

27 Le fait d'être exclusivement dédié signifie que le fournisseur doit offrir sa  
28 livraison d'énergie au Distributeur avant toute autre transaction possible pour  
29 ce dernier. Ainsi, si le Distributeur n'appelle pas son fournisseur, celui-ci peut  
30 transiger sur les marchés tout en étant prêt à remplir, au besoin, son  
31 obligation contractuelle.

1           **Par ailleurs, le fait d'avoir à livrer son énergie au Distributeur ne signifie pas**  
2           **que le fournisseur doive le faire à toutes les heures du mois ou de l'hiver. Par**  
3           **contre, il doit absolument le faire lorsqu'il est appelé à respecter son**  
4           **obligation contractuelle. Ainsi, les participants au Programme n'ont pas**  
5           **l'obligation de réduire systématiquement leur charge au cours des périodes**  
6           **de pointe du Distributeur, mais doivent se tenir prêts à le faire si le**  
7           **Distributeur déclenche un événement de GDP.**

6.4    Veuillez élaborer sur la possibilité que le Programme puisse permettre « d'éviter » un appel d'offre de long terme (référence (iii)).

**Réponse :**

8           **Si le Programme devait connaître une forte participation des clients, au-delà**  
9           **des cibles fixées par le Distributeur, les quantités de puissance obtenues et**  
10          **les marchés de court terme combleraient tous les besoins en puissance sur**  
11          **l'horizon du plan d'approvisionnement.**

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)).

**Réponse :**

12          **Pour ses achats d'énergie de court terme, le Distributeur a recours au marché**  
13          **(transactions bilatérales ou marchés externes). Le Distributeur rappelle que**  
14          **cette énergie n'est toutefois pas garantie.**

15          **Dans l'ordonnancement des moyens de gestion du Distributeur, le**  
16          **Programme est généralement utilisé lorsque ces marchés ont déjà été**  
17          **sollicités. Ainsi, le recours au Programme évite l'acquisition d'un moyen**  
18          **supplémentaire sur le marché, dont le prix de référence serait celui de la**  
19          **Nouvelle-Angleterre.**

20          **Les transactions de type UCAP (qui offrent une puissance garantie) sont**  
21          **toujours assorties de modalités d'utilisation dont, entre autres, le nombre**  
22          **d'heures, les délais d'appel et les quantités d'appel pour l'hiver, ainsi que le**  
23          **marché de référence pour le prix de l'énergie établi par le vendeur. Le**  
24          **Distributeur peut donc recourir à ce produit à des heures de forte demande.**

25          **En d'autres termes, la fermeté des livraisons d'un produit tel l'UCAP signifie**  
26          **que le Distributeur achète une « assurance de disponibilité » pour ses besoins**  
27          **de puissance. Or, cette dernière permet le recours à des livraisons**  
28          **en énergie selon les modalités prévues aux contrats, énergie qu'il paiera s'il**

1 en prend effectivement livraison. Cela permet d'utiliser ces produits à la fois  
2 pour équilibrer le bilan de puissance et pour assurer la fiabilité, tout en  
3 contribuant à ajuster la demande à court terme pour palier des aléas en  
4 énergie.

5 Aux fins des analyses au présent dossier<sup>2</sup>, le Distributeur a donc utilisé le  
6 coût évité de puissance de court terme<sup>3</sup> (20 \$/kW-hiver) et la prime variable  
7 qui reflète le coût d'opportunité d'un vendeur qui exporterait cette énergie  
8 vers le marché de la Nouvelle-Angleterre<sup>4</sup>, représentant ainsi la réalité du  
9 Distributeur en forte pointe.

10 Il est donc nécessaire de différencier la provenance des livraisons du coût  
11 d'opportunité du fournisseur.

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.

**Réponse :**

12 Le Distributeur présente au tableau R-6.6 le coût moyen d'achat d'électricité  
13 sur le marché (DAM) de New York, augmenté des frais de transport et des  
14 coûts reliés à l'achat de crédits liés au SPEDE, pour les heures où le  
15 Programme a été utilisé.

16 Le Distributeur rappelle que cet approvisionnement sur le marché en énergie  
17 de court terme ne vient pas avec la fermeté de livraison requise pour  
18 permettre de l'inclure au bilan en puissance et ainsi satisfaire les critères de  
19 fiabilité.

20 Le Distributeur rappelle, dans sa réponse à la question 6.5, les raisons pour  
21 lesquelles il avait utilisé le marché de la Nouvelle-Angleterre comme  
22 référence.

---

<sup>2</sup> Voir notamment le tableau 11 à la pièce HQD-1, document 2 (B-0007) et le tableau 3 à la pièce HQD-1, document 4 (B-0035).

<sup>3</sup> Ibidem, ligne 3.

<sup>4</sup> Ibidem, ligne 5.

TABLEAU R-6.6 :  
COÛT MOYEN D'ÉLECTRICITÉ SUR LE MARCHÉ DAM DE NEW YORK  
AUX HEURES OÙ LE PROGRAMME A ÉTÉ UTILISÉ

Hiver	Coût (\$/MWh)
2015-2016	39,78 \$
2016-2017	81,55 \$
2017-2018	138,89 \$
Moyenne	86,74 \$

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).

Réponse :

1 Les programmes mentionnés dans le *Northeast Power Coordinating Council*  
2 *Reliability Assessment for Winter 2017-2018* sont les OÉI et le Programme.  
3 Ces mesures sont considérées comme des ressources et intégrées dans le  
4 bilan du Distributeur.

5 Les clients participants au Programme n'ont pas de pénalité directe s'ils ne  
6 s'effacent pas, mais un fort incitatif financier à le faire, ce qui permet  
7 d'atteindre les mêmes objectifs, comme le rappelle le Distributeur à la  
8 section 4 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0010). De plus, comme stipulé  
9 dans l'article 1.2.5 du Guide du participant, le Distributeur se réserve le droit  
10 de ne pas verser d'appui financier si le participant ne réduit pas sa demande  
11 après deux avis.

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)).

Réponse :

12 Tant dans le cas du Programme que des OÉI, des avis d'interruption sont  
13 transmis aux clients et ceux-ci doivent alors ajuster leur consommation  
14 d'électricité, selon leur engagement. Le client demeure responsable d'y  
15 répondre, à défaut de quoi des pénalités, sous forme de réductions de  
16 compensations ou, ultimement, d'une résiliation du contrat, peuvent  
17 s'appliquer.

1           **Toutefois, bien que le Distributeur ou l'opérateur du réseau n'aient pas un**  
2           **contrôle direct sur les équipements des clients, ce sont bien eux qui**  
3           **déclenchent l'interruption. Les résultats du Programme et des OÉI, constatés**  
4           **depuis des décennies dans ce dernier cas, démontrent bien la fiabilité de cette**  
5           **approche. Voir aussi la réponse à la question 6.7.**

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).

**Réponse :**

6           **La compréhension de la Régie est exacte. Voir aussi la réponse à la**  
7           **question 6.8.**

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.

Réponse :

1           **Le Distributeur est en désaccord avec une telle interprétation.**

2           **L'objectif du Programme est ultimement une réduction des besoins en pointe**  
3           **que doit alimenter le Distributeur. Cette réduction découle forcément d'une**  
4           **baisse de la demande en électricité des clients participants durant les**  
5           **périodes où le Distributeur fait appel au Programme, que cette baisse soit le**  
6           **fruit d'un effacement, d'un déplacement de la charge ou du recours à une**  
7           **autre forme d'énergie.**

8           **Le Distributeur rappelle que la gestion de la consommation, soit le troisième**  
9           **volet de l'efficacité énergétique invoqué en réponse à la question 5.2 de la**  
10           **pièce en références (i) et (iv), est définie comme l'utilisation de l'électricité au**  
11           **meilleur moment. En conséquence, s'il est exact qu'en présence de**  
12           **substitution d'énergie, il est probable que la consommation ne soit pas**  
13           **réduite lorsqu'on considère toutes les sources d'énergie, il n'en demeure pas**  
14           **moins qu'il s'agit là d'une optimisation de l'utilisation de ces sources**  
15           **d'énergie. De même, un déplacement de la charge constitue également une**  
16           **illustration claire de ce troisième volet, et ce, même si la consommation**  
17           **d'électricité du client demeure la même sur une longue période.**

18           **Ce raisonnement est le même pour les autres initiatives en efficacité**  
19           **énergétique du Distributeur. Ainsi, une mesure d'économie d'énergie (second**  
20           **volet de l'efficacité énergétique, par exemple le programme OIEÉB) permet**  
21           **une réduction de la consommation d'électricité des participants et, de ce fait,**  
22           **une diminution de l'utilisation des ressources énergétiques du Distributeur**  
23           **puisqu'elle réduit ses besoins d'approvisionnement en énergie.**

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.

Réponse :

24           **Voir la réponse à la question 7.1.**

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.

Réponse :

25           **D'abord, le Distributeur tient à rectifier les faits concernant le tarif BT cité au**  
26           **préambule. Ce tarif visait à stimuler les ventes d'électricité dans un contexte**  
27           **de surplus énergétiques. La clause de pénurie énergétique permettait de**



1           rappeler les ventes à ce tarif, c'est-à-dire de suspendre la livraison  
2           d'électricité au faible prix, en situation de faible hydraulité. Par conséquent,  
3           l'objectif visé par ce tarif n'était pas celui du Programme et toute analogie  
4           entre les deux est à éviter.

5           Le Distributeur rappelle que les inconvénients et difficultés de traiter le  
6           Programme en tarif sont nombreux et les avantages, inexistantes. À cet effet,  
7           voir le tableau 2 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0010). Parmi les difficultés,  
8           il y a le statut de ceux qui participent au Programme par l'entremise d'un  
9           agrégateur en regard de la définition de « client » que l'on retrouve aux Tarifs.  
10          En effet, le Distributeur rappelle que les Tarifs s'inscrivent dans le cadre de la  
11          relation réglementée entre le Distributeur et son client, soit le titulaire d'un  
12          abonnement tel que défini aux Tarifs et aux Conditions de service.

13          Cela étant dit, un libellé devrait s'inspirer largement des modalités du Guide  
14          du participant, tout en s'assurant de la cohérence de la présentation et de la  
15          formulation avec le reste des Tarifs, notamment avec les modalités des  
16          options de crédit en pointe critique proposées dans le dossier R-4057-2018. Il  
17          s'agit d'un exercice qui ne peut être réalisé dans les délais impartis.