

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU  
PROGRAMME GDP AFFAIRES (LE PROGRAMME)**

---

**Bilan de puissance**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 6;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 7;
  - (iii) Décision [D-2017-140](#), par. 172;
  - (iv) Pièce [B-0010](#), p. 6;
  - (v) Pièce [B-0004](#), p. 8;
  - (vi) Dossier R-3515-2003, pièce [HQD-1, doc. 3](#);
  - (vii) [État d'avancement 2017](#), Plan d'approvisionnement 2017-2026, p.15;
  - (viii) Dossier R-4011-2017, pièce [A-0051](#), p. 12.

**Préambule :**

(i) Tableau 1 : Bilan de puissance préliminaire du Distributeur pour la période 2018-2026;

(ii) Tableau 1 : Bilan de puissance présenté dans l'État d'avancement 2017;

(iii) « [172] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur quant à la capacité des marchés voisins de contribuer aux besoins en puissance du Distributeur à la pointe. Cependant, elle demeure préoccupée à l'égard de la profondeur des marchés de puissance et estime que le potentiel de contribution en puissance des marchés de court terme, estimé par le Distributeur à 1 100 MW, demeure une valeur susceptible d'évoluer dans les années à venir. Elle demande donc au Distributeur de poursuivre ses démarches de suivi et de déposer, dans les états d'avancement du Plan, une mise à jour des capacités des différentes interconnexions actuelles et futures, de même qu'une mise à jour de l'évolution de la capacité des marchés internes à répondre à ses besoins de puissance à la pointe. »

(iv) Le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure présenter un portrait de son programme GDP Affaires en excluant le recours à l'effacement par production locale d'électricité à partir d'énergie fossile. Il estime cependant que la part de la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de 50 %.

(v) « Par ailleurs, s'il advenait que les programmes en GDP ne puissent plus être inscrits au bilan, cela affecterait de façon importante les besoins en approvisionnement de puissance, [...]. Dans ce cas, la puissance additionnelle requise serait plus importante et la contribution maximale des marchés de court terme serait atteinte plus rapidement. Cette situation aurait pour effet de devancer le lancement d'un appel d'offres de long terme pour répondre à des besoins dès l'hiver 2020-2021. À cet égard, le délai requis pour le lancement d'un tel processus serait d'ailleurs trop court. Le Distributeur serait, par conséquent, susceptible de ne plus respecter les critères de fiabilités exigés par le NPCC et la Régie, ce qui impliquerait des conséquences tant monétaires que sur la crédibilité du Distributeur. » [nous soulignons]

(vi) Contrat d'approvisionnement en électricité entre Transcanada Energy Ltd. et HQD, centrale de production d'électricité de Bécancour.

(vii) *« Depuis l'hiver 2016-2017, l'IESO a modifié ses règles de marché afin de reconnaître les exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. Le Distributeur est en discussion avec l'IESO et le Transporteur pour permettre aux producteurs de l'Ontario de participer à ses futurs appels d'offres de court terme en puissance. L'évaluation de la contribution en puissance pourra éventuellement être revue à la lumière des quantités qui seront offertes en provenance d'Ontario lors des appels d'offres à venir. Pour le moment, le Distributeur maintient toutefois le potentiel de la contribution des marchés de court terme à 1 100 MW. »*

(viii) Lors des audiences du dossier tarifaire 2018-2019, le Distributeur confirme qu'il a effectué, à l'automne 2017, des achats de puissance de type UCAP sur les marchés de court terme à la hauteur de 175 MW pour combler les besoins de fine pointe prévus pour janvier et février 2018.

#### **Demandes :**

- 1.1 Dans le bilan de puissance déposé en complément de preuve additionnel (référence (i)), la Régie constate une baisse de la contribution en puissance des contrats de biomasse et de petite hydraulique, à l'horizon 2025-2026, par rapport au bilan en puissance déposé dans l'État d'avancement 2017 (référence (ii)). Cette révision est plus significative pour l'hiver 2019-2020 avec une baisse de l'ordre de 42 MW. Veuillez élaborer.
- 1.2 Dans l'hypothèse que la Régie décide d'exclure du programme de GDP Affaires la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergie de substitution (référence (iv)), et compte tenu des contraintes liées aux délais requis pour le lancement d'un processus d'appel d'offres pour de nouveaux approvisionnements en puissance (référence (v)), veuillez élaborer sur les moyens à la disposition du Distributeur, en plus des achats de puissance de court terme de 1 100 MW (référence (v)), pour combler les déficits de puissance sur chacun des hivers sur l'horizon 2022-2023, toujours dans le respect des critères de fiabilité du NPCC.
- 1.3 Compte tenu du contrat d'approvisionnement existant entre TCE et le Distributeur (référence (vi)), lequel vient à échéance en 2026, veuillez commenter la possibilité d'avoir recours à la centrale de Bécancour pour répondre aux besoins en puissance sur l'horizon 2025-2026. Plus spécifiquement, veuillez indiquer le coût marginal estimé de l'énergie et de la puissance en provenance de cette centrale, de même que les délais qui seraient nécessaires à TCE pour sa mise en service, nonobstant les délais prévus à l'Entente.
- 1.4 Selon la compréhension de la Régie, le Distributeur prévoyait, à l'automne 2017, procéder à des appels d'offres en puissance auprès du marché ontarien de l'IESO (référence (vii)). Si tel fut le cas, veuillez élaborer sur les résultats de ces appels d'offres ainsi que sur le potentiel d'approvisionnement en puissance en provenance de ce marché.

Dans la négative, veuillez préciser les motifs de même qu'élaborer sur les moyens que le Distributeur entend prendre, à court terme, afin de développer le potentiel d'approvisionnement en puissance en provenance de ce marché.

1.5 Veuillez indiquer le coût des approvisionnements en puissance des transactions de court terme dont il est question en référence (viii). Le cas échéant, veuillez indiquer le coût des approvisionnements en énergie associés à ces achats de puissance.

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), tableau 1, p. 7 ;
  - (ii) Pièce [B-0007](#), tableaux 9 à 11, p. 12 à 14;
  - (iii) Pièce [B-0010](#), tableau 1, p. 6.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur fournit, pour 2018-2019 à 2025-2026, le bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2017. Les MW associés aux mesures de gestions de la demande en puissance sont les suivants:

<b>Gestion de la demande en puissance</b>	<b>1 440</b>	<b>1 500</b>	<b>1 520</b>	<b>1 540</b>	<b>1 560</b>	<b>1 580</b>	<b>1 600</b>	<b>1 620</b>
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance, dont :	440	500	520	540	560	580	600	620
- GDP résidentielle	80	80	80	80	80	80	80	80
- Bâtiment Hydro-Québec	10	10	10	10	10	10	10	10
- GDP Affaires	350	410	430	450	470	490	510	530

(ii) Le Distributeur présente des analyses en fonction des MW associés au Programme évalués dans le cadre du bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2017.

(iii) Le Distributeur fournit, pour 2018-2019 à 2025-2026, une mise à jour préliminaire du bilan en puissance. Les MW associés aux mesures de gestions de la demande en puissance sont les suivants:

<b>Gestion de la demande en puissance</b>	<b>1 320</b>	<b>1 390</b>	<b>1 420</b>	<b>1 470</b>	<b>1 500</b>	<b>1 510</b>	<b>1 530</b>	<b>1 540</b>
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	320	390	420	470	500	510	530	540

**Demandes :**

2.1 Concernant les données fournies à la référence (iii), veuillez préciser les MW associés au GDP Affaires.

2.2 Veuillez mettre à jour les analyses citées à la référence (ii) en fonction des données fournies en réponse à la question précédente.

### Analyse coûts – bénéfiques du Programme

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 7 et 8 ;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 11 ;
  - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 16 ;
  - (iv) Pièce [B-0007](#), p. 16.

#### Préambule :

(i) « *D'autre part, une fois le potentiel estimé atteint, le Distributeur se doit de le maintenir. Il doit donc développer un lien de confiance avec ses clients en proposant chaque année des modalités similaires ainsi qu'un appui financier suffisamment attrayant pour qu'ils soient incités à renouveler leur adhésion. 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. Le coût évité de long terme constitue uniquement le prix maximum au-delà duquel le programme ne serait plus rentable.* » [nous soulignons]

(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.* » [nous soulignons]

(iii) « *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.* » [nous soulignons]

(iv) « ***Sensibilité sur l'appui financier***

*Toutes choses étant égales par ailleurs, une réduction de l'appui financier améliorerait théoriquement les résultats du TCTR et du TNT tout en réduisant le TP, d'un niveau équivalent à la réduction de l'appui financier. Toutefois, compte tenu de la forte sensibilité des clients au signal de prix, même une faible réduction de l'appui financier aurait un fort impact sur le taux de participation au Programme, dont la continuité ne pourrait être assurée.*

*Toute baisse de la participation des clients, donc des MW fournis, serait susceptible de déclencher plus rapidement un appel d'offres de long terme, lequel est moins avantageux pour la clientèle québécoise comme il appert du tableau 11.*

***Sensibilité sur le coût client***

*Comme le Distributeur l'a mentionné, le coût client ne peut être quantifié. Toutefois, il est clair que ce coût ne peut dépasser 70 \$/kW, soit l'équivalent de l'appui financier, puisqu'au-delà, le Programme serait forcément non rentable pour les clients. »*

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez élaborer sur la manière dont le Distributeur a évalué le « *prix minimum que les clients étaient généralement prêts à accepter pour participer au Programme* » et préciser comment cette évaluation a permis d'établir que le montant de 70 \$/kW suscite « *un intérêt chez un nombre suffisant de clients, dans une perspective de long terme* ».
- 3.2 Veuillez élaborer sur la manière dont le montant d'appui financier minimal (MAFM), évalué à 10,50 \$ pour 1 kW, a été estimé.
- 3.3 Veuillez démontrer que le montant de 10,50 \$ pour 1 kW d'effacement puisse être considéré comme une bonne approximation du coût supporté par le client.
- 3.4 Veuillez fournir un estimé de la participation qu'entraînerait un appui financier inférieur à 70 \$/kW. Veuillez par exemple fournir une estimation pour un appui financier de : 40 \$/kW, 50 \$/kW et 60 \$/kW.

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 15;
  - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 9;
  - (iii) [Suivi D-2016-143 du 11 mai 2018](#), Annexes ;
  - (iv) Pièce [B-0007](#), p.14;
  - (v) Pièce [B-0007](#), p. 13;
  - (v) Pièce [B-0007](#), Annexe B, Bilan du projet-pilote 2015-2016.

**Préambule :**

(i)

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>

(ii)

Le tableau 4 présente l'information demandée. Compte tenu de la grande sensibilité du nombre d'heures d'interruption aux conditions climatiques, et à des fins illustratives, le tableau présente également un historique des interruptions de l'option d'électricité 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.

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

(iii) Le Distributeur donne en colonne 4 du tableau en référence un bilan horaire de la « *Consommation attribuable à la puissance interruptible mise à la disposition d'HQP majorée des pertes de transport (MWh)* » pour chacune des 8 760 heures de l'année.

(iv) Tableau 11 – Coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP.

(v) « *De plus, afin de bien mettre en relief l'apport fondamental du Programme tant pour l'équilibre du bilan en puissance que pour la minimisation des coûts du Distributeur, le tableau 11 présente le coût d'achats d'électricité en l'absence de programmes de GDP. Les prix considérés lorsque le Distributeur effectuerait des achats de court terme sont les suivants :*

*une prime de puissance variable correspondant à la moyenne des prix sur le marché de la Nouvelle-Angleterre au moment des appels du Programme pour les trois dernières années, soit 180,08 \$/MWh (voir la section c pour le détail), ce qui représente le coût des achats d'énergie sur les marchés pour remplacer l'énergie fournie par le Programme ; »*

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

#### **Demandes :**

4.1 Le Programme associe une prime fixe de 70 \$ par kW effacé à une prime variable de 0 ¢/kWh jusqu'à un maximum de 100 heures par année. Les participants qui ne sont jamais appelés durant l'hiver reçoivent un montant à facturer minimal (MAFM) de 10,50 \$ par kW effaçable. Après un premier événement de GDP et tant que les événements de GDP suivants ne dépassent pas la pointe précédente, il est donc plus avantageux pour le Distributeur de solliciter les mêmes participants jusqu'à un total de 100 heures avant de solliciter une interruption auprès de nouveaux inscrits au Programme, ceci afin d'éviter d'avoir à payer plusieurs fois 70 \$/kW pour un même niveau de puissance lors des événements de GDP successifs.

Veillez valider la compréhension de la Régie à cet égard.

4.2 Veuillez fournir une version du tableau 4 donnant le nombre total d'heures d'interruption et le nombre d'événements de GDP auxquels un participant typique du Programme a été sollicité en moyenne.

4.3 Veuillez justifier, le cas échéant, le fait de ne pas solliciter le maximum d'heures possibles, pour le minimum de participants au Programme.

4.4 Considérant, selon la référence (vi), que la plupart des participants récupèrent leur investissement dès la première année de participation, veuillez élaborer sur la possibilité de n'appeler systématiquement les nouveaux participants que lors de leur première année de participation puis à essayer d'en appeler le moins grand nombre possible les hivers subséquents, en utilisant au maximum le MAFM.

- 4.5 Si le Distributeur considère que ce n'est pas possible, veuillez expliquer les raisons de l'existence du MAFM au contrat de participation.

La Régie constate la valeur du coût d'achat d'électricité aux heures de plus forte demande des trois derniers hivers où le programme a été utilisé, ainsi que le faible nombre d'heures d'interruptions. Veuillez répondre aux questions suivantes dans le but de clarifier quelles valeurs de référence permettent de bien évaluer tous les bénéfices du Programme.

- 4.6 Veuillez fournir trois autres tableaux que celui de la référence iii) qui présentent, pour chacune des 2 904 heures des trois derniers hivers, l'ensemble des moyens d'approvisionnement du Distributeur en période de pointe et pas seulement ceux en provenance du Producteur. Ce tableau comprendra le total en provenance du Producteur, les achats de court terme, les options d'électricité interruptible, GDP (le Programme), autres (préciser), avec la puissance correspondant à chaque heure et les coûts qui y sont associés.
- 4.7 Veuillez expliquer si les interruptions réelles réclamées dans le cadre des options d'électricité interruptible ou du programme GDP, soit typiquement moins de 30 heures par année pour les 5 dernières années, correspondent aux 30 premières heures de plus forte demande sur le réseau.
- 4.8 Si non, veuillez justifier et élaborer.
- 4.9 Si oui :
- 4.9.1. Veuillez indiquer si les coûts présentés au tableau 12 de la référence (i) correspondent respectivement aux 16, aux 9 et aux 25 premières heures de plus forte demande sur le réseau électrique des trois derniers hivers. Si non, veuillez expliquer.
- 4.9.2. Veuillez ajouter aux coûts présentés au tableau 12 de la référence (i), le coût de la garantie de puissance de court terme en vigueur lors de ces trois hivers (prime fixe), en précisant et justifiant le nombre d'heures sur lequel cette prime doit être répartie pour refléter ce qui se serait passé sans le Programme.
- 4.10 Considérant que le coût moyen établi à la référence (i), de 180,08 \$/MWh, est basé sur un nombre limité d'heures (référence (ii)) et pour les trois derniers hivers seulement, veuillez élaborer sur la représentativité de ce coût moyen comme référence des coûts d'approvisionnement de court terme au tableau 11 de la référence (iv).
- 4.11 Veuillez présenter une nouvelle version du tableau 12 de la référence (i), incluant les coûts de puissance répartis sur le nombre approprié de kWh à justifier, pour les cinq hivers du tableau 4 de la référence (ii) pour respectivement les 57, les 43, les 16, les 9 et les 25 premières heures de plus forte demande du réseau lors de chacun des cinq derniers hivers.



- 4.12 Veuillez présenter une nouvelle version du tableau 12 de la référence (i), incluant les coûts de puissance répartis sur 100 heures, pour les cinq hivers du tableau 4 de la référence (ii) pour les 100 premières heures de plus forte demande du réseau.

### **Caractéristiques du Programme en fonction de sa nature juridique**

5. **Références :** (i) Pièce [B-0007](#), p.7 ;  
(ii) [TEQ - Plan directeur](#), p.38.

#### **Préambule :**

- (i) La Régie souligne les passages suivants dans la présentation par le Distributeur des caractéristiques d'un programme d'efficacité énergétique :

*« C'est donc dans cette optique que le Distributeur a présenté le Programme sous l'article 49, de la même façon qu'il a présenté au fil des années les différents programmes en efficacité énergétique suivant l'article 49, et ce, depuis la décision D-2003-110 qui faisait ressortir les caractéristiques suivantes pour de tels programmes :*

Un tel plan vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Il se caractérise par l'instauration de mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie. Cette incitation se traduit par des mesures de nature administrative, commerciale et financière dont le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur.

*Le Distributeur est d'avis que ces commentaires de la Régie dans sa décision D-2003-110 confirment la nature juridique du Programme à titre de programme en efficacité énergétique. En effet, le Programme vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Ce programme consiste également en l'instauration de mesures de nature à inciter les participants à une gestion optimale de leur consommation durant certaines heures. »*

- (ii) *« L'efficacité énergétique consiste à faire la meilleure utilisation possible de l'énergie disponible pour obtenir un meilleur rendement énergétique. Elle est améliorée lorsque, pour produire un même bien ou rendre un même service, moins d'énergie est utilisée.*

*Le choix de la forme d'énergie, le recours à de nouvelles technologies, l'utilisation d'un équipement et de procédés performants, la sensibilisation des consommateurs induisant des changements de comportements, la formation des travailleurs et l'application de normes réglementaires ou volontaires sont autant de moyens qui peuvent favoriser une plus grande efficacité énergétique.*

*Souvent désignée comme « première source d'énergie » ou « premier combustible » (first fuel), l'efficacité énergétique prend toute son importance quand on considère que les systèmes de production d'énergie affranchis des énergies fossiles devront répondre à une demande mondiale en énergie qui ne cesse de croître. » [noud soulignons]*

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez expliquer en quoi l'utilisation de génératrices Diesel pour réduire la demande de puissance provenant du réseau correspond aux caractéristiques d'un programme d'efficacité énergétique ou à la définition d'une mesure d'efficacité énergétique telles qu'elles sont présentées aux références (i) et (ii).
- 5.2 Veuillez présenter les différents critères qui caractérisent, selon le Distributeur, un programme d'efficacité énergétique.
- 5.3 Veuillez présenter les caractéristiques du Programme qui rencontrent ces critères et qui permettent de le définir comme un programme d'efficacité énergétique

**6. Référence :** Pièce [B-0007](#), p.7.

**Préambule :**

*« Finalement, le Distributeur soutient que les différentes caractéristiques du Programme font en sorte que celui-ci ne peut être considéré comme un tarif de gestion de la consommation. »*

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez présenter les différents critères qui caractérisent, selon le Distributeur, un tarif de gestion de la consommation.
- 6.2 Veuillez présenter les caractéristiques du Programme qui démontrent que le programme ne peut pas être considéré comme un tarif de gestion de la consommation selon les critères définis précédemment.

**7. Références :** (i) Pièce [B-0004](#), page 7;  
(ii) Dossier R-4011-2018, pièce [C-AHQ-ARQ-0009](#), pages 17 à 20.

**Préambule :**

(i) *« Ainsi, au-delà de la contribution en puissance du bloc d'électricité patrimoniale et des contrats de long terme, le Distributeur mise sur des moyens de gestion de pointe plus flexibles tels que les interventions en gestion de la demande en puissance et plus précisément l'option*

*d'électricité interruptible et les programmes commerciaux en GDP (marchés affaires et résidentiel). »*

(ii) *Tableau Programme GDP Affaires - Flexibilité*

**Demandes :**

- 7.1 Veuillez indiquer en fonction de quels critères le Distributeur juge le Programme GDP Affaires plus flexible que le bloc d'électricité patrimoniale et des contrats de long terme.
- 7.2 Veuillez indiquer si le Distributeur attribue la même flexibilité à l'option d'électricité interruptible qu'au Programme GDP Affaires. Si la réponse est positive mais pour des motifs différents, veuillez expliquer les distinctions. Si la réponse est négative, veuillez expliquer.
- 7.3 Dans le dossier R-4011-2017, en référence (ii), l'AHQ-ARQ mettait en doute cette affirmation d'une plus grande flexibilité offerte par le Programme GDP Affaires. Veuillez commenter.

- 8. Références :**
- (i) [Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023](#), pages 40 et 85;
  - (ii) Pièce [B-0010](#), page 6;
  - (iii) Pièce [B-0007](#), Annexe B, Bilan du projet-pilote 2015-2016.

**Préambule :**

- (i) Orientations à poursuivre d'ici 2030. Orientation 2 : Réduire la dépendance du Québec aux produits pétroliers « (...) *Le défi consiste donc à amener des secteurs clés de l'économie vers des formes d'énergie qui émettent moins de carbone, tout en préservant leur viabilité et leur compétitivité.* (...) p. 85 : Objectif 3 : Maximiser les gains des entreprises industrielles en matière d'efficacité énergétique et leur utilisation des énergies renouvelables ou de celles qui émettent moins de GES »
- (ii) « *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 %.* »;
- (iii) « *Rentabilité :  
Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP.* »

**Demandes :**

- 8.1 Selon le *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023* (Plan directeur) proposé par Transition énergétique Québec (TEQ) mentionné

en référence (i), ce plan consiste à amener des secteurs clés de l'économie vers des formes d'énergie qui émettent moins de carbone. Or, selon la référence (ii), en raison du programme GDP Affaires, la réduction de 50 % de la puissance, provenant d'énergie renouvelable, est obtenue au moyen d'énergies fossiles.

Veillez indiquer comment, selon le Distributeur, le Programme cadre avec le Plan directeur de TEQ.

- 8.2 Relativement à la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergie fossiles (référence (ii)), veuillez indiquer si le Distributeur prévoit favoriser les participants dont la réduction de puissance est obtenue par un moyen autre que l'utilisation d'énergies fossiles. Si oui, veuillez indiquer les critères ou les moyens utilisés pour ce faire. Sinon, veuillez justifier.
- 8.3 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit la sortie progressive des moyens de réduction de puissance par l'utilisation d'énergies fossiles du Programme. Si oui, veuillez fournir l'horizon planifié. Si non, veuillez justifier.

### **Admissibilité des groupes électrogènes au Programme**

- 9. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p.6;
  - (ii) Pièce [B-0007](#), Annexe A, page 1 de la Fiche d'inscription;
  - (iii) Pièce [B-0007](#), Annexe A, Guide du participant, p.6;
  - (iv) <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1055521/pollution-matane-programme-hydro-quebec-gestion-demande>.

#### **Préambule :**

(i) « *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<sup>2</sup>, 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 %.*

*Le Distributeur souligne néanmoins que le Programme permet par ailleurs d'éviter des approvisionnements en puissance auprès des marchés limitrophes, dont les sources de production peuvent être fortement polluantes. »*

(ii)

**Information sur le projet**

Nom du projet	Réduction de puissance estimée kW
Mesures mises en œuvre :	
<input type="checkbox"/> Commande des équipements de CVCA <sup>1</sup>	<input type="checkbox"/> Utilisation de chaudières à combustible
<input type="checkbox"/> Utilisation de groupes électrogènes	<input type="checkbox"/> Gestion des équipements de production

<sup>1</sup> CVCA : Chauffage, ventilation, conditionnement de l'air.

(iii) « Hydro-Québec se réserve les droits suivants :

...

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 ; »

(iv) Dans l'article du lien donné en référence, le maire de Matane s'interroge sur le Programme : « Pour permettre de diminuer la demande en énergie, la Ville devra polluer et elle sera récompensée pour le faire. » L'article présente d'autres points de vue et permet de comprendre la distinction à faire entre l'utilisation occasionnelle de génératrices de secours existantes et le recours systématique à de telles génératrices pour participer au Programme.

**Demandes :**

La Régie avait demandé au Distributeur une présentation d'un portrait du Programme et de son impact en puissance, excluant le recours à l'effacement par production locale d'électricité à partir d'énergie fossile, c'est à dire au moyen de groupes électrogènes. Elle comprend de la réponse en référence (i) que le Distributeur n'a pas répondu à la question spécifique de la Régie mais plutôt à la substitution d'énergie en général, incluant à la fois l'utilisation de chaudières à combustible et de groupes électrogènes, tels que prévus dans les informations sur le projet en référence (ii).

La Régie demande au Distributeur de répondre aux questions suivantes dans l'objectif de définir de nouvelles modalités optimales pour le Programme dans l'hypothèse où la Régie n'accepte pas de l'autoriser sous la forme actuellement proposée.

9.1 Veuillez confirmer que l'utilisation de chaudières au combustible, mêmes celles qui offrent des rendements saisonniers de 65 à 70 % seulement, pour effacer la demande en périodes de pointe du chauffage électrique par résistances en mode bi-énergie est un moyen ayant une efficacité énergétique environ deux fois supérieure à celle de groupes électrogènes d'urgence.

9.2 Veuillez indiquer le nombre d'heures de fonctionnement par mois et la fréquence des démarrages typiques de génératrices d'urgence pour en tester la fiabilité et le bon fonctionnement. Veuillez ensuite élaborer sur la possibilité de considérer les heures de fonctionnement aux périodes de plus forte demande sur le réseau du Distributeur comme une mesure permettant d'éviter le démarrage planifié pour test de fiabilité durant le même

mois, atténuant ainsi à la fois les impacts environnementaux du Programme et ceux de ces tests.

- 9.3 Veuillez indiquer si le Programme pourrait contenir de nouvelles modalités qui permettraient de rendre admissibles les chaudières au combustible, le recours occasionnel à des génératrices d'urgence existantes, mais empêcheraient l'utilisation systématique, voire l'installation de telles génératrices comme mesure principale de participation au Programme. Si oui, veuillez les présenter.
- 9.4 Compte tenu de l'information dont dispose le Distributeur dans les « *informations sur les projets* » en référence (ii) et des détails supplémentaires qu'il peut demander, veuillez fournir une nouvelle évaluation de l'impact en puissance du Programme qui exclurait les participants dont la mesure principale est le recours systématique à l'effacement au moyen de groupes électrogènes.
- 9.5 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de prioriser dans l'ordre d'appel des participants au Programme ceux qui procèdent à une réduction à la source de leur demande de pointe et de n'utiliser ceux qui utilisent systématiquement des groupes électrogènes qu'en dernière priorité pendant les pointes les plus critiques.

### **Engagement pluriannuel des participants**

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), Annexe B, Bilan du projet-pilote 2015-2016 ;
  - (ii) Pièce [B-0010](#), p. 7;
  - (iii) Pièce [B-0004](#), pages 7 et 8.

**Préambule :**

- (i) « Rentabilité

*Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP.» ;*

- (ii) « 3. Possibilité d'un engagement à long terme

*Un engagement à long terme des clients pourrait être envisagé dans la mesure où un engagement de même durée serait aussi offert par le Distributeur.*

*Toutefois, le Distributeur souligne que ce type d'engagement représente une contrainte importante dans ce marché lors de la négociation des baux avec de nouveaux locataires ou lors de la vente d'immeubles, par exemple. »*

- (iii) « D'autre part, une fois le potentiel estimé atteint, le Distributeur se doit de le maintenir. Il doit donc développer un lien de confiance avec ses clients en proposant chaque année des modalités similaires ainsi qu'un appui financier suffisamment attrayant pour qu'ils soient incités à renouveler leur adhésion. 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. Le coût évité de long terme constitue uniquement le prix maximum au-delà duquel le programme ne serait plus rentable.*

*Ainsi, si le lien de confiance est respecté, la contribution en puissance inscrite au bilan pourra être maintenue. D'ailleurs, comme il est expliqué à la section 3, la grande majorité des participants renouvellent leur participation au Programme. La vaste expérience du Distributeur dans la commercialisation de tels programmes lui indique que les clients qui quitteraient le programme seraient remplacés par de nouveaux participants. En d'autres termes, malgré l'absence d'un engagement de long terme de la part des clients, leur grand nombre fait en sorte que le Distributeur peut compter sur une stabilité de leur contribution en puissance. C'est pourquoi, les programmes commerciaux en GDP peuvent être considérés comme un moyen de gestion de puissance de long terme, au même titre que les autres contrats de long terme, et être inscrits au bilan.*

*De plus, ce moyen ne peut pas être considéré comme un moyen de court terme puisque, comme explicité à la section 2.3, les quantités de puissance de court terme, acquises à l'automne, fluctuent d'une année sur l'autre, et ce, en fonction des besoins du Distributeur pour l'hiver à venir et de la profondeur du marché de court terme. Il ne serait donc pas envisageable d'appliquer le même processus dans le cas du Programme car, d'un point de vue commercial, les clients doivent avoir l'assurance que le Programme soit maintenu afin de prévoir la mise en place de mesures opérationnelles leur permettant de s'effacer à la demande du Distributeur. Pour cette raison, les programmes commerciaux en GDP ne peuvent pas être utilisés comme un moyen de gestion de court terme. À cet effet, le signal de coût évité de court terme, soit 20 \$/kW-hiver, ne constitue donc pas un signal de coût pertinent et économiquement représentatif de la valeur du produit. »*

**Demandes :**

- 10.1 Parmi les observations reçues, certains soulignent que le renouvellement annuel, en raison de l'incertitude qu'il génère au niveau de la pérennité de l'appui financier, constitue une entrave au Programme et souhaiteraient, en conséquence, des engagements pluriannuels. Veuillez commenter.
- 10.2 En référence (i), le Distributeur indique que 80 % des participants recouvrent leurs investissements dès le premier hiver de participation au Programme. Dans cette situation, n'est-il pas avantageux pour un participant de s'engager de manière pluriannuelle ? Veuillez commenter.
- 10.3 Le Distributeur évoque en référence (ii) que l'engagement à long terme représente une contrainte importante pour certains clients, notamment en raison de baux de location ou de ventes d'immeubles. Veuillez fournir une indication, en nombre de projets et en MW, de la proportion de participants touchés par cette contrainte.



10.4 À la référence (iii), le Distributeur signale que les clients doivent avoir l'assurance que le Programme soit maintenu afin de prévoir la mise en place de mesures opérationnelles afin de participer au Programme et qu'il considère qu'il se doit d'offrir chaque année des modalités similaires. La Régie en déduit que tant le Distributeur que les participants recherchent un Programme qui aura des effets à long terme. En conséquence, ne serait-il pas plus opportun d'avoir un contrat de long terme avec les participants ? Veuillez commenter.

10.5 Dans l'hypothèse où la Régie requerrait qu'un engagement contractuel de 5 ans soit une condition de participation au Programme, veuillez indiquer si, outre la durée, des modalités du Programme devraient être modifiées en conséquence. Notamment, veuillez préciser si des pénalités devraient être appliquées si un participant se retirait avant le terme de 5 ans.

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 10 et 11 ;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 14 ;
  - (iii) Pièce [B-0007](#), Annexe B, Bilan du projet-pilote 2015-2016 ;
  - (iv) Pièce [B-0010](#), p. 7.

**Préambule :**

- (i) « **3.1. Exigences pour les clients**

*La participation au Programme requière des efforts de la part des clients, qu'ils soient d'ordre pécuniaire ou touchant la gestion de leurs activités.*

*Pour certains clients, la participation au Programme peut requérir l'adaptation de leurs installations ou l'achat d'équipements. L'appui financier doit être, au minimum, suffisant pour couvrir ces coûts directs.* » [nous soulignons]

- (ii) « *Le Distributeur pourrait offrir aux clients qui le souhaitent un engagement multi-annuel de participation afin, d'une part, de fidéliser davantage les clients et, d'autre part, de sécuriser la contribution en puissance du Programme à la planification des moyens d'approvisionnement. Le cas échéant, les modalités seraient présentées dans le cadre de la demande d'approbation annuelle des budgets en efficacité énergétique du Distributeur.* »

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

- (iv) « **3. Possibilité d'un engagement à long terme**

*Un engagement à long terme des clients pourrait être envisagé dans la mesure où un engagement de même durée serait aussi offert par le Distributeur.*



*Toutefois, le Distributeur souligne que ce type d'engagement représente une contrainte importante dans ce marché lors de la négociation des baux avec de nouveaux locataires ou lors de la vente d'immeubles, par exemple.*

*Le Distributeur rappelle en outre que l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance est offerte à la clientèle visée par le Programme mais qu'après quelques années, la participation à cette option est pratiquement nulle.*

*Le Distributeur croit toutefois qu'une formule d'engagement à plus long terme serait possible, mais devra être laissé au choix du client et non une condition de participation au Programme. De plus, pour les raisons invoquées précédemment, un tel engagement du client devra être compensé par un appui financier bonifié pour pallier les risques d'affaires. De plus, afin d'être commercialement applicable, cet engagement ne pourrait probablement pas dépasser cinq ans. »  
[nous soulignons]*

La Régie constate de la référence (i) que l'établissement de l'appui financier présenté au présent dossier tient compte du fait que certains clients doivent adapter leurs installations ou acheter des équipements, soit des coûts fixes. La Régie constate de plus que ces coûts sont récupérés dès le premier hiver de participation pour 80 % des projets (référence (iii)). La Régie comprend ainsi que si le client renouvelle sa participation au Programme, il bénéficie d'un appui financier qui tient compte de ces coûts fixes, alors qu'il les aura déjà assumés et majoritairement récupérés.

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez préciser si l'investissement mentionné à la référence (iii) représente les coûts directs liés à l'adaptation des installations ou l'achat d'équipements la référence (i).
- 11.2 Veuillez justifier l'uniformité de l'appui financier, que le client doive ou non procéder à des ajustements entraînant des coûts directs, tel que décrit à la référence (i).
- 11.3 Veuillez justifier la récurrence du niveau d'appui financier qui tient compte de coûts fixes, considérant le constat de la Régie en préambule.
- 11.4 Advenant le cas où il y aurait une aide fixe au début de la participation au Programme pour couvrir les investissements liés à l'adaptation des installations ou à l'achat d'équipements, par exemple dans le cadre d'une subvention en efficacité énergétique, veuillez préciser quel montant d'appui financier de la part du Distributeur serait suffisant pour maintenir la participation les années suivantes.
- 11.5 Considérant le constat de la Régie en préambule, veuillez préciser l'affirmation du Distributeur selon laquelle un engagement à long terme devrait être compensé par un appui financier bonifié.

## Portrait des participants

12. Référence : Pièce [B-0007](#), p. 8.

### Préambule :

**TABLEAU 2 :**  
**VENTILATION DES ABONNEMENTS PAR TARIFS**

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Abonn.	MW	Abonn.	MW	Abonn.	MW
Tarifs DM et DP	25	1	53	3	74	4
Tarifs G et G9	67	2	495	16	753	28
Tarif M	78	13	648	137	1160	196
Tarif LG	13	10	49	27	70	60
<b>Total</b>	<b>183</b>	<b>25</b>	<b>1245</b>	<b>183</b>	<b>2057</b>	<b>287</b>

**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>

### Demandes :

- 12.1 Veuillez fournir, sous le même format et pour les mêmes niveaux de réduction de puissance que présentés au tableau 3, le nombre d'abonnements plutôt que le nombre de projets.
- 12.2 Veuillez fournir, sous le même format et pour les mêmes niveaux de réduction de puissance que présentés au tableau 3, le nombre d'abonnements au tarif LG ainsi que le nombre d'abonnements au tarif M.

- 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.
- 12.4 Veuillez préciser combien de projets parmi les 29 projets ayant réduit leur puissance de plus de 2 000 kW, au tableau 3, ne comportent qu'un abonnement. Veuillez fournir l'information par tarif et préciser la réduction de puissance associée à ces abonnements uniques, par tarif.
- 12.5 Veuillez préciser combien de projets parmi les 51 projets ayant réduit leur puissance de plus de 1 000 à 2 000 kW, au tableau 3, ne comportent qu'un abonnement. Veuillez fournir l'information par tarif et préciser la réduction de puissance associée à ces abonnements uniques, par tarif.
- 12.6 Veuillez préciser combien de projets parmi les 76 projets ayant réduit leur puissance de plus de 500 à 1 000 kW, au tableau 3, ne comportent qu'un abonnement. Veuillez fournir l'information par tarif et préciser la réduction de puissance associée à ces abonnements uniques, par tarif.
- 12.7 Veuillez indiquer combien de participants au GDP affaires, pour chacun des tarifs M et LG, sont impliqués dans l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, en précisant la réduction de puissance associée à cet usage aux tarifs M et LG.

### Impact du programme sur l'option d'électricité interruptible

**13. Référence :** Rapports annuels du Distributeur, pièce HQD-3, document 2.1.

**Préambule :**

Clientèle de grande puissance	Hiver 2015-2016			Hiver 2016-2017			Hiver 2017-2018			Moyenne des 3 hivers
	Option I	Option II	Option art. 6.39	Option I	Option II	Option art. 6.39	Option I	Option II	Option art. 6.39	
Nombre de clients	25	1		23	1	1	23	1	1	25
MW effectifs (moyenne mensuelle)	1096,4	17,2		945,3	17,6	2,2	909	17,6	2,2	1002,5
Nombre d'appels	1	1		1			5	1	2	
Nombre d'heures d'interruption / client	0 ou 5	5		0 ou 4	0	0	0 à 24	5	9	
Crédits versés	15 369 900 \$			12 811 600 \$			14 411 100 \$			
Crédits fixes / kW	13,00 \$	6,50 \$	9,10 \$	13,00 \$	6,50 \$	9,10 \$	13,00 \$	6,50 \$	9,10 \$	
Crédits fixes totaux	14 253 200 \$	111 800 \$		12 288 900 \$	114 400 \$	20 020 \$	11 817 000 \$	114 400 \$	20 020 \$	12 913 247 \$
Crédits variables	987 700 \$	17 200 \$	- \$	388 280 \$	- \$	- \$	2 438 120 \$	17 600 \$	3 960 \$	1 284 287 \$
Total des crédits fixes et variables	15 240 900 \$	129 000 \$	- \$	12 677 180 \$	114 400 \$	20 020 \$	14 255 120 \$	132 000 \$	23 980 \$	14 197 533 \$
Nombre d'heures d'interruption en moyenne [E]	4,5	5,0	-	2,1	0,0	0,0	13,4	5,0	9,0	
<b>Crédits totaux effectivement versés par kW</b>	<b>13,90 \$</b>	<b>7,50 \$</b>	<b>-</b>	<b>13,41 \$</b>	<b>6,50 \$</b>	<b>9,10 \$</b>	<b>15,68 \$</b>	<b>7,50 \$</b>	<b>10,90 \$</b>	<b>14,16 \$</b>
<b>Crédits totaux effectivement versés par kWh</b>	<b>3,09 \$</b>	<b>1,50 \$</b>		<b>6,53 \$</b>			<b>1,17 \$</b>	<b>1,50 \$</b>	<b>1,21 \$</b>	

Sources : Rapports annuels du Distributeur 2015, 2016 et 2017, pièces HQD-3, document 2.1.

La Régie présente un tableau dont les données sont tirées des Rapports annuels du Distributeur pour les années 2015, 2016 et 2017. Ce dernier présente l'utilisation l'option d'électricité interruptible pour la clientèle grande puissance pour les 3 derniers hivers et estime le montant des crédits totaux effectivement versés par kW.

**Demandes :**

- 13.1 Veuillez valider ou corriger les données du tableau présenté au préambule. Veuillez confirmer ou corriger le coût moyen, pour les 3 derniers hivers, des crédits totaux effectivement versés à la clientèle grande puissance, estimé à 14,16 \$ le kW.
- 13.2 Veuillez comparer la rentabilité pour le Distributeur de l'option d'électricité interruptible qui permet d'inscrire au bilan de puissance du Distributeur 1 000 MW à un coût moyen au cours pour les 3 derniers hivers d'approximativement de 14,16 \$/kW, par rapport au GDP affaires au coût de 70 \$/kW pour la même période. Veuillez commenter.
- 13.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut justifier le versement de 70 \$/kW aux clients grande puissance au tarif LG, contre 14,16 \$/kW effectivement payé en moyenne au cours des 3 derniers hivers pour les clients grande puissance au tarif L, ou contre les 13 \$ à 40 \$/kW théorique en fonction du nombre d'heures minimal ou maximal prévues à l'option d'électricité interruptible au tarif L.
- 13.4 Veuillez fournir le coût des différentes options d'électricité interruptible et du programme GDP affaires par kW effectivement effacé pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018 et commenter. Veuillez produire les données intrants à ce calcul.
- 13.5 Veuillez démontrer quelle assurance peut fournir le Distributeur que l'adoption du programme de GDP affaires, tel que proposé, n'entraînera pas de demande de révision des crédits fixes et variables à l'option d'électricité interruptible de la part des clients au tarif L. Veuillez élaborer.
- 13.6 En l'absence d'assurance de la part du Distributeur que les crédits fixes et variables prévus à l'option d'électricité interruptible au tarif L ne seront pas haussés en raison de l'appui financier offert au GDP affaires, veuillez estimer une fourchette de coûts additionnels qu'il considère raisonnable de prévoir afin de traiter équitablement les clients grande puissance aux tarifs LG et L. Veuillez commenter.
- 13.7 En l'absence d'assurance de la part du Distributeur que les crédits fixes et variables prévus à l'option d'électricité interruptible au tarif L ne seront pas haussés en raison de l'appui financier offert au GDP affaires, veuillez expliquer pourquoi il ne faudrait pas ajouter dans l'analyse économique du programme GDP affaires la bonification prévisible du coût de l'option d'électricité interruptible causée par l'adoption d'un appui financier plus généreux au programme GDP affaires.

14. Références :
- (i) Dossier R-3891-2014, pièce [B-0004](#), p. 18 ;
  - (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 59 ;
  - (iii) Site web d'Hydro-Québec, [Gestion de la demande de puissance](#), consulté le 3 juillet 2018 ;
  - (iv) Pièce [B-0004](#), p. 16.

**Préambule :**

(i) « À ce jour, aucun client admissible au tarif LG n'a participé à l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours ou à l'option interruptible de grande puissance, cette dernière étant davantage adaptée à la clientèle industrielle.

*Le profil de consommation de la clientèle au tarif LG, caractérisé par une augmentation de l'appel de puissance durant les jours de semaine, étant similaire à celui de la clientèle de moyenne puissance, le Distributeur propose d'offrir à cette clientèle la possibilité d'adhérer aux nouvelles options interruptibles de moyenne puissance, ce qui lui permettra de vérifier si les modalités et les crédits bonifiés de ces options sont plus attrayants pour cette clientèle. »*

(ii)

**BILAN DU RECOURS À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE  
DE MOYENNE PUISSANCE**

Hiver	Nombre d'heures d'interruption	Nombre de clients	MW effectifs
2007-2008	0	1	1
2013-2014	28	2	3
2014-2015	33	4	3
2015-2016	5	5	4

\*Aucun participant n'a adhéré à l'option pour les autres hivers.

*« Peu de clients de moyenne puissance ont adhéré à l'option depuis son introduction en 2006. Les mégawatts effectifs ont atteint un maximum de 4 MW en 2015-2016. Le nombre d'heures d'interruption a varié selon les années et a atteint 33 heures à l'hiver 2014-2015. Le Distributeur a versé en moyenne 32 k\$ par année en crédits fixes et variables aux clients participants.*

*Compte tenu de la contribution satisfaisante des participants, le Distributeur estime que les crédits et des modalités applicables aux options d'électricité interruptible sont adéquats et suffisants. »*

La Régie note qu'avec la décision D-2014-156, le crédit fixe de l'option I d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance, dont les modalités s'appliquent à la clientèle au tarif LG, est passé de 6,00 \$/kW à 13,00 \$/kW, soit une augmentation de 117 %. Le crédit variable est passé de 7,0 ¢/kWh à 20,0 ¢/kWh pour les 20 premières heures, 25,0 ¢/kWh pour les 20 heures suivantes et 30,0 ¢/kWh pour les 60 dernières heures, soit une augmentation de 186 % à 286 %.

La Régie constate que dès l'année suivant la décision D-2014-156, le Distributeur lançait concurrentement son programme GDP affaires, offrant à la clientèle de moyenne puissance ainsi qu'à celle au tarif LG un crédit fixe de 70 \$ le kW, soit de 1,7 à 5,4 fois plus que la nouvelle offre bonifiée de l'option d'électricité interruptible, laquelle offre de 13 \$ à 40 \$ le kW selon le nombre d'heures, de 0 à 100 heures au maximum.

(iii) Transcription, par la Régie, des propos de M. Jonathan Roy tirés de la vidéo « *Programme Gestion de la demande de puissance au centre hospitalier universitaire Sainte-Justine* » :

*« On a eu à investir pour réussir à intégrer les mesures du GDP. C'est un investissement qui est fait ponctuellement une fois. Et puis, au terme de l'hiver 2015-2016, on a reçu un appui financier d'environ 130 000\$. Même quand on ne fait pas de GDP, on bénéficie. On a un visuel sur certaines infrastructures qu'on n'avait pas avant. Et puis pour nous, c'est un bénéfice à long terme. »*

La narratrice conclut : *« Une offre avantageuse qui a peu ou pas d'impact sur les activités de votre établissement ou de votre entreprise; un investissement minimal que vous récupérez dès la première année; et un appui financier substantiel que vous recevrez chaque année de votre participation; voilà une offre simple et très rentable ».*

Transcription, par la Régie, des propos de M. Maxime Poulin tirés de la vidéo « *Programme Gestion de la demande de puissance au complexe Desjardins* » :

*« Le programme d'Hydro-Québec ne nécessitait pas d'investissements importants au départ puisque toutes les économies, toutes les mesures ont été mises en place avec le système de contrôle du bâtiment.*

*L'incitatif financier était très intéressant. On avait l'impression dans ce programme-là qu'on ne pouvait pas perdre. C'était juste à notre avantage. J'invite les gens, les autres gestionnaires de bâtiment d'embarquer dans le programme. »*

(iv) *« 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. » [nous soulignons]*

La Régie note que, selon le Distributeur, la meilleure approximation du coût supporté par les clients pour mettre en place les moyens opérationnels serait de 10,50 \$ par kW, des dépenses qui ne sont pas toujours récurrentes.

La Régie note que pour certains grands clients au tarif LG particulièrement, l'investissement requis peut être minimal ou récupéré dès la première année, tel qu'il apparaît au préambule (iii).

La Régie remarque également que le nombre de participants au tarif LG est passé de 13 à 70 en 2 ans, soit entre l'hiver 2015-2016 et l'hiver 2017-2018. Dans l'hypothèse où il n'y a pas de réseaux municipaux parmi ces participants, le taux de participation des clients au tarif LG serait passé de 15 % à plus de 80 % en 2 ans, démontrant la très grande attractivité de l'incitatif financier de 70 \$ par kW pour la clientèle au tarif LG plus spécifiquement, avec un retour sur investissement significatif, soit de plus de 560 % la première année (70 \$ / 10,50 \$).

**Demandes :**

- 14.1 Veuillez présenter les actions entreprises et élaborer sur les efforts déployés par le Distributeur au cours des hivers 2014-2015 et 2015-2016 afin de susciter l'adhésion des plus grands clients de la clientèle moyenne puissance ainsi que celle au tarif LG à l'option d'électricité interruptible bonifiée. Veuillez comparer ces actions et ces efforts à ceux déployés afin de susciter l'adhésion au programme GDP affaires.
- 14.2 Veuillez élaborer sur l'incidence qu'a pu avoir le lancement du programme GDP affaires, offrant 70 \$ le kW, sur les adhésions à l'option d'électricité interruptible pour la clientèle au tarif LG.
- 14.3 Veuillez élaborer sur la possibilité, les avantages et les inconvénients de restreindre l'admissibilité au programme GDP affaires aux tarifs petite et moyenne puissance et d'offrir une option d'électricité interruptible, bonifiée au besoin, à la clientèle du tarif LG.