

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DOSSIER R-4041-2018**

**Demande du Distributeur relative au Programme GDP Affaires**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1 DE L'ACEF DE QUÉBEC**

**À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

**15 juillet 2018**

## NIVEAUX D'APPUI FINANCIER

### Question no 1

#### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0004, page 5, ligne 6.

#### Préambule :

- (i) « Ce projet pilote a permis de valider les modalités de l'offre commerciale et de les ajuster afin de répondre aux besoins, à la fois des clients et du Distributeur. »

#### Demande(s) :

1.1 Veuillez indiquer si, dans le cadre du projet pilote mentionné à la référence (i), le Distributeur a testé différents niveaux d'appui financier aux participants. Dans l'affirmative, veuillez en préciser les résultats.

### Question no 2

#### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0004, page 8, ligne 3 ;
- (ii) Pièce B-0004, page 11, ligne 25.

#### Préambule :

- (i) « À ce sujet, lequel sera plus amplement développé dans la section 3, le Distributeur tient à réitérer que le montant de l'appui financier a été déterminé en fonction du prix minimum que les clients étaient généralement prêts à accepter pour participer au Programme. » (nos soulignés)
- (ii) « Le montant de 70 \$/kW a été fixé afin de susciter un intérêt chez un nombre suffisant de clients, dans une perspective de long terme. Le Distributeur a établi un niveau adéquat d'appui financier en prenant en considération l'ensemble des contraintes et inconvénients auxquels doivent faire face les clients participants, invoqués à la section 3.1. » (nos soulignés)

#### Demande(s) :

2.1 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer que l'appui financier de 70 \$ le kilowatt représente le « *prix minimum que les clients étaient généralement prêts à accepter pour participer au Programme.* ».

2.2 Veuillez déposer les documents, études, rapports et preuves pertinents.

## MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMUM

### Question no 3

#### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0004, page 16, ligne 1;
- (ii) Pièce B-0007, page 30.

**Préambule :**

- (i) « Par ailleurs, pour adhérer au Programme, les clients doivent mettre en place des moyens opérationnels (voir la section 3.1), lesquels pourraient engendrer des dépenses. Ces dernières ne sont pas toujours récurrentes et peuvent varier d'un client à l'autre, ce qui les rend difficilement quantifiables. Conséquemment, pour les fins de l'analyse économique, le Distributeur utilise le montant d'appui financier minimal (MAFM) comme une approximation du coût supporté par le client participant. Ainsi, sur une base unitaire, ce montant serait de 10,50 \$, soit 15 % de l'appui financier versé au client pour un 1 kW. »
- (ii) « **2.1.1 Période d'hiver sans Événement de GDP**  
Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :  
MAFM = 15 % x puissance maximale enregistrée\* x 70 \$  
ou  
MAFM = 20 000 \$  
\*Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2017-2018.  
(nos soulignés)

**Demande(s) :**

- 3.1 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer le montant d'appui financier minimal mentionné dans le *Guide au Participant* [référence (ii)] et préciser ses critères et paramètres.
- 3.2 Veuillez justifier le choix de la valeur de 15% du montant d'appui.
- 3.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur a fixé la valeur de 20 000 \$ indiquée à la référence (ii).
- 3.4 Veuillez indiquer les liens entre les coûts supportés par les participants au Programme GDP et le montant d'appui financier minimal.

**INVESTISSEMENT REQUIS POUR PARTICIPER AU PROGRAMME GDP****Question no 4****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0007, page 48.

**Préambule :**

- (i) :  
« **Rentabilité**

- Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP. » (nos soulignés)

**Demande(s) :**

4.1 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer que pour 80 % des projets l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP.

4.2 Veuillez indiquer si le Distributeur connaît un ordre de grandeur de l'investissement moyen mentionné à la référence (i). Si oui, veuillez le présenter.

4.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les clients qui récupèrent leurs investissements dès le premier hiver de participation au Programme GDP peuvent recevoir l'appui financier d'Hydro-Québec pour les années suivantes sans aucun autre investissement supplémentaire.

**SERVICE ÉQUIVALENT À UN APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME****Question no 5****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0004, page 5, ligne 12 ;
- (ii) Pièce B-0007, page 28 ;
- (iii) Pièce B-0007, pages 13 à 14.

**Préambule :**

- (i) « Depuis son lancement, ce programme commercial s'est avéré être un franc succès, constituant ainsi pour le Distributeur un moyen supplémentaire de gestion en puissance lui permettant d'obtenir un service équivalent à un approvisionnement de long terme, tout en lui offrant davantage de flexibilité à un coût inférieur. » (nos soulignés)
- (ii) « Un Événement de GDP peut survenir pendant l'une ou l'autre des Périodes de pointe d'hiver d'Hydro-Québec, qui sont de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, ou durant ces deux périodes, sauf les fins de semaine et les jours fériés.  
Le nombre maximal d'heures par Période d'hiver visé par les Événements de GDP est de 100 heures. » (nos soulignés)
- (iii) « Pour les achats de long terme, les prix considérés sont basés sur l'appel d'offres A/O 2015-01. Ce moyen en puissance est comparable au Programme puisqu'il permet de satisfaire les critères de fiabilité et d'obtenir une contribution en énergie à la pointe. Son coût se décompose comme suit :
  - une prime fixe de 110,28 \$/kW-an (\$2017) ;
  - une prime variable de 59 \$/MWh (\$2018) pour un maximum de 351 heures » d'utilisation. (nos soulignés)

**Demande(s) :**

5.1 Veuillez préciser les caractéristiques de l'approvisionnement de long terme auquel le Distributeur fait allusion à la référence (i).

5.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'en terme du nombre d'heures de fourniture de la puissance par année, le programme GDP Affaires n'offre pas de service équivalent à celui du contrat d'approvisionnement avec le Producteur découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 [voir les références (ii) et (iii)]. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

5.3 Selon notre compréhension du *Guide du Participant* (pièce B-0007, page 5), un participant au Programme GDP n'a pas d'obligation contractuelle pour réduire sa consommation aux heures de pointe du réseau, alors que le Producteur doit absolument fournir du service sur demande du Distributeur conformément aux conditions des contrats d'approvisionnement découlant des appels d'offres A/O 2015-01. Veuillez élaborer l'équivalence ou la différence entre ces deux services.

**CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE****Question no 6****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0004, page 6, ligne 7.

**Préambule :**

- (i) « De plus, le Distributeur a la responsabilité de sécuriser à l'avance ses approvisionnements afin d'assurer l'équilibre offre-demande en pointe et de respecter le critère de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et celui de la Régie. »

**Demande(s) :**

6.1 Veuillez confirmer que le critère de fiabilité en puissance du NPCC est identique à celui de la Régie.

6.2 Veuillez indiquer l'horizon des démonstrations du respect du critère de fiabilité en puissance exigée par le NPCC.

6.3 Le plus récent bilan en puissance du Distributeur - présenté au tableau 1, page 6 de son complément de preuve additionnel (pièce B-0010) - indique que la puissance additionnelle requise serait de 1 350 MW en 2023-2024. Veuillez indiquer quand le Distributeur serait obligé de présenter au NPCC son respect du critère de fiabilité en puissance pour l'hiver 2023-2024.

6.4 Veuillez indiquer les moyens envisageables ou envisagés par le Distributeur pour respecter le critère de fiabilité en puissance pour les années 2023-2024 et les suivantes, outre les approvisionnements et les moyens de gestion de la demande en puissance indiqués au tableau 1.

6.5 Veuillez déposer le rapport le plus récent soumis par le Distributeur au NPCC concernant le respect de son critère de fiabilité en puissance.

6.6 Veuillez décrire en détail le traitement effectué par le Distributeur de la fiabilité du Programme GDP Affaires et d'autres mesures de gestion de la demande en puissance.

### DÉMONSTRATIONS DE FIABILITÉ

#### Question no 7

##### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0007, page 14, lignes 9 à 18.

##### Préambule :

- (i) Si, les premiers hivers, les besoins pourraient effectivement être comblés par les marchés de court terme, il n'en demeure pas moins que la profondeur de ce marché serait insuffisante dès l'hiver 2021-2022 puisque la limite de 1 100 MW serait atteinte. De fait, les besoins devraient être comblés par un moyen de long terme, lequel se planifie plusieurs années à l'avance. Or, le temps disponible pour lancer un appel d'offres d'ici là est déjà insuffisant pour respecter les délais nécessaires à un tel exercice. Ceci implique que le critère de fiabilité en puissance du NPCC ne serait pas respecté et que le Distributeur serait susceptible de devoir déléster ses clients, en cas de besoin. Le non-respect de ce critère pourrait notamment entraîner des sanctions en plus de porter atteinte à la crédibilité d'Hydro-Québec vis-à-vis des réseaux voisins. (nos soulignés)

##### Demande(s) :

7.1 Veuillez préciser l'échéancier des démonstrations au NPCC du respect du critère de fiabilité pour les hivers 2021-2022 et 2022-2023 respectivement.

7.2 Veuillez indiquer l'horizon du prochain rapport du Distributeur à soumettre au NPCC en novembre 2018.

7.3 Veuillez indiquer les quantités annuelles (en MW) du programme GDP Affaires et des achats de court terme retenues par le Distributeur pour élaborer son prochain rapport au NPCC.

7.4 Veuillez décrire la nature des sanctions mentionnées à la référence (i).

### TAUX DE RÉSERVE POUR LE PROGRAMME GDP AFFAIRES

#### Question no 8

##### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0004, pages 17 à 18.

**Préambule :**

- (i) « Pour ce qui est de la réserve, le taux est de 15 % pour l'interruptible et 17 % pour le Programme. Ces taux sont calculés à partir de simulations, en fonction des modalités propres aux mesures. Le taux de réserve est légèrement plus élevé pour le Programme, puisque ce produit n'est pas disponible la fin de semaine et les jours fériés. » (nos soulignés)

**Demande(s) :**

8.1 Veuillez donner un aperçu de la qualité et de la précision de l'outil de simulation utilisé par le Distributeur pour déterminer le taux de réserve (taux d'indisponibilité) du Programme GDP Affaires.

8.2 Veuillez préciser si le Distributeur a tenu compte ou non dans sa détermination des taux de réserve le fait qu'il n'y a pas de pénalités pour les participants au programme GDP Affaires s'ils ne baissent pas leur consommation aux heures de pointe, alors que l'option d'Électricité interruptible impose aux participants des pénalités par unité de puissance réduite (voir pièce B-0007, page 17, tableau 13).

8.3 Veuillez expliquer l'impact des modalités mentionnées à la question précédente sur les taux de réserve présentés par le Distributeur à la référence (i).

8.4 Le Distributeur évalue à 17% le taux d'indisponibilité du Programme GDP Affaires [référence (i)]. Veuillez confirmer (ou infirmer) que tout manque de puissance dû au Programme GDP Affaires devrait être comblé par les achats de court terme ou par d'autres moyens d'approvisionnement pour respecter le critère de fiabilité du NPCC. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

8.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les analyses économiques du Distributeur, soit notamment les tableaux 6, 7, 8, 9, 10 et 11 de la pièce B-0007, ne tiennent pas compte du taux d'indisponibilité (17%) du Programme GDP Affaires. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

**PRISE EN COMPTE DES TAUX D'INDISPONIBILITÉ DANS LES COMPARAISONS ÉCONOMIQUES****Question no 9****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0007, page 13, tableau 10 ;  
(ii) Pièce B-0007, page 14, tableau 11 ;  
(iii) Pièce B-0004, page 14, lignes 4 à 8.

**Préambule :**

- (i) « Tableau 10 : TNT selon le bilan actuel et le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023 » ;  
(ii) « Tableau 11 : Coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP » ;  
(iii) « Cette analyse démontre que les coûts d'achats d'électricité dans une situation où le Distributeur ne peut compter sur le Programme sont de 285 M\$, comparativement aux coûts totaux du Programme de 241 M\$. Par conséquent, en plus de permettre au Distributeur de respecter le critère de fiabilité sur l'ensemble de la période, le Programme, avec les modalités actuelles, coûte moins cher à la clientèle québécoise. »

**Demande(s) :**

Le tableau suivant reproduit les résultats des évaluations du Distributeur pour les scénarios « GDP Affaires » et « Achats d'électricité Sans Programmes de GDP » [références (i) et (ii)]. On y voit que les quantités de MW-réduits du scénario « GDP Affaires » variant de 450 MW en 2021-2022 à 530 MW en 2025-2026 ont été remplacées par 500 MW d'appel d'offres de long terme dans le scénario « Achats d'électricité Sans Programmes de GDP ». Dans ce dernier scénario, la contribution des appels d'offres de long terme (500 MW) est supérieure à celles du Programme GDP Affaires pour les années 2021-2022, 2022-2023, et 2023-2024 même si le taux d'indisponibilité du Programme est relativement élevé (17% selon HQD, pièce B-0004, pages 17 à 18).

9.1 Veuillez confirmer que le Distributeur n'a pas pris en compte dans ses évaluations le taux d'indisponibilité de 17% du Programme GDP Affaires et celui des appels d'offres de long terme normalement beaucoup moins élevé. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

9.2 Dans le cas où le Distributeur n'a pas pris en compte les impacts des taux d'indisponibilité dans ses comparaisons économiques, veuillez produire une comparaison amendée et/ou nuancer, le cas échéant, votre affirmation à l'effet que le coût de l'option d'achats d'électricité est supérieur à celui du Programme [référence (iii)].

9.3 Dans le cas contraire, veuillez expliquer en détail, chiffres à l'appui, comment les différents taux d'indisponibilité ont été pris en considération dans vos évaluations.

9.4 Veuillez expliquer pourquoi pour les années 2021-2022, 2022-2023 et 2023-2024 les contributions des appels d'offres de long terme (500 MW) sont supérieures à celles du Programme GDP Affaires [tableau 11, référence (ii)], même si le taux d'indisponibilité du Programme est plus élevé normalement que celui d'un approvisionnement de long terme.

Évaluations de HQD	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Scénario GDP Affaires (Réf. 1)</b>								
GDP Affaires (MW réduit)	350	410	430	450	470	490	510	530
<b>Scénario Achats Sans GDP (Réf. 2)</b>								
MW à acquérir pour équilibrer le bilan	350	410	430	450	470	490	510	530
Avec Achats Puissance Court Terme	350	410	430					
Avec Appel d'offre de long terme				500	500	500	500	500

Coûts totaux GDP Affaires  
- VAN (Réf. 1): 240,5 M\$

Coûts d'achat d'électricité  
(Réf. 2) - VAN : 284.5 M\$

Réf. 1 : HQD, Pièce B-0007, page 13, tableau 10.

Réf. 2 : HQD, Pièce B-0007, page 14, tableau 11.

### BESOIN DE PUISSANCE DE LONG TERME EN 2022-2023

#### Question no 10

##### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0004, page 6, ligne 9 ;
- (ii) Pièce B-0004, page 6, ligne 13 ;
- (iii) Pièce B-0004, page 7, tableau 1.

##### Préambule :

- (i) « Avant l'acquisition de nouveaux moyens de long terme, le Distributeur optimise ses moyens existants et s'appuie sur la contribution des marchés de puissance de court terme jusqu'à un potentiel maximal de 1 100 MW ». (nos soulignés)
- (ii) « Dans l'état d'avancement 2017, le bilan en puissance montrait des besoins de puissance de long terme dès l'hiver 2022-2023. ». (nos soulignés)
- (iii) Tableau 1 - « Bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2017 »

##### Demande(s) :

10.1 Le Distributeur indique, au tableau 1, une puissance additionnelle requise de 1 100 MW en 2022-2023 qui, selon nos calculs montrés ci-dessous, pourrait être satisfaite entièrement par les marchés de court terme :

- Puissance additionnelle requise en 2022-2023 : 1 100 MW
- Moins Achats de court terme : 1 100 MW
- Besoin d'achat de long terme : 0 MW

Veillez expliquer votre affirmation présentée à la référence (ii).

### BILANS EN PUISSANCE

#### Question no 11

##### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0004, page 7, tableau 1 ;
- (ii) Pièce B-0010, page 6, tableau 1.

##### Préambule :

- (i) Bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2017 ;
- (ii) Bilan en puissance préliminaire du Distributeur – Mise à jour en date du 27 juin 2018.

##### Demande(s) :

11.1 Veuillez fournir séparément les besoins à la pointe et la réserve en puissance qui ont été regroupés sous la rubrique « *Besoins à la pointe – incluant la réserve* » dans le tableau 1 de la référence (i).

11.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la contribution de 80 MW du programme « GDP Résidentielle » indiquée au tableau 1 de la référence (i) ne se rapporte pas à celle de l'option de Tarification Dynamique recommandée par la Régie dans son Avis A-2017-01 (page 16). Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

11.3 Veuillez expliquer pourquoi la contribution du programme « GDP Résidentielle » est constante (80 MW) durant la période allant de 2018-2019 à 2025-2026, alors que celle du Programme « GDP Affaires » augmente au fil des ans [référence (i)].

11.4 Veuillez décrire votre méthode d'estimation des contributions annuelles du Programme GDP Affaires montrées aux références (i) et (ii) en précisant vos hypothèses notamment celles relatives à la croissance annuelle du nombre des participants dans les secteurs Résidentiel et Commercial.

11.5 Veuillez indiquer le degré de précision de votre méthode d'estimation des contributions annuelles du Programme GDP Affaires.

11.6 Veuillez fournir les taux de réserve utilisés par le Distributeur pour établir les bilans présentés aux références (i) et (ii) pour chacun des moyens d'approvisionnement suivants :

1. Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01) ;
2. Électricité interruptible ;
3. GDP Résidentielle ;
4. GDP Affaires ;
5. Interventions en gestion de la demande en puissance ;
6. Marchés de court terme ;
7. Approvisionnements de long terme autres que A/O 2015-01.

11.7 Veuillez fournir séparément les contributions (en MW) des programmes « GDP Résidentielle » et « GDP Affaires » retenues par le Distributeur pour établir son bilan en puissance présenté à la référence (ii).

#### **POSITIONNEMENT DU PROGRAMME GDP AFFAIRES ET DE L'OPTION DE TARIFICATION DYNAMIQUE**

##### **Question no 12**

##### **Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0010, page 6, tableau 1 ;
- (ii) Régie de l'énergie, Avis A-2017-01, page 16.

##### **Préambule :**

- (i) Bilan en puissance préliminaire du Distributeur – Mise à jour en date du 27 juin 2018 ;

##### **(ii) « ÉLECTRICITÉ**

###### *Tarifification dynamique*

L'introduction d'une option de « tarification dynamique – heures critiques » permettrait de mieux respecter un objectif prioritaire de toute structure tarifaire, soit l'allocation optimale des ressources, en transmettant aux consommateurs un signal de prix clair reflétant la vérité des coûts.

Une option de tarification dynamique – heures critiques aurait également pour effet de stimuler au Québec l'innovation technologique ainsi que le développement de solutions et d'entreprises offrant des services ou des produits permettant une gestion dynamique et optimale de la consommation d'électricité. Elle pourrait aussi permettre aux consommateurs résidentiels et aux entreprises, ayant la capacité de déplacer une partie de leur consommation en dehors des heures critiques pour la gestion du réseau, de réduire leur facture énergétique et ainsi, dans le cas des entreprises, d'améliorer leur compétitivité.

**Piste de solution 1. Demander à Hydro-Québec de présenter des propositions d'options volontaires de tarification dynamique – heures critiques accessibles à toutes les catégories de consommateurs en vue d'une mise en application débutant à l'hiver 2018-2019. »**

##### **Demande(s) :**

12.1 Veuillez indiquer les contributions potentielles (en MW) de l'option de Tarification Dynamique recommandée par la Régie dans son Avis 2017-01 pour chacune des années de la période 2018-2019 à 2025-2026. Veuillez noter que l'Avis de la Régie indique une mise en application de l'Option débutant à l'hiver 2018-2019.

12.2 Veuillez expliquer comment la mise en application de l'option de Tarification Dynamique influencerait les contributions envisagées par le Distributeur pour le Programme GDP Affaires et pour les approvisionnements de long terme dans son bilan de puissance de la période 2018-2019 à 2025-2026 [référence (i)].

12.3 Veuillez indiquer l'appui financier envisagé par le Distributeur pour les participants à l'Option de Tarification Dynamique, ainsi que votre prévision du nombre d'heures par année de baisse de la demande en puissance de pointe.

12.4 Veuillez préciser si le Distributeur envisage ou non de donner le même niveau d'appui financier (70 \$/kW-réduit par année) aux clients participant à l'option de Tarification Dynamique que celui accordé aux participants au Programme GDP Affaires.

## RENTABILITÉ DU PROGRAMME GDP AFFAIRES

### Question no 13

#### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0004, page 14.

#### Préambule :

##### (i) « 4. ANALYSES ÉCONOMIQUES

Le Programme vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernale du Distributeur. En contrepartie, le Distributeur verse à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance effectuée pendant ces périodes. Depuis le lancement du Programme, le Distributeur a réalisé chaque année des analyses économiques justifiant sa rentabilité. Pour ce faire, le Distributeur a eu recours aux tests reconnus depuis une quinzaine d'années par la Régie, soit le test du coût total en ressources (TCTR), le test du client participant (TP) et le test de neutralité tarifaire (TNT).

Le Distributeur rappelle que le TCTR s'assure que les coûts évités (fourniture, transport et distribution) par le Programme compensent les coûts nécessaires à sa réalisation, indépendamment de qui fait la dépense (point de vue de la société). Le TP s'assure que le client soit incité financièrement à participer au Programme (point de vue du client). Le TNT permet d'estimer, d'une part, la marge de manœuvre économique du Distributeur et, d'autre part, la pression que pourrait exercer le programme sur les tarifs pour l'ensemble des clients du Distributeur (point de vue du Distributeur).

Ces trois tests économiques reposent sur les calculs de la VAN des différents flux monétaires pour l'horizon de temps étudié.

**Illustration de la rentabilité du programme**

Le tableau 4 présente les principaux paramètres de l'analyse économique et le tableau 5, la rentabilité du Programme exprimée sur une base unitaire.

**TABLEAU 4 :  
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

Ajout de puissance en 2018	1 kW
Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution (1)	Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017)
Appui financier par kW réduit (2)	70,00 \$
Coût pour le client par kW réduit (3)	10,50 \$

**TABLEAU 5 :  
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

TCTR [(1)-(2)+(2)-(3)]	166,64 \$
TP [(2)-(3)]	59,50 \$
TNT [(1)-(2)]	107,14 \$

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. » (nos soulignés).

**Demande(s) :**

13.1 Veuillez confirmer que l'analyse économique montrée au tableau 5 de la référence (i) suppose que le Distributeur éviterait un coût de transport de 49,09 \$/kW-an (\$ 2017) pour chaque kilowatt de réduction de la demande en puissance pendant la période de pointe réalisée grâce au Programme GDP Affaires. Dans la négative, veuillez expliquer.

13.2 Veuillez indiquer le type d'équipements de transport dont le coût peut baisser de 49,09 \$ par kilowatt-réduit pendant la période de pointe.

13.3 Veuillez indiquer l'ordre de grandeur de la précision de la valeur de 49,09 \$/kW-an.

13.4 Veuillez expliquer la différence entre le coût évité de 49,09 \$/kW-an et celui de 78,55 \$/kW en 2018 utilisé par le Transporteur pour calculer la facture de transport du Distributeur (HQT, dossier R-4012-2017, pièce B-0037, page 7, tableau 3).

13.5 Veuillez indiquer les modifications requises aux modalités du Programme GDP Affaires afin que le Distributeur puisse éviter de payer au Transporteur 78,55 \$ par kilowatt-réduit.

13.6 Veuillez confirmer que l'analyse économique montrée au tableau 5 de la référence (i) suppose que le Distributeur éviterait un coût de distribution de 17,77 \$/kW-an (\$ 2017) pour chaque kilowatt de réduction de la demande en puissance réalisée grâce au Programme GDP Affaires. Dans la négative, veuillez expliquer.

13.7 Veuillez indiquer le type d'équipements de distribution dont le coût peut baisser de 17,77 \$ par kilowatt-réduit pendant la période de pointe.

13.8 Advenant l'approbation de la Régie du Programme GDP Affaires, veuillez préciser les actions qui seraient prises par le Distributeur dans les activités suivantes pour assurer qu'effectivement il y aurait des réductions de coûts de transport et distribution d'électricité :

1. Préviation de la demande ;
2. Définition des besoins en puissance du Distributeur pour établir la facture de transport du Distributeur (besoin avant ou après l'application des moyens de gestion de la pointe) ;
3. Conception et Planification du réseau de transport d'Hydro-Québec suite à une baisse anticipée de la demande de pointe du Distributeur ;
4. Conception et Planification des équipements de distribution suite à l'implantation du Projet GDP Affaires.

#### **BASE DE CALCULS PROPOSÉE PAR LE DISTRIBUTEUR**

##### **Question no 14**

##### **Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0004, page 15, lignes 10 à 11 ;
- (ii) Pièce B-0007, page 9, ligne 9 ;
- (iii) Pièce B-0007, page 11, lignes 5 à 10.

##### **Préambule :**

Préambule (i) :

« Ces trois tests économiques reposent sur les calculs de la VAN des différents flux monétaires pour l'horizon de temps étudié. » (nos soulignés)

Préambule (ii) :

**« 6. Analyse économique**

**a. Préciser et justifier l'horizon de temps étudié**

Les résultats des tests présentés au tableau 5 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004) sont exprimés sur une base unitaire, c'est-à-dire pour 1 kW et une année de participation au Programme, soit la période d'engagement associée à l'appui financier versé. » (nos soulignés)

Préambule (iii) :

« Ces illustrations montrent que, peu importe l'horizon ou les quantités, les conclusions sont identiques à celles présentées à la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), à savoir que le Programme est rentable, tant pour la société (TCTR) et les participants (TP) que pour le Distributeur (TNT). C'est dans cette optique que le Distributeur a considéré qu'une démonstration sur une base unitaire était suffisante pour permettre à la Régie de juger de la rentabilité du Programme. » (nos soulignés)

**Demandes :**

14.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'en effectuant les calculs sur une base unitaire (\$/kW) pour une année de participation donnée, le Distributeur ne tient pas compte des différents flux monétaires pour l'horizon de temps étudié, selon qu'on fait appel aux achats de court terme ou de long terme. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

14.2 Veuillez expliquer comment les tests de rentabilité calculés sur une base unitaire (\$/kW) peuvent refléter les flux monétaires liés aux achats de court terme et de long terme qui évoluent différemment.

14.3 Veuillez concilier vos réponses aux questions précédentes avec votre affirmation à la référence (iii) qui précise que « *le Distributeur a considéré qu'une démonstration sur une base unitaire était suffisante pour permettre à la Régie de juger de la rentabilité du Programme.* ».

**RÉDUCTION DES COÛTS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION  
RÉALISÉE GRACE AU PROGRAMME GDP AFFAIRES – PÉRIODE 2015-2018**

**Question no 15**

**Référence(s) :**

- (i) HQD, Dossier R-4011-2017, pièce B-0024, HQD-7, document 1, page 3 ;
- (ii) HQT, dossier R-4012-2017, pièce B-0034, HQT-10, document 2, page 6 ;
- (iii) HQD, R-4011-2017, B-0022, HQD-6, doc. 1, p. 9, tableau 5 ;
- (iv) HQD, R-4041-2018, pièce B-0004, HQD-1, doc. 1, p. 13, tableau 3 ;
- (v) HQD, R-4011-2017, B-0015, page 15, lignes 13 et ss.

**Préambule :**

Préambule (i) :

**1. COÛT DU SERVICE DE TRANSPORT 2018**

- 1 Le coût du service de transport pour l'année 2018, détaillé au tableau 1, s'élève à
- 2 2 965,3 M\$.

**TABLEAU 1 :**  
**COMPOSANTES DU COÛT DU SERVICE DE TRANSPORT 2018 (M\$)**

Tarif de transport 2018 estimé à l'égard de la charge locale	2 967,5
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	(4,2)
Compte d'écarts 2017 (Charge locale et revenus de point à point)	2,0
<b>Coût du service de transport 2018</b>	<b>2 965,3</b>

Préambule (ii) :

**1.1 « Besoins de la charge locale**

La charge locale est constituée de l'ensemble des besoins de transport des clients du Distributeur, à l'exclusion des clients des réseaux autonomes. La prévision des besoins de transport pour la charge locale est de 37 778 MW pour l'année 2018. »

Préambule (iii) :

**TABLEAU 5 :  
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE**

<b>En MW</b>	<b>Hiver 2017- 2018</b> Année témoin
<b>LONG TERME</b>	<b>2 427</b>
TCE	-
HQP	600
<i>Base</i>	350
dont puissance garantie des rappels	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	185
Éolien <sup>(1)</sup>	1 467
Petite hydraulique	103
<b>COURT TERME</b>	<b>1 750</b>
Interventions en GDP	1 250
<i>Option d'électricité interruptible</i>	1 000
<i>Nouvelles interventions en GDP</i>	250
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	250
<i>A/O 2014-01</i>	50
<i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i>	200
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 177</b>

(1) Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de 40 % de la puissance contractuelle en hiver.

Préambule (iv) :

**TABLEAU 3 :  
RÉSULTATS DU PROGRAMME GDP AFFAIRES (MW)**

2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
25	183	287	-

**Préambule (v) :**

« La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018 atteindront 37 853 MW, soit une hausse de 84 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2016-2017. » (nos soulignés)

**Demande(s) :**

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.

15.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a accepté que le Transporteur calcule la facture de transport de la charge locale pour 2018 sur la base d'une demande à la pointe de 37 778 MW [référence (ii)], alors que la pointe prévue est de 37 853 MW [référence (v)] et qu'il estimait que le Programme GDP Affaires lui permettrait de réduire sa pointe de 250 MW [référence (iii)]. Veuillez élaborer votre réponse.

15.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les diminutions de besoins de pointe de 2015-2016 à 2017-2018 montrées à la référence (iv) n'ont conduit à aucune réduction des coûts de distribution. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

15.4 Veuillez indiquer les coûts économisés par le Distributeur grâce à la diminution réelle des besoins à la pointe de 287 MW [référence (iv)] pour 2017-2018. Veuillez ventiler les coûts économisés par leurs natures, soit les coûts de fourniture, coûts de transport et coûts de distribution.

**RÉDUCTION POTENTIELLE DES COÛTS DE TRANSPORT EN 2019****Question no 16****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0002, page 3 ;
- (ii) Pièce B-0010, page 6, tableau 1 (Bilan de puissance préliminaire du Distributeur – Mise à jour en date du 27 juin 2018);
- (iii) Pièce B-0007, page 13, tableau 10.

**Préambule :**

- (i) « Compte tenu de la nécessité pour le Distributeur de sécuriser son bilan en puissance pour l'hiver 2018-2019 et de maintenir les adhésions au Programme, le Distributeur souhaite que la décision de la Régie à l'égard de la présente demande soit rendue au plus tard au début du mois de septembre 2018. » (nos soulignés)
- (ii) La mise à jour en date du 27 juin 2018 du bilan en puissance du Distributeur [référence (ii)] indique des contributions de 320 MW pour 2018-2019 par les « Interventions en gestion de la demande en puissance ».

- (iii) « Tableau 10 : TNT selon le bilan actuel et le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023. »

**Demande(s) :**

16.1 Veuillez quantifier la réduction des coûts de transport pour 2019 qui serait réalisée grâce à la mise en application éventuelle du Programme GDP Affaires. Veuillez préciser vos hypothèses retenues relatives à la réduction des besoins en puissance de pointe et le prix unitaire (\$/kW) de transport.

16.2 Dans le cas où il n'y aura pas de réduction de coût de transport pour 2019 reliée au Programme GDP Affaires, veuillez en fournir les raisons.

16.3 Veuillez concilier vos réponses aux questions précédentes avec votre évaluation des « *coûts évités transport et distribution* » de 23,4 M\$ pour 2018-2019 montrés au tableau 10 de la référence (iii).

**RÉDUCTION DES COÛTS DE DISTRIBUTION GRACE AU PROGRAMME GDP AFFAIRES****Question no 17****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0007, page 12, tableau 9.

**Préambule :**

- (i) « Tableau 9 : TNT selon le bilan actuel et le scénario de référence ».

**Demande(s) :**

17.1 Le Distributeur indique à la référence (i) des réductions du besoin de puissance réalisée grâce au Programme GDP Affaires et des coûts évités de transport et de distribution pour chacune des années de la période 2018-2019 à 2025-2026.

Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur peut éviter certains coûts de distribution grâce à l'implantation du Programme GDP Affaires, même si les consommations des participants à ce programme pourraient atteindre leur maximum aux heures hors-pointe du réseau (puissance maximale non-coïncidente).

17.2 Veuillez concilier votre affirmation à l'effet que le Distributeur peut éviter certains coûts de distribution grâce au Programme GDP Affaires avec les principes retenus par la Régie pour répartir les coûts de distribution aux différentes catégories de consommateurs. Veuillez fournir les références pertinentes.

**PRIX COMBINÉ DES ACHATS DE COURT TERME****Question no 18****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0007, page 14, tableau 11.

**Préambule**

- (i) « Tableau 11 : Coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP ».

**Demande(s) :**

18.1 La référence (i) montre la prime fixe de puissance et la prime variable pour des achats de court terme pour l'année 2018-2019 comme suit :

- Prime fixe à 20 \$/kW : 6,3 M\$ pour 350 MW ;
- Prime variable à 18,01 cents/kWh : 6,3 M\$ pour 35 GWh (consommation pendant 100 heures).

Veillez confirmer (ou infirmer) que le prix combiné (fixe et variable) des achats de court terme est d'environ 40 \$/kW en 2018-2019.

18.2 Veillez confirmer (ou infirmer) que le coût combiné des achats de court terme est nettement inférieur à celui du Programme GDP Affaires même en considérant l'écart entre leurs taux d'indisponibilité.

**UTILISATION DES MARCHÉS DE COURT TERME ET DU PROGRAMME GDP AFFAIRES****Question no 19****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0007, page 25 (Guide du Participant) ;
- (ii) Pièce B-0004, page 10, ligne 2 ;
- (iii) Pièce B-0010, page 6, tableau 1.

**Préambule :**

Préambule (i) :

« Le Participant :

- a) s'engage à mettre en œuvre des mesures visant à réduire la demande de puissance, mais il n'est pas tenu d'atteindre une réduction de puissance précise lors d'un Événement de GDP ; » (nos soulignés)

Préambule (ii) :

« Au besoin, des approvisionnements en puissance de court terme de type UCAP sont acquis par le biais d'appels d'offres. Les participants aux appels d'offres de puissance de court terme s'engagent à dédier des équipements pour couvrir les besoins à la pointe du Distributeur. » (nos soulignés)

Préambule (iii) :

« Tableau 1 : Bilan de puissance préliminaire du Distributeur ».

**Demande(s) :**

19.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur accepte que les participants au Programme GDP n'ont aucune obligation pour atteindre une réduction de puissance précise [référence (i)], alors que les participants aux appels d'offres de puissance de court terme doivent s'engager à dédier des équipements pour couvrir les besoins à la pointe du Distributeur [référence (ii)].

19.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les achats de puissance de court terme sont plus fiables que le Programme GDP Affaires.

19.3 Veuillez élaborer votre stratégie d'utilisation du Programme GDP Affaires par rapport aux achats de court terme considérant que le coût de puissance des achats de court terme d'environ 20 \$ le kilowatt (pièce B-0007, page 14, tableau 11) est nettement inférieur à celui du Programme GDP Affaires [70 \$ le kilowatt, pièce B-0004, page 10, ligne 30].

19.4 Veuillez expliquer pourquoi, dans son bilan de puissance présenté à la référence (iii), le Distributeur préfère recourir au Programme GDP Affaires pour des quantités plus élevées (320 MW) que les achats de puissance de court terme (150 MW) pour l'hiver 2018-2019.

#### **NOMBRE MAXIMAL D'HEURES PAR PÉRIODE D'HIVER**

##### **Question no 20**

##### **Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0007, Page 28 (Guide du Participant, page 8) ;
- (ii) Pièce B-0007, page 9, tableau 4.

##### **Préambule :**

Préambule (i) :

##### **« 1.2.1 Événement de GDP**

Un Événement de GDP peut survenir pendant l'une ou l'autre des Périodes de pointe d'hiver d'Hydro-Québec, qui sont de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, ou durant ces deux périodes, sauf les fins de semaine et les jours fériés.

Le nombre maximal d'heures par Période d'hiver visé par les Événements de GDP est de 100 heures.»

Préambule (ii) :

### 5. Nombre d'appels et d'heures d'appel

- 1 Le tableau 4 présente l'information demandée. Compte tenu de la grande sensibilité du
- 2 nombre d'heures d'interruption aux conditions climatiques, et à des fins illustratives, le
- 3 tableau présente également un historique des interruptions de l'option d'électricité
- 4 interruptible avant l'introduction du programme GDP Affaires.

**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.

- 5 Le Distributeur souligne que, quel que soit le nombre d'heures réellement appelées, les
- 6 clients doivent être en mesure de respecter les conditions de participation au Programme,
- 7 lesquelles prévoient un maximum de 100 heures d'interruption par hiver, sans limite de
- 8 nombre d'événements de GDP.

### Demande(s) :

20.1 Veuillez expliquer pourquoi les nombres d'heures d'appel réels pour les hivers 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018 sont tous inférieurs au nombre d'heures maximal de 100 heures (tableau 4).

20.2 Veuillez démontrer que le nombre maximal d'heures par Période d'hiver visé par les Événements de GDP de 100 heures [référence (i)] est approprié pour le cas du Distributeur du point de vue économique. Veuillez déposer les documents et références pertinents appuyant votre démonstration.

20.3 Veuillez indiquer s'il serait possible de réduire le montant d'appui financier aux participants au Programme GDP Affaires en fixant un nombre maximal d'heures visé par les Événements de GDP moins élevé.

## COMPENSATION DE L'ABSENCE DE CONTRIBUTION DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

### Question no 21

#### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0004, page 17, ligne 13.

#### Préambule :

- (i) « En effet, la contribution des programmes de GDP est considérée dans une perspective globale, sans distinguer s'il s'agit d'un programme visant la clientèle résidentielle ou commerciale. Ainsi, si certains programmes et notamment au secteur résidentiel n'obtiennent pas pour l'instant les résultats escomptés, le programme GDP Affaires a permis au Distributeur d'atteindre et dépasser ses objectifs en MW en compensant l'absence de contribution du marché résidentiel. Par conséquent, le Distributeur réitère la nécessité d'acquérir toutes les quantités qu'un programme de GDP pourra lui fournir. »

#### Demande(s) :

21.1 Veuillez indiquer si la stratégie proposée par le Distributeur à la référence (i) peut assurer la minimisation des coûts d'approvisionnement compte tenu que les achats de court terme coûtent moins chers que le Programme GDP Affaires.

21.2 Veuillez indiquer les actions qu'entreprendra le Distributeur si ses besoins en puissance sont moins élevés que prévus ou encore si le Programme GDP Résidentiel fournit des résultats escomptés.

## SCÉNARIO D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS LES PROGRAMMES DE GDP AFFAIRES

### Question no 22

#### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0007, page 14, tableau 11 ;
- (ii) Pièce B-0004, page 6, ligne 9.

#### Préambule :

(i)

**TABLEAU 11 :  
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS PROGRAMMES DE GDP**

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Puissance additionnelle requise (MW)		200	700	1 000	1 400	1 650	1 850	2 200	2 500
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		350	410	430	450	470	490	510	530
(1) Avec achats puissance court terme		350	410	430	-	-	-	10	30
(2) Avec appel d'offres de long terme					500	500	500	500	500
<b>Achats court terme prime fixe</b>									
(3) Coût unitaire \$/kW		20	20	21	21	22	22	23	23
(4) = (3) * (1) Total (M\$)	22,9	6,3	8,4	8,9	-	-	-	0,2	0,7
<b>Achats court terme prime variable</b>									
(5) Coût unitaire (¢/kWh)		18,01	18,37	18,74	-	-	-	-	-
(6) GWh pour 100 heures		35	41	43	-	-	-	-	-
(7) = (6) * (5) Total (M\$)	20,7	6,3	7,5	8,1	-	-	-	-	-
<b>Achat A/O prime fixe</b>									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) * (2) Total (M\$)	228,5	-	-	-	52,7	56,1	59,7	63,3	67,1
<b>Achat A/O prime variable</b>									
(10) Coût unitaire (¢/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
(11) GWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50
(12) = (11) * (10) Total (M\$)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
(13) = (4)+(7)+(9)+(12) Coûts d'achats d'électricité	284,5	12,6	15,9	17,0	55,8	59,3	62,9	66,9	71,2
<b>Comparaison avec les coûts totaux GDP Affaires (M\$)</b>									
(14) Coûts totaux GDP Affaires	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
(15) = (14) - (13) Écart	(44,0)	15,3	16,8	17,3	(19,8)	(21,6)	(23,5)	(25,8)	(28,5)

(ii) « Avant l'acquisition de nouveaux moyens de long terme, le Distributeur optimise ses moyens existants et s'appuie sur la contribution des marchés de puissance de court terme jusqu'à un potentiel maximal de 1 100 MW ».

### Demande(s) :

22.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'évaluation présentée au tableau 11 suppose que le coût des approvisionnements de puissance de long terme (500 MW à partir de 2021-2022) soit identique à celui des contrats signés avec le Producteur découlant des appels d'offres A/O 2015-01.

22.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'évaluation présentée au tableau 11 compare le coût de puissance d'un approvisionnement de long terme pour une disponibilité contractuelle (ferme) d'environ 350 heures par année (appels d'offres A/O 2015-01) à celui du Programme GDP Affaires pour une disponibilité non-ferme de 100 heures par an. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

22.3 Veuillez comparer la fiabilité des achats de court terme et celles des programmes GDP Résidentielle et Affaires.

22.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que pour les années 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021 le Distributeur peut satisfaire le critère de fiabilité du NPCC par des achats de court terme sans le programme de GDP. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

22.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le scénario d'approvisionnement sans programme de GDP Affaires présenté par le Distributeur au tableau 11 lui permettrait de respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC sur toute la période 2018-2026. Dans la négative, veuillez expliquer.

### **ANALYSE DE SENSIBILITÉ SUR LES COÛTS ÉVITÉS ET SUR LA RENTABILITÉ DU PROGRAMME GDP AFFAIRES**

#### **Question no 23**

##### **Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0007, page 16, ligne 12 ;
- (ii) HQD, Dossier R-3986-2016, pièce B-0006, page 13, lignes 6 à 18 (Plan d'approvisionnement 2017-2026 – Réseau intégré).

##### **Préambule :**

- (i) « ***Sensibilité sur le coût évité***

Le seul coût pertinent à considérer est de 110 \$/kW-hiver. Toutefois, le tableau 10 présente une analyse utilisant le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023, en réponse à la demande de la Régie. » (nos soulignés)

- (ii) « L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales. Pour l'année 2021, l'aléa climatique en énergie comporte un écart type de 2,5 TWh. En puissance, l'écart type de l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver 2019-2020 atteint 1 570 MW. Les résultats sont sensiblement les mêmes pour chacune des années du Plan.

L'aléa sur la demande prévue découle quant à lui de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques et énergétiques, ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité. Pour l'année 2021, l'aléa de la demande prévue en énergie comporte un écart type de 5,4 TWh. En puissance, l'écart type sur les besoins à la pointe de l'hiver 2019-2020 est de 1 070 MW.

L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de celui sur la demande prévue. » (nos soulignés).

##### **Demande(s) :**

23.1 En ce qui concerne la sensibilité sur les coûts évités, le Distributeur affirme à la référence (i) que le seul coût pertinent à considérer dans les études de sensibilité est le coût de fourniture de puissance de long terme de 110 \$/kW-hiver [référence (i)].

Veillez produire une évaluation quantitative de la sensibilité du coût évité de fourniture de puissance de long terme de 110 \$/kW-hiver.

23.2 Veuillez indiquer la baisse requise du coût évité de fourniture de puissance de long terme pour annuler l'écart de 44 M\$ entre les options « GDP Affaires » et « Achats Sans Programmes GDP » montré au tableau 11, pièce B-0007, page 14.

23.3 Veuillez expliquer pourquoi, selon le Distributeur, on ne doit pas étudier la sensibilité des coûts évités de transport et de distribution sur la rentabilité du Programme GDP Affaires.

23.4 Veuillez produire une évaluation de la sensibilité de votre prévision de la demande en puissance sur la rentabilité du Programme GDP Affaires considérant qu'il est impossible pour le Distributeur de prévoir avec exactitude l'évolution de sa demande en puissance à l'horizon de 2025-2026 [voir référence (ii)] et que le Distributeur affirme à la même référence que « *En puissance, l'écart type sur les besoins à la pointe de l'hiver 2019-2020 est de 1 070 MW* », soit une quantité environ deux fois plus importante que la capacité de 530 MW du Programme GDP Affaires à l'horizon de 2025-2026 [pièce B-0004, page 7, tableau 1].

## NIVEAU DE SATISFACTION DES PARTICIPANTS AU PROJET-PILOTE GDP 2015-2016

### Question no 24

#### Référence(s) :

- (i) Pièce B-0007, page 48 ;
- (ii) Pièce B-0007, page 26 .

#### Préambule :

- (i) « **Niveau de satisfaction**
  - Tous les clients ont été très satisfaits du projet pilote sauf un seul, pour qui la réduction de puissance a été marginale par rapport à ses attentes.
  - Le taux de satisfaction moyen des clients s'élevait à 4,9 sur une échelle de 5. »
  
- (ii) « **Droits d'Hydro-Québec**  
Hydro-Québec se réserve les droits suivants :
  - a) modifier le programme GDP sans préavis ;
  - b) mettre fin au programme GDP à tout moment ;
  - c) restreindre le nombre de projets acceptés et vérifier l'admissibilité d'un projet ;
  - d) demander que des modifications soient apportées à un Projet ;
  - e) exiger du Participant des renseignements supplémentaires ou des pièces justificatives pour le traitement du Projet ;
  - f) déduire de tout versement d'appui financier consenti au Participant toute somme qui est due à Hydro-Québec par le Participant et ses partenaires, associés, actionnaires ou filiales. »

**Demande(s) :**

24.1 Veuillez indiquer si lors du projet-pilote GDP 2015-2016 le Distributeur a informé ou non les participants de ses droits identifiés à la référence (ii), notamment le droit d'Hydro-Québec de modifier le programme GDP sans préavis et de mettre fin au programme GDP à tout moment.

24.2 Si oui, veuillez préciser leur réaction.

**IMPACT DU PROGRAMME SANS UTILISATION D'ÉNERGIE FOSSILE****Question no 25****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0010, page 6, ligne 6 ;
- (ii) Pièce B-0007, page 47 (Projet-Pilote GDP 2015-2016).

**Préambule :****(i) « 2. Impact du Programme sans utilisation d'énergie fossile**

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre de façon précise à cette question. En effet, de nombreux clients peuvent avoir recours à la fois à une énergie de substitution et à d'autres moyens de réduction de leur demande. Il est donc difficile pour le Distributeur de connaître la contribution de chacun de ces moyens pour chaque client. Le Distributeur rappelle que l'appui financier est basé sur la réduction de puissance, soit l'écart entre la puissance de référence et la puissance réelle, laquelle est obtenue par une lecture du compteur du client. Ce dernier est libre d'utiliser les moyens qu'il juge nécessaires pour fournir cette réduction de puissance. Toutefois, le Distributeur estime que la part de la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de 50 %. » (nos soulignés)

**(ii) « Mesures mises en œuvre**

Pourcentage des projets comportant les mesures suivantes :

- Réduction ou arrêt d'équipements électriques : 60%
- Séquence de contrôle des équipements CVCA : 40 %
- Utilisation de chaudières à combustible : 50 %
- Utilisation de groupes électrogènes : 20 %
- Autres mesures marginales :
  - Utilisation d'accumulateur thermique
  - Abaissement de point de consigne du contrôleur de charge
  - Arrêt de production (secteur industriel)

**Demande(s) :**

25.1 À la référence (i), le Distributeur présente, sans explication, une estimation de l'impact du Programme sans utilisation d'énergie fossile. Selon cette estimation, l'impact du Programme sans utilisation d'énergie fossile serait de l'ordre de 50%.

Les résultats du Projet-Pilote 2015-2016 indiquent que 50% des projets utilisent de chaudière à combustible et 20% de groupes électrogènes [référence (ii)].

Veillez décrire votre méthode d'estimation et indiquer les hypothèses utilisées pour affirmer à la référence (i) que la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de 50 %.

25.2 Veuillez indiquer le degré de précision de votre estimation.

**LIENS ENTRE LE PROGRAMME GDP AFFAIRES ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE****Question no 26****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0007, page 6, lignes 16 à 21;
- (ii) Pièce B-0007, page 47 (Projet-Pilote GDP 2015-2016);
- (iii) Pièce B-0007, page 12, lignes 5 à 8.

**Préambule :**

- (i) « À la section 5 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), le Distributeur précise que le Programme doit être considéré au même titre que les autres interventions en efficacité énergétique. La Régie a déjà déterminé, dans sa décision D-2003-110 (dossier R-3473-2001) que les interventions en efficacité énergétique sont traitées suivant l'article 49 de la *Loi sur la régie de l'énergie* (LRÉ). Le Distributeur confirme que le Programme a été conçu pour s'inscrire sous l'article 49 de la LRÉ. » (nos soulignés)

**(ii) « Mesures mises en œuvre**

- Pourcentage des projets comportant les mesures suivantes :
  - Réduction ou arrêt d'équipements électriques : 60%
  - Séquence de contrôle des équipements CVCA : 40 %
  - Utilisation de chaudières à combustible : 50 %
  - Utilisation de groupes électrogènes : 20 %
  - Autres mesures marginales :
    - Utilisation d'accumulateur thermique
    - Abaissement de point de consigne du contrôleur de charge
    - Arrêt de production (secteur industriel) [nos soulignés]

(iii) « Dans les faits, une partie des clients vont soit faire du préchauffage avant l'événement de GDP, soit reprendre leur production dans les heures qui suivent, auxquels cas le Distributeur n'encourrait aucune perte de revenu. » (nos soulignés)

**Demande(s) :**

26.1 Veuillez expliquer pourquoi l'appui financier du Distributeur pour encourager ou permettre aux participants au Programme GDP Affaires d'utiliser de chaudières à combustible et de groupes électrogènes [référence (ii)] devrait faire partie de son budget de l'efficacité énergétique.

26.2 Veuillez expliquer pourquoi l'appui financier du Distributeur pour encourager ou permettre aux participants au Programme GDP Affaires de préchauffer leurs bâtiments avant l'événement de GDP ou de reprendre leur consommation d'électricité dans les heures qui suivent [référence (iii)] devrait faire partie de son budget de l'efficacité énergétique.