

## SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-025

### Référence(s) :

- i) D-2018-025, R-4011-2017, 2018 03 07, paragraphes 267, 268 et 269.
- ii) R-4041-2018, B-0002, paragraphe 3
- iii) R-4041-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 5, lignes 17 à 30.

### Préambule(s)

- i) Aux paragraphes 267, 268 et 269 de la décision D-2018-025 la Régie indique :
  - [267] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$.**
  - [268] **La Régie ordonne également au Distributeur de comptabiliser de manière distincte les sommes du programme « GDP Affaires » et de les mettre dans un CER. Ce compte devrait contenir toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires », incluant les charges d'exploitation.**
  - [269] **La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique.**
- ii) À la référence ii), le Distributeur indique qu'il dépose sa demande conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025.
- iii) À la référence iii), le Distributeur mentionne les préoccupations exprimées par la Régie aux paragraphes 263 à 266 de sa décision D-2018-025 et auxquelles cherche à répondre la preuve déposée au soutien de sa demande.

### Demandes :

L'ACEFO comprend que, du fait de la date à laquelle la décision de la Régie a été rendue (7 mars 2018), le Distributeur n'a pas eu la possibilité de donner suite à l'ordonnance contenue au paragraphe 267 à l'effet de plafonner la contribution du programme « GDP affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018. Dans les faits, le programme aura contribué à une réduction de 287 MW.

- 1.1 Veuillez indiquer quel est le montant total des appuis financiers versés par le Distributeur aux participants pour l'hiver 2017-2018.
- 1.2 Si le montant total des appuis financiers versés pour l'hiver 2017-2018 excède le budget de 16,1 M\$ autorisé au paragraphe 267, veuillez indiquer comment le Distributeur propose de traiter cette situation.
- 1.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a donné suite à l'ordonnance contenue au paragraphe 268 de la décision D-2018-025 à l'effet de créer un CER et d'y comptabiliser toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires ».
- 1.3.1 Dans l'affirmative, veuillez indiquer quelles sont les sommes comptabilisées dans le CER relatif au programme « GDP Affaires » et les présenter de façon ventilée.
- 1.3.2 Dans la négative, veuillez justifier.
- 1.3.3 Dans tous les cas, veuillez indiquer quelles sont les sommes engagées dans le programme « GDP Affaires » jusqu'à sa suspension en 2018 et comment le Distributeur propose de les traiter en distinguant, le cas échéant, le traitement proposé pour les sommes qui excéderaient le budget autorisé au paragraphe 267 de la décision D-2018-025.

### SUSPENSION DES INSCRIPTIONS POUR L'HIVER 2018-2019

**Référence(s) :**

- i) R-4041-2018, B-0002, paragraphe 16

**Préambule(s) :**

- i) À la référence i), le Distributeur indique :
- « 16. Les préoccupations énoncées par la Régie dans la décision D-2018-025 ont introduit une incertitude quant au bien-fondé des objectifs et à la récupération des sommes à venir du Programme. En conséquence, le Distributeur a dû suspendre les inscriptions pour l'hiver 2018-2019. »*

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur a pris la décision de suspendre les inscriptions pour l'hiver 2018-2019.

**2.2** Veuillez indiquer précisément quelles sont les démarches entreprises par le Distributeur suite à cette décision.

**2.3** Le Distributeur a-t-il communiqué formellement aux participants l'information à l'effet que les inscriptions au Programme étaient suspendues en attente d'une décision à venir de la Régie de l'énergie ?

Dans l'affirmative, veuillez déposer la lettre transmise aux participants du Programme.

Dans la négative, veuillez expliquer.

### **MARCHÉS DE PUISSANCE DE COURT TERME**

**Référence(s) :**

- i) R-4041-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 6, lignes 9 à 12.
- ii) R-3986-2016, A-0042, D-2017-140, paragraphes 148, 150 et 154.
- iii) R-3986-2016, pièces B-0040 à B-0047.
- iv) R-4041-2018, B-0007, HQD-1 doc 2, page 15, Tableau 12.

**Préambule(s) :**

- i) À la référence i), le Distributeur fait référence aux conclusions énoncées par la Régie au paragraphe 172 de la décision D-2017-140 pour justifier l'utilisation d'une limite de contribution de 1 100 MW des marchés de puissance de court terme.
- ii) À la référence ii), deux intervenants au dossier R-3986-2016, l'ACEFQ et la FCEI, soutiennent une position à l'effet que le potentiel de contribution des marchés de puissance de court terme accessible au Distributeur serait significativement plus élevé que 1 100 MW.  
  
Au paragraphe 150, la Régie cite un extrait de la preuve de la FCEI (C-FCEI-0009, page 12) qui, s'appuyant notamment sur les pièces B-0042, B-0043, B-0046 et B-0047, constate des achats de puissance de court terme effectués en 2014 et 2015 par HQD dépassant largement la limite de contribution de 1 100 MW utilisée par le Distributeur.
- iii) Les pièces B-0040 à B-0047 du dossier R-3986-2016 présentent le suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur ainsi que le suivi de l'Entente globale cadre pour les années 2012 à 2015.

- iv) À la référence iv), le Distributeur présente le coût marginal (\$/MWh) des achats de puissance de court terme aux heures de forte pointe où le Programme (GDP Affaires) a été utilisé pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018.

(nous soulignons)

**Demandes :**

- 3.1** Veuillez indiquer si des suivis détaillés des activités d'achat et de vente du Distributeur pour une (ou des) années plus récente(s) que 2015 sont maintenant disponibles (confidentialité levée).

Dans l'affirmative, veuillez les déposer.

Dans la négative, veuillez indiquer quand ces suivis seront disponibles.

- 3.2** Veuillez indiquer pour quelle année plus récente que 2015 les suivis de l'Entente globale cadre seraient disponibles.

- 3.3** Veuillez confirmer l'exactitude des quantités de puissance achetées dans les marchés de court terme lors des journées de pointe des 22 et 23 janvier 2014 ainsi que les 8 janvier et 24 février 2015, telles qu'estimées par la FCEI à la référence ii) (paragraphe 150).

Sinon, veuillez soumettre les quantités de puissance achetées dans les marchés de court terme selon le Distributeur pour chacune de ces quatre journées.

- 3.4** Pour chacun des hivers 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018 distinctement, veuillez indiquer à combien d'occasion et pour un total de combien d'heures le programme « GDP Affaires » a été utilisé.

- 3.5** Veuillez indiquer précisément les quantités de puissance achetées par le Distributeur sur les marchés de court terme pour chacune des heures de forte pointe de l'hiver 2017-2018 où le Programme GDP Affaires a été utilisé.

- 3.6** L'ACEFO constate que le coût marginal des achats de puissance dans les marchés de court terme pendant les heures de « forte pointe » de l'hiver 2017-2018 (soit 246,56 \$/MWh selon le Tableau 12 de la référence iv)) est près de deux fois plus élevé que celui de l'hiver 2016-2017 (124,22 \$/MWh) et qu'il tire le coût marginal moyen des trois derniers hivers à la hausse de 45 % par rapport au coût marginal de l'hiver 2016-2017 ( $180,08 / 124,22 \text{ \$/MWh} = 1,449$ ).

Veuillez confirmer ce constat.

- 3.7** Veuillez présenter l'évaluation du Distributeur quant à la probabilité d'occurrence d'une période de froid aussi intense et prolongée que celle vécue à l'hiver 2017-2018.

- 3.8** En tenant compte de la réponse fournie à la question 3.7, veuillez justifier l'utilisation du coût marginal de 246,56 \$/MWh pour établir une moyenne (180,08 \$/MWh), basée sur trois hivers, servant à comparer les coûts du programme « GDP Affaires » aux coûts des achats en absence de programme « GDP Affaires » (Tableau 11 de B-0007).
- 3.9** Veuillez confirmer la compréhension de l'ACEFO à l'effet que, aux fins du calcul des coûts des achats sans programme de GDP, le scénario illustré par le Distributeur (Tableau 11 de B-0007) est basé sur de nouveaux approvisionnements de long terme de 500 MW à partir de 2021-2022 comportant une prime fixe de 117 \$/kW (110,28 \$/kW-an (\$ 2017) inflationné de 2%/an) et remplaçant totalement les achats de court terme qui auraient comporté, en 2020-2021, une prime fixe de 21 \$/kW.

### MISE À JOUR DU BILAN EN PUISSANCE

**Référence(s) :**

- i) R-3986-2016, B-0006, HQD-1 doc 1, page 19, Tableau 7.
- ii) R-4041-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 7 Tableau 1.
- iii) R-4041-2018, B-0010, HQD-1 doc 3, page 6 Tableau 1.

**Préambule(s) :**

Les Tableaux des références i), ii) et iii) présentent les bilans en puissance du Distributeur à l'horizon 2025-2026 déposés le 1<sup>er</sup> novembre 2016 (R-3986-2016), le 31 octobre 2017 (B-0004, provenant de l'État d'avancement 2017) et le 27 juin 2018 (B-0010, mise à jour).

Pour des fins de comparaison, l'ACEFO a préparé le tableau suivant.

en MW

	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>Besoins à la pointe incluant la réserve</b>								
01.11.2016	42 082	42 533	42 724	43 047	43 348	43 631	43 876	44 108
31.10.2017	41 818	42 426	42 783	43 250	43 658	44 011	44 350	44 700
27.06.2018	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
<b>Puissance additionnelle requise</b>								
01.11.2016	100	500	650	800	900	1 150	1 400	1 650
31.10.2017	0	200	500	850	1 100	1 250	1 600	1 900
27.06.2018	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

**Demandes :**

**4.1** Selon le bilan en puissance mis à jour du 27 juin 2018, les besoins à la pointe incluant la réserve pour l'hiver 2018-2019 sont revus à la hausse par rapport au bilan du 31.10.2017 (État d'avancement) mais la croissance des besoins à l'horizon 2025-2026 est revue à la baisse par rapport au bilan 31.10.2017.

Veillez expliquer.

**4.2** D'une année à l'autre, la croissance des besoins à la pointe est assez variable selon le bilan considéré.

Par exemple, entre l'hiver 2020-2021 et l'hiver 2021-2022, la croissance des besoins à la pointe est de 323 MW pour le bilan du 11.01.2016, alors qu'elle est de 467 MW pour le bilan du 31.10.2017 et qu'elle est de 500 MW dans la mise à jour du 27.06.2018.

Veillez expliquer en précisant les critères sur lesquels s'appuie cette prévision. Veillez également identifier les facteurs qui influencent différemment, pour une même année, la croissance des besoins à la pointe prévue dans l'un et l'autre des bilans.

**4.3** Veillez identifier les facteurs qui expliquent que l'augmentation de la puissance additionnelle requise entre les hivers 2021-2022 et 2022-2023 était de 250 MW dans le bilan du 31.10.2017 et n'est que de 150 MW dans la mise à jour du 27.06.2018.

**4.4** Veillez également expliquer pourquoi l'augmentation de la puissance additionnelle requise entre les hivers 2022-2023 et 2023-2024, qui était de 150 MW dans le bilan du 31.10.2017, est passée à 300 MW dans la mise à jour du 27.06.2018.

**4.5** De façon générale, selon la formule du Tableau 3 de l'État d'avancement du 31 octobre 2017, veuillez indiquer à quels usages en particulier sont associés les besoins en puissance dont la prévision aurait été reconsidérée à l'horizon 2025-2026 dans la mise à jour du 27 juin 2018.

## **STABILITÉ ET PRÉVISIBILITÉ DU PROGRAMME**

**Référence(s) :**

- i) R-4041, B-0004, HQD-1 doc 1, page 7, lignes 18-19 et page 8, ligne 1.
- ii) R-4041, B-0004, HQD-1 doc 1, page 8, lignes 21 à 24.
- iii) R-4041, B-0004, HQD-1 doc 1, page 14, lignes 6 à 8.

- iv) R-4041, B-0007, HQD-1 doc 2, Annexe A, Guide du participant, page 6.
- v) R-4041, B-0007, HQD-1 doc 2, Annexe B, Rapport du projet pilote, 6 juillet 2016, 6<sup>e</sup> acétate (non paginé).

**Préambule(s) :**

- 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 (...) »*
- ii) « (...) *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. »*
- iii) « *Ni ces derniers (les clients), ni les partenaires techniques ne consentiraient à un tel effort s'ils n'étaient pas convaincus de la stabilité du Programme et de l'appui financier pour une durée significative. »*
- iv) « *Hydro-Québec se réserve les droits suivants :*
  - a) *modifier le Programme sans préavis;*
  - b) *mettre fin au Programme 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;*(...) »
- v) « *Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP. »*  
(nous soulignons)

**Demandes :**

- 5.1** Veuillez réconcilier les affirmations faites par le Distributeur aux références i), ii) et iii) concernant l'importance de la stabilité et de la prévisibilité des modalités et de l'appui financier du Programme avec les droits que se réserve Hydro-Québec (référence iv)) et la récupération très complète de l'investissement dès le premier hiver de participation au Programme dans 80 % des cas.
- 5.2** L'ACEFO a plutôt l'impression que l'appui financier offert dans le cadre du Programme, de même que l'assurance d'obtenir un montant d'Appui financier minimal (MAMF) couvrent totalement, dans la grande majorité des cas, les risques associés à l'investissement des participants au Programme. Veuillez commenter.

## IMPACTS DU PROGRAMME SUR LES BILANS EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE

### Référence(s) :

- i) R-4041-2018, B-0007, HQD-1 doc 2, page 12, lignes 5 à 8.
- ii) R-4041-2018, B-0010, HQD-1 doc 3, page 6, lignes 13 à 15.

### Préambule(s) :

- i) *« Dans les faits, une partie des clients vont soit faire du préchauffage avant l'évènement de GDP, soit reprendre leur production dans les heures qui suivent, auxquels cas le Distributeur n'encourrait aucune perte de revenus. »*
- ii) *« (...) le Distributeur estime que la part de la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de 50 %. »*

### Demandes :

- 6.1** Veuillez indiquer comment le Distributeur a estimé cette proportion de 50 % mentionnée à la référence ii).
- 6.2** En supposant que l'hypothèse mise de l'avant à la référence ii) soit valide, veuillez indiquer comment se répartirait, selon le Distributeur, les 50 % de réduction restants entre :
- un déplacement (d'une partie) de la consommation hors pointe;
  - une optimisation de l'efficacité des équipements;
  - une amélioration de la performance thermique des bâtiments;
  - autres.
- 6.3** Selon les hypothèses mises de l'avant par le Distributeur, environ 50 % de la réduction de puissance à la pointe serait obtenue par une substitution de la consommation d'électricité au profit d'autres sources d'énergie.
- Veuillez estimer les pertes de revenus correspondant à 50 % de la puissance réduite par tranche de 100 MW pour une durée de 100 heures.
- Veuillez comparer le résultat de cette estimation avec les pertes de revenus indiquées au Tableau 9, page 12, de la pièce HQD-1 doc 2 (B-0007).



- 6.4** Toujours selon l'hypothèse de la référence ii) et en tenant compte de la répartition prévue des 50 % restants (réponse 6.2), veuillez estimer distinctement les impacts du Programme sur le bilan en puissance et sur le bilan en énergie du Distributeur.

### **CHARGES DE COMMERCIALISATION ET D'EXPLOITATION**

**Référence(s) :**

- i) R-4041-2018, B-0007, HQD-1 doc 2, page 12, Tableau 9.

**Préambule(s) :**

- i) À la référence i), ligne (4) du Tableau, le Distributeur présente les charges de commercialisation et d'exploitation du Programme pour les années 2018-2019 à 2025-2026.

**Demandes :**

- 7.1** Veuillez expliquer comment ces prévisions de charges ont été établies.
- 7.2** Veuillez présenter la ventilation des charges prévues, selon qu'il s'agit de charges de commercialisation ou de charges d'exploitation, avec le meilleur niveau de détail disponible.

### **VENTILATION DES PROJETS**

**Référence(s) :**

- i) R-4041-2018, B-0007, HQD-1 doc 2, page 8, Tableaux 1 et 2.

**Préambule(s) :**

- i) À la référence i), le Distributeur présente la ventilation des projets par type de clients (Tableau 1) et la ventilation des abonnements par tarif (Tableau 2)  
Ces tableaux permettent d'observer que, pour l'hiver 2017-2018, un total de 404 projets, regroupant 2 057 abonnements, ont généré des réductions de puissances totales de 287 MW.

**Demandes :**

- 8.1** Veuillez présenter la ventilation des 404 projets de l'hiver 20127-2018 selon qu'il s'agit de projets menés par un client individuel (option 1a)), par un partenaire (option 1b)) ou par un agrégateur (option 2).
- 8.2** Dans le cas des projets menés par un partenaire ou un agrégateur, pour chaque projet comptant plus d'un abonnement, veuillez déposer un sommaire du nombre d'abonnements regroupés par projet.
- 8.3** Veuillez indiquer le nombre de MW associé à chaque projet mené par un partenaire ou un agrégateur et regroupant plusieurs abonnements.

**MODE DE PARTICIPATION**

**Référence(s) :**

- i) R-4041-2018, B-0007, HQD-1 doc 2, Annexe A, Guide du Participant, page 9, section 1.2.3.

**Préambule(s) :**

- i) À la référence i), le Distributeur présente les modes de participation qui s'offrent à un participant pour soumettre un projet.
- L'option 1b) concerne la participation par l'entremise d'un Partenaire, c'est-à-dire une entreprise qui représente un client.
- L'option 2 concerne la participation par l'entremise d'un Agrégateur, c'est-à-dire une entreprise qui regroupe les projets de GDP de plusieurs clients pour soumettre un Projet intégré à Hydro-Québec.

**Demandes :**

- 9.1** Nous comprenons que, dans le cas de l'option 1b), un Partenaire représente un seul client mais que ce client peut avoir plusieurs abonnements regroupés dans un même projet.
- Veuillez confirmer et/ou apporter des explications additionnelles.

- 9.2** Dans le cas de l'option 1b), comme Hydro-Québec verse l'Appui financier au Client, nous comprenons que le Partenaire est rémunéré, le cas échéant, par le Client.  
Veuillez confirmer. Dans la négative, veuillez préciser.
- 9.3** Veuillez indiquer s'il existe des cas où un Partenaire recevrait des montants d'Hydro-Québec, qu'il s'agisse d'appui financier destiné à un Client ou de montant versé à tout autre titre en vertu du Programme.  
Dans l'affirmative, veuillez préciser chacun des cas pouvant se produire et les modalités prévues.
- 9.4** Dans le cas de l'option 2, il est prévu que Hydro-Québec verse l'Appui financier directement à l'Agrégateur.  
Veuillez indiquer si Hydro-Québec prévoit faire un suivi du traitement de l'Appui financier versé à un Agrégateur et de sa répartition entre les projets, clients, regroupés au sein de chaque projet intégré.
- 9.5** Dans le cas d'un projet intégré mené par un Agrégateur, s'il y a défaut de respecter les modalités de participation au Programme pour un ou plusieurs des projets regroupés résultant en une diminution de l'Appui financier versé, la responsabilité de répartir adéquatement les montants d'Appui financier entre ses projets, clients, incombe-t-elle à l'Agrégateur ?
- 9.6** En vertu du Programme, existe-t-il une limite du nombre de projets intégrés que peut présenter un même Agrégateur ?
- 9.7** En vertu du Programme, existe-t-il une limite du nombre de projets, nombre de clients qu'un Agrégateur peut regrouper au sein d'un projet intégré ?
- 9.8** En vertu du Programme, existe-t-il une limite en MW de la réduction de puissance qui peut relever d'un même Agrégateur par projet intégré et au total de ses projets intégrés ?
- 9.9** Étant donné que la Puissance admissible en vertu du Programme est calculée après la Période d'hiver pour chaque compteur (section 2.2), dans le cas d'un Projet regroupant plusieurs compteurs ou mené par un Agrégateur, Hydro-Québec communique-t-elle la Puissance admissible de chaque compteur au Partenaire, ou à l'Agrégateur ?  
Veuillez expliquer la procédure suivie.

## **MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMAL (MAFM)**

### **Référence(s) :**

- i) R-4041-2018, B-0007, HQD-1 doc 2, Annexe A, Guide du Participant, page 9, section 1.2.5.
- ii) R-4041-2018, B-0007, HQD-1 doc 2, Annexe A, Guide du Participant, page 9, section 2.1.1.

### **Préambule(s) :**

- i) La section 1.2.5 indique la possibilité de non versement de l'Appui financier dans le cas d'un Participant qui ne contribuerait pas à réduire la demande de puissance malgré la réception de deux Avis de GDP ou plus.
- ii) La section 2.2.1 présente le mode de calcul du montant d'Appui financier minimal (MAFM) dans le cas où aucun Avis de GDP n'est transmis pendant une Période d'hiver.

### **Demandes :**

**10.1** Le montant d'Appui financier minimal (MAFM) peut-il être considéré comme un minimum auquel un Participant aurait droit dans d'autres circonstances ?

Si oui, lesquelles ?