

## **Régie de l'énergie**

### **Dossier R-4041-2018**

Demande du Distributeur relative au Programme GDP Affaires

### **Rapport d'analyse de l'ACEF de l'Outaouais (ACEFO)**

rédigé par

Jean-François Blain, analyste externe

Le 20 août 2018

## Table des Matières

Révision du bilan en puissance .....	3
Examen de la rentabilité du Programme .....	4
Moyens d'approvisionnements prévus .....	4
Pertes de revenus .....	5
Coûts évités de transport et distribution .....	6
Prime variable des achats de court terme .....	8
Achats de court terme et A/O de long terme .....	10
Appui financier .....	11
Modalités de participation au Programme .....	12
Statut juridique du Programme .....	13
Annexe A .....	14
Utilisation et coûts des moyens de gestion	
Annexe B .....	19
Tableaux révisés / TNT et comparaison des coûts des achats d'électricité et des coûts du Programme	

## Révision du bilan en puissance

Le bilan en puissance révisé du 27.06.2018 comporte divers ajustements qui, au total, ont pour effet de devancer les besoins en puissance additionnelle sur l'horizon prévisionnel par rapport à l'État d'avancement du 31.10.2017.

La prévision des **besoins à la pointe incluant la réserve** a été revue à la hausse :

en MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>A)</b> 31.10.2017	41 818	42 426	42 783	43 250	43 658	44 011	44 350	44 700
<b>B)</b> 27.06.2018	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Variation <b>B-A</b>	271	170	82	115	54	11	(25)	(72)

Cette révision de la prévision des besoins s'est répercutée directement sur les **approvisionnements additionnels requis** (au-delà de l'électricité patrimoniale) :

en MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>A)</b> 31.10.2017	4 376	4 984	5 341	5 808	6 216	6 569	6 908	7 258
<b>B)</b> 27.06.2018	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
Variation <b>B-A</b>	271	170	82	115	54	11	(25)	(72)

L'ACEFO a pris connaissance des explications additionnelles fournies par HQD en réponse à la demande d'engagement No 3 (B-0031, HQD-3 doc 3) concernant les questions 4.1 à 4.5 de la DDR No 1 de l'ACEFO (B-0016, HQD-2 doc 2). L'ACEFO convient que la combinaison de divers facteurs exerce, d'une année à l'autre, des pressions à la hausse ou à la baisse sur le bilan en puissance et en énergie et que leurs effets peuvent occasionner des variations d'une amplitude inégale.

L'ACEFO n'a donc pas l'intention d'ouvrir un débat sur l'exactitude de l'un ou l'autre des ajustements apportés à la prévision des besoins en puissance mise à jour dans le cadre du présent dossier.

La démonstration de rentabilité du Programme GDP Affaires doit cependant reposer sur des hypothèses appropriées et supportées par les faits. L'ACEFO conteste plusieurs des hypothèses retenues par le Distributeur au soutien de sa démonstration.

## Examen de la rentabilité du Programme GDP Affaires

Au terme de son examen de la demande, l'ACEFO en vient à la conclusion que 5 des hypothèses retenues par le Distributeur dans le cadre de l'évaluation de rentabilité du Programme GDP Affaires doivent être reconsidérés et corrigées, à savoir :

- le nombre de *MW* à *acquérir pour équilibrer le bilan* qui est utilisé par le Distributeur pour établir les coûts des achats en absence du Programme GDP Affaires et les comparer aux coûts totaux du Programme;
- la valeur des pertes de revenus associées au Programme;
- la valeur des coûts évités de Transport et Distribution;
- la valeur de la prime variable des achats de court terme;
- l'hypothèse à l'effet que l'ensemble des achats de court terme seraient remplacés, à compter de 2021-2022, par des approvisionnements en puissance provenant d'un appel d'offres de long terme.

### Moyens d'approvisionnements prévus

Dans la mise à jour du bilan en puissance déposé le 27.06.2018, seuls quelques ajustements ont été apportés aux moyens d'approvisionnement prévus par rapport à l'État d'avancement du 31.10.2017 dont :

- un devancement d'un an des quantités de puissance rappelées à compter de 2021-2022 en vertu du contrat HQP- Base et cyclable;
- quelques ajustements très mineurs des quantités de puissance attendues des approvisionnements post-patrimoniaux (autres contrats de long terme);
- une révision à la baisse de la réduction des besoins attendue des interventions en GDP.

Il est à noter qu'en plus de réviser à la baisse la réduction des besoins en puissance attendue du Programme GDP Affaires, le Distributeur a également revu à la baisse les réductions de besoins attendues de la GDP résidentielle et des Bâtiments d'Hydro-Québec. Le Tableau suivant illustre ces écarts entre les prévisions de l'État d'avancement du 31.10.2017 et la mise à jour déposée le 27.06.2018.

### Interventions en gestion de la demande en puissance

en MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>A) 31.10.2017</b>	440	500	520	540	560	580	600	620
dont GDP Affaires	350	410	430	450	470	490	510	530
et Autres <sup>1</sup>	90	90	90	90	90	90	90	90
<b>B) 27.06.2018</b>	320	390	420	470	500	510	530	540
dont GDP Affaires <sup>2</sup>	315	360	370	380	415	425	445	455
et Autres	5	30	50	90	85	85	85	85
Variation <b>B-A</b>	(120)	(110)	(100)	(70)	(60)	(70)	(70)	(80)

En ce qui concerne les valeurs retenues en réponse à question 2.2 de la DDR No 1 de la Régie<sup>3</sup> pour établir les coûts d'achats d'électricité sans programme de GDP et les comparer aux coûts totaux du Programme GDP Affaires, l'ACEFO constate une erreur qui résulte en une surestimation des coûts des achats requis en absence du Programme GDP Affaires. En effet, à la ligne intitulée *MW à acquérir pour équilibrer le bilan*, le Distributeur a retenu les réductions de puissance attribuées à l'ensemble des interventions en GDP (incluant celles attendues de la GDP résidentielle et des bâtiments de HQ) et a calculé les coûts des achats qui seraient requis pour s'y substituer plutôt que les coûts correspondant aux MW associés au seul Programme GDP Affaires.

Il s'agit d'un premier élément que l'ACEFO conteste - et désire corriger – dans l'examen de la rentabilité du Programme par rapport aux options de recharge.

### Pertes de revenus résultant du Programme

Selon la preuve au dossier, la réduction des besoins en puissance reliée au Programme proviendra de la substitution d'énergie, d'un déplacement des périodes de chauffage (plutôt que d'une réduction) et d'un déplacement des périodes de production reliées à des activités industrielles.

Ainsi, dans son complément de preuve additionnel déposé le 27 juin<sup>4</sup>, « *le Distributeur estime que la part de la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de 50 %.* »

<sup>1</sup> Autres : inclut bâtiment HQ et GDP résidentielle

<sup>2</sup> Les réductions de besoins attendues du GDP Affaires (révisées à la baisse) ont été précisées en réponse à la DDR No 1 de la Régie, B-0015, HQD2-doc 1, page 8, réponse 2.1.

<sup>3</sup> B-0015, HQD-2 doc 1, p. 10, Tableau R-2.2-C.

<sup>4</sup> B-0010, HQD-1 doc 3, p. 6, lignes 13 à 15.

Cette affirmation est confirmée en réponse aux questions 6.1 et 6.2 de la DDR No 1 de l'ACEFO<sup>5</sup>. En réponse à la question 2.2.1 de la DDR No 1 du GRAME<sup>6</sup>, le Distributeur indique qu'il estime « *qu'environ la moitié de la baisse ne provenant pas de la substitution d'énergie est attribuable à une baisse de l'usage du chauffage. (et que) L'autre moitié provient du déplacement d'activités de production industrielles.* »

En réponse à la question suivante (2.2.2) du GRAME qui lui demandait d'estimer la part de cette réduction de puissance qui serait compensée par un préchauffage du bâtiment, le Distributeur précise :

*« Considérant que les clients veulent éviter tout impact sur le confort des occupants, cette réduction de puissance est vraisemblablement effectuée essentiellement par un préchauffage du bâtiment. »*

L'ACEFO constate donc que 50 % de la réduction de puissance serait obtenue au moyen d'énergies de substitution (impliquant des pertes de revenus) et que l'autre 50 % de la réduction de puissance n'impliquerait pas de pertes de revenus puisqu'elle proviendrait, à parts égales, d'un préchauffage des bâtiments (25 %) et d'un déplacement des activités de production industrielles.

D'ailleurs, en réponse à la question 6.3 de la DDR No 1 de l'ACEFO, le Distributeur conclut que « *En posant l'hypothèse que la moitié des clients procèdent à un déplacement de leur charge, la perte de revenus indiquée au tableau 9<sup>7</sup> serait réduite de moitié.* » (nous soulignons)

**Les coûts du Programme devraient donc être ajustés à la baisse pour refléter 50 % de pertes de revenus** (plutôt que les 100 % mis en preuve).

### **Coûts évités de transport et distribution**

Si 50 % de la réduction de puissance associée au Programme provient d'un déplacement de la consommation associée au chauffage des bâtiments (préchauffage) ou d'activités de production industrielles, l'ACEFO en déduit que seulement 50 % des coûts évités de transport et de distribution se concrétiseront (ceux associés à la substitution d'énergie) puisque le reste ne sera que déplacé de quelques heures, de la pointe critique à une autre heure d'une journée de pointe pendant laquelle la charge du réseau peut notamment être tout aussi élevée, sinon davantage.

---

<sup>5</sup> B-0016, HQD-2 doc 2, p. 13 et 14.

<sup>6</sup> B-0021, p. 5 et 6.

<sup>7</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p. 12.

En réponse aux questions 4.7 et 4.9 de la DDR No 1 de la Régie<sup>8</sup>, le Distributeur reconnaît d'ailleurs que les interruptions réclamées dans le cadre des options d'électricité interruptible et du Programme GDP Affaires « ne peuvent pas spécifiquement correspondre aux 30 heures les plus chargées de l'année » (et que) « Puisque les deux programmes présentent des interruptions par blocs (de 3 à 5 heures en continu), certaines heures peuvent se trouver à l'extérieur des heures les plus chargées du réseau. »  
(nous soulignons)

À la question 4.9.1 de sa DDR No 1, la Régie demandait au Distributeur d'indiquer si les coûts présentés au tableau 12<sup>9</sup> correspondent respectivement aux 16, 9 et 25 premières heures de plus forte demande sur le réseau électrique des trois derniers hivers. HQD a répondu :

*« Non, les heures utilisées dépendent des moyens à la disposition du Distributeur. Le Programme est utilisé en complémentarité avec les autres moyens du portefeuille. (...) dépendamment de la pointe prévue et des déficits anticipés, le Distributeur peut ne pas appeler l'ensemble de ses moyens de gestion en puissance. »*  
(nous soulignons)

Par ailleurs, l'examen des achats de court terme et autres moyens de gestion déployés d'heure en heure pour le mois de janvier 2018<sup>10</sup> démontre que plusieurs périodes de très forte demande ont nécessité le déploiement d'importants moyens de gestion en puissance en dehors des périodes d'utilisation du Programme GDP Affaires des 5, 15 et 26 janvier, notamment :

- lors des 18<sup>e</sup> et 19<sup>e</sup> heures du 6 janvier (jusqu'à 2 650 MWh);
- de la 7<sup>e</sup> à la 10<sup>e</sup> heure du 7 janvier (de 2 650 à 3 350 MWh);
- lors de la 9<sup>e</sup> ainsi que des 18<sup>e</sup> à 21<sup>e</sup> heures du 14 janvier (de 2 754 à 3 928 MWh);
- de la 7<sup>e</sup> à la 10<sup>e</sup> ainsi que de la 17<sup>e</sup> à la 20<sup>e</sup> heures du 16 janvier (de 2 636 à 3 443 MWh);
- de la 7<sup>e</sup> à la 9<sup>e</sup> heures le 25 janvier (2 375 MWh);
- la 8<sup>e</sup> heure ainsi que de la 18<sup>e</sup> à la 20<sup>e</sup> heures du 30 janvier (de 2 455 à 2 855 MWh);
- de la 7<sup>e</sup> à la 9<sup>e</sup> heures ainsi que de la 17<sup>e</sup> à la 21<sup>e</sup> heures du 31 janvier (de 2 394 à 4 144 MWh).

Il en ressort que les besoins de puissance à la pointe les plus élevés au cours du mois de janvier 2018 se sont produits en dehors des périodes d'utilisation du Programme GDP Affaires et ont excédé largement, à 4 reprises (les 7, 14, 16 et 31 janvier), le plus haut niveau de moyens de gestion en puissance déployé lors d'une période d'utilisation du Programme (3 244 MWh le 15 janvier AM).

---

<sup>8</sup> B-0015, HQD-2 doc 1, p. 19 et 20.

<sup>9</sup> B-0007, HQD-1 doc 1, p. 15.

<sup>10</sup> B-0033, HQD-3 doc 5, Réponse à l'engagement No 5, Annexe A.

**Il n'y a donc pas lieu de reconnaître les coûts évités de transport et de distribution pour plus de 50 % de la réduction résultant du Programme** (la part associée à la substitution d'énergie) puisque, d'une part, l'autre moitié de la réduction de puissance ne sera que déplacée tout juste en dehors du bloc d'heures correspondant à une interruption et que, d'autre part, la pointe critique de la demande en puissance peut tout autant survenir en dehors des périodes d'interruption en vertu du Programme, tel que démontré.

### **Valeur de la prime variable des achats de court terme**

Pour établir la valeur de la prime variable des achats de court terme, le Distributeur utilise le coût moyen des achats sur le marché de la Nouvelle-Angleterre aux heures de forte pointe où le Programme a été utilisé au cours des trois derniers hivers (2015-2016 à 2017-2018) auquel il ajoute les frais de transport et les coûts d'achat de crédits liés au SPEDE<sup>11</sup>.

Ce coût moyen / MWh est fortement tiré à la hausse par la valeur très élevée qui prévalait à l'hiver 2017-2018 (246,56 \$) en comparaison de celle des deux hivers précédents, 111,76 \$ (en 2015-2016) et 124,22 \$ (en 2016-2017) respectivement. Le coût moyen qui résulte de ce calcul, soit 180,08 \$/MWh, est ensuite indexé de 2%/an et utilisé pour déterminer le coût total associé à la prime variable des achats de court terme qui seraient requis pour équilibrer le bilan en absence de Programme<sup>12</sup>. Le coût unitaire passe donc de 18,01 ¢/kWh en 2018-2019 à 18,37 ¢ /kWh en 2019-2020, puis à 18,74 ¢ /kWh en 2020-2021, etc.

L'ACEFO a voulu vérifier si ce coût moyen, tel que calculé par HQD, est représentatif de la valeur moyenne des achats de court terme que le Distributeur effectuerait en absence de Programme pendant les périodes d'utilisation du Programme GDP Affaires<sup>13</sup>. En réponse aux questions de l'ACEFO, le Distributeur l'a notamment renvoyée à la réponse 4.10 de la DDR No 1 de la Régie<sup>14</sup> qui cherchait à valider la représentativité de ce coût moyen.

L'ACEFO note que le Distributeur n'a pas démontré la représentativité de ce coût moyen aux fins d'établir la valeur de la prime variable des achats de court terme qui seraient effectués en absence du Programme. De plus, en réponse à la question 4.9.2 de la Régie (B-0015), le Distributeur indique :

« Quant au marché de la Nouvelle-Angleterre, le Distributeur n'y a jamais acheté de puissance puisque cette dernière ne pourrait pas être acheminée. Pour les achats d'énergie, les importations au moyen des interconnexions de la Nouvelle-Angleterre consistent à compenser des exportations vers ce réseau. En effet, en hiver, la configuration du réseau de transport ne permet pas d'importations via ce marché. »  
(nous soulignons)

<sup>11</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p. 15, lignes 6 à 9 et Tableau 12.

<sup>12</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p. 14, Tableau 11 ainsi que B-0016, HQD-2 doc 1, p. 10, Tableau R-2.2-C.

<sup>13</sup> B-0016, HQD-2 doc 2, p. 8 et 9, réponses aux questions 3.5, 3.6 et 3.8.

<sup>14</sup> B-0015, HQD-2 doc 1, p.21.



L'ACEFO constate que non seulement le coût moyen des achats sur le marché de la Nouvelle-Angleterre n'est pas représentatif du coût du portefeuille de moyens d'approvisionnements en puissance du Distributeur mais que ces achats (sur le marché de la Nouvelle-Angleterre) ne peuvent pas constituer un tel moyen.

L'ACEFO a par ailleurs examiné de façon détaillée les données fournies par le distributeur en réponse à la demande d'engagement No 5. Les annexes A et B de cette réponse<sup>15</sup> présentent respectivement (A) la somme des achats de court terme et autres moyens de gestion auxquels a eu recours le Distributeur, d'heure en heure, pendant le mois de janvier 2018 de même que (B) le suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur pendant ce même mois.

Bien que la présentation des informations fournies limite l'interprétation qu'on peut en faire – notamment parce que les moyens de gestion en puissance sont présentés de façon globale, sans ventilation, et exprimés en MWh utilisés plutôt qu'en puissance contractée, cet examen effectué par l'ACEFO a permis d'établir, pour chacune des journées du mois de janvier 2018 (5, 15 et 26 janvier) où le Programme GDP Affaires a été utilisé :

- le nombre total de MWh utilisés / jour provenant de transactions bilatérales ou par bourse;
  - la valeur totale quotidienne des MWh utilisés;
  - la valeur quotidienne moyenne des MWh utilisés;
  - la valeur horaire moyenne estimée de la puissance utilisée provenant de ces transactions ;
- ainsi que, pour chacune des heures d'utilisation du Programme GDP Affaires :
- la répartition de l'utilisation moyenne des moyens de gestion (en MW) selon qu'il s'agit d'achats de court terme, de réduction de puissance liée au Programme ou d'autres moyens (option d'électricité interruptible).

L'examen de ces données, présenté à l'Annexe A du présent rapport, permet de constater que la valeur des achats de court terme effectués par le Distributeur pendant les journées d'utilisation du Programme en janvier 2018 a fluctué dans des proportions importantes selon les transactions, d'un minimum de 28,46 \$CAN/MWh (26 janvier) à un maximum de 233,61 \$CAN/MWh (15 janvier), les deux montants les plus élevés correspondant à des achats (sans transfert réel de puissance) effectués sur la bourse NE ISO.

Pour les journées d'utilisation du Programme, le coût moyen des achats de court terme a été de 120,33 \$CAN/MWh le 5 janvier, de 126,99 \$CAN/MWh le 15 janvier (excluant deux transactions sur la bourse NE ISO) et de 39,10 \$CAN/MWh le 26 janvier.

---

<sup>15</sup> B-0033, HQD-3 doc 5, p. 5 à 25.

Cela amène l'ACEFO à conclure qu'un coût moyen d'environ 125 \$CAN/MWh pour l'hiver 2017-2018 serait représentatif de la valeur de la prime variable des achats de court terme qui auraient été effectués en absence de Programme GDP Affaires. Cette hypothèse sera retenue pour réviser le calcul menant à la comparaison des coûts des achats d'électricité (en absence de Programme) aux coûts du programme.

### **Substitution des achats de court terme par un appel d'offres de long terme à compter de 2020-2021**

D'abord, l'ACEFO considère que le scénario de référence utilisé par le Distributeur, basé sur le coût évité de fourniture de long terme, pour le calcul du TNT<sup>16</sup> ne devrait pas être retenu par la Régie. Le coût évité de fourniture de long terme ne constitue pas une valeur de comparaison appropriée puisque les réductions de puissance attendues du Programme n'offrent pas la garantie ferme de disponibilité en puissance d'un A/O de long terme et ne sont rendues disponibles, sous réserve du niveau de participation des clients, que pour un nombre d'heures très limité.

D'autre part, l'ACEFO constate que, dans le deuxième scénario auquel le TNT est appliqué (utilisant le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023)<sup>17</sup>, le Distributeur remplace en totalité à compter de 2023-2024 les achats de court terme par des approvisionnements de long terme, le coût unitaire de la prime fixe passant de 22 à 122 \$/kW. Dans le cas du calcul du coût des achats d'électricité en absence de Programme de GDP, le Distributeur applique cette hypothèse (de substitution complète des achats de court terme) dès 2020-2021<sup>18</sup>.

L'ACEFO considère que la nécessité de remplacer en totalité les achats de court terme par des approvisionnements de long terme n'a pas été démontrée. Quelle que soit l'échéance à partir de laquelle il s'avérera nécessaire de lancer un appel d'offres de long terme, il n'est aucunement exclu qu'une combinaison d'achats de court terme et de nouveaux approvisionnements de long terme puisse constituer l'option la plus économique et la plus souhaitable pour satisfaire les besoins additionnels en puissance du Distributeur.

**L'ACEFO recommande à la Régie de ne pas retenir cette hypothèse du Distributeur (d'une substitution complète des achats de court terme) pour l'un ou l'autre des calculs soumis en preuve (TNT avec coût évité de court terme jusqu'en 2023-2024 ou coûts des achats d'électricité en absence de GDP). L'ACEFO retient plutôt une hypothèse comportant une combinaison d'achats de court terme et d'approvisionnements de long terme comme scénario le plus vraisemblable pour l'analyse de rentabilité.**

L'ACEFO présente à l'annexe B du présent rapport les Tableaux R-2.2-B et R-2.2-C révisés intégrant les hypothèses suivantes :

---

<sup>16</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p.12, Tableau 9 ainsi que B-0015, HQD-2 doc 1, Tableau R-2.2-A.

<sup>17</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p. 13, Tableau 10 ainsi que B-0015, HQD-2 doc 1, Tableau R-2.2-B.

<sup>18</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p. 14, Tableau 11 ainsi que B-0015, HQD-2 doc 1, Tableau R-2.2-C.

- correction des MW à acquérir pour équilibrer le bilan pour refléter uniquement les réductions de puissance attendues du Programme GDP Affaires;
- pertes de revenus du Distributeur associées au Programme réduites de moitié;
- coûts évités de transport et de distribution réduits de moitié;
- prime variable des achats de court terme établie à 125 \$/MWh en 2017-2018, majorée de 2%/an par la suite;
- hypothèse d'un maintien des achats de court terme après 2021-2022 et de l'introduction progressive d'approvisionnements de long terme additionnels.

En appliquant les hypothèses retenues par l'ACEFO, les coûts totaux du Programme dépasseraient les coûts d'achats d'électricité requis pour les MW à acquérir en absence du Programme. Sur la base des mêmes hypothèses, le TNT est défavorable au Programme sur l'ensemble de l'horizon 2018-2019 à 2025-2026 et pour chacune des années jusqu'en 2022-2023 inclusivement.

### **Appui financier**

Il n'est pas démontré que le niveau de l'appui financier proposé, 70 \$ /kW, est justifié ni par rapport aux coûts d'acquisition des autres moyens de gestion en puissance, ni par rapport à l'offre bonifiée de l'option d'électricité interruptible (de 13 \$ à 40 \$ /kW en fonction du nombre d'heures, jusqu'à un maximum de 100 heures), ni par rapport au crédit de 50 \$ /kW (ou au tarif de pointe critique) que le Distributeur propose pour les clients résidentiels dans le dossier tarifaire R-4057-2018.

D'autre part, une majorité des participants actuels du Programme GDP Affaires sont représentés par des Partenaires ou regroupés dans des projets intégrés menés par des Agrégateurs. En effet, au moins 450 compteurs sont regroupés dans les 33 projets intégrés menés par des Agrégateurs<sup>19</sup> et une portion indéterminée des 371 clients participant au Programme en vertu de l'option 1 sont représentés par des Partenaires<sup>20</sup>. L'ACEFO en conclut qu'une majorité de clients participants acceptent de toucher un appui financier moindre que 70 \$/kW pour participer au Programme puisqu'un Partenaire ou un Agrégateur agit à titre d'intermédiaire entre le participant et Hydro-Québec.

En considération de l'ensemble de ces facteurs, si la Régie devait approuver le Programme GDP Affaires, **l'ACEFO recommande de fixer le niveau maximum de l'appui financier à 50 \$ /kW avec une structure décroissante selon le nombre d'heures d'interruption pour un maximum de 100 heures par hiver et un prix plancher correspondant au niveau de la prime fixe des achats de court terme, soit 20 \$/kW en 2017-2018, majoré de 2 % par année.**

<sup>19</sup> B-0030, HQD-3 doc 2, réponse à l'engagement No 2, p.4.

<sup>20</sup> B-0016, HQD-2 doc 2, p. 17, Tableau R-8.1.

## Modalités de participation au Programme

Si la Régie devait approuver le Programme GDP Affaires, l'ACEFO soumet également qu'elle devrait déterminer des modalités de participation précises applicables à tous les intermédiaires, Partenaires et Agrégateurs, agissant au nom d'un ou de plusieurs participants.

L'ACEFO réitère ses observations déjà soumises lors des contestations des réponses aux demandes de renseignements.

Les réponses aux questions 9.4 et 9.5 de l'ACEFO indiquent que des responsabilités importantes sont déléguées aux agrégateurs en vertu du Programme, notamment la réception des appuis financiers pour l'ensemble des clients regroupés dans un projet intégré et la répartition de ces sommes de même que les arbitrages et ajustements requis en cas de défaut d'une (ou de) client(s). Elles indiquent aussi que HQD n'effectue aucun suivi de l'administration de ces sommes par un agrégateur. L'ACEFO s'interroge sur l'absence d'encadrement de l'administration de ces montants faite par les agrégateurs et sur l'incidence de litiges éventuels sur la fiabilité et la notoriété du Programme.

Face aux questions soulevées par cette délégation de responsabilité à des intermédiaires (les agrégateurs,) l'ACEFO s'interroge sur la nature de l'encadrement qui devrait être mis en place, d'autant plus que les réponses aux questions 9.6, 9.7 et 9.8 de l'ACEFO indiquent qu'il n'existe aucune limite en vertu du Programme au nombre de clients (compteurs) qu'un agrégateur peut réunir dans un même projet intégré, ni au nombre de projets intégrés que pourrait mener un même intégrateur, pas plus qu'au nombre maximum de MW par projet intégré ou pour l'ensemble des projets intégrés menés par un même intégrateur.

D'autre part, les données sommaires présentées aux Tableaux R-8.1 et R-8.2 des réponses aux DDR No 1 de l'ACEFO laissent entrevoir que les clients ayant un potentiel de réduction de puissance important préfèrent participer directement au Programme sur une base individuelle (ou par l'entremise d'un partenaire) alors que les 33 projets intégrés menés par des agrégateurs présentent des réductions de puissance / compteur beaucoup plus modestes en général, la valeur moyenne de réduction de puissance / compteur diminuant en proportion inverse du nombre de compteurs regroupés.

En conclusion, dans l'éventualité d'une approbation du Programme GDP Affaires, **l'ACEFO recommande à la Régie :**

- d'ordonner l'inclusion dans les modalités de participation au Programme des exigences applicables à un intermédiaire, qu'il s'agisse d'un partenaire ou d'un Agrégateur, à savoir :
  - le statut juridique des personnes autorisées à agir à titre d'intermédiaire;
  - les qualifications professionnelles dont ces personnes doivent faire la démonstration;
  - les garanties financières qu'elles sont appelées à fournir, le cas échéant.

- en ce qui concerne le rôle des agrégateurs, de déterminer :
  - le nombre de projets intégrés qu'un même Agrégateur peut mener;
  - la nature des suivis de la disposition des appuis financiers versés qu'un Agrégateur doit effectuer et être en mesure de fournir;
  - la nature des garanties de protection de la confidentialité des renseignements relatifs à la consommation des clients qu'un Agrégateur doit s'engager à offrir et à respecter.

## **Statut juridique du Programme GDP Affaires**

**L'ACEFO soumet** qu'il ressort clairement de la preuve que le Programme GDP Affaires n'est pas un programme d'efficacité énergétique puisqu'il n'occasionne pas d'économies d'énergie.

**Il s'agit d'un Programme de gestion de la demande en puissance** et l'appui financier versé aux participants est calculé en fonction de la réduction de la demande en puissance réalisée par le client lors des périodes d'utilisation du Programme.

La preuve démontre que les réductions des besoins en puissance associés au Programme proviennent d'un déplacement vers d'autres sources d'énergie (substitution) ou d'un déplacement de la consommation dans le temps, hors du bloc d'heures d'utilisation du Programme, lorsqu'il s'agit de préchauffage d'un bâtiment ou de déplacement des activités de production industrielle.

L'utilisation du Programme donne lieu à un déplacement des besoins en puissance vers d'autres heures d'usage et/ou vers d'autres sources d'énergie.

L'ACEFO soumettra des recommandations additionnelles lors de son argumentation en ce qui concerne le traitement réglementaire approprié des coûts du Programme compte tenu de sa nature juridique, des objectifs qu'il poursuit et en considérant la nature des autres moyens de gestion en puissance auxquels le Distributeur peut recourir pour satisfaire les mêmes besoins.

## Annexe A

## 5 janvier 2018

### Utilisation des moyens de gestion obtenus par transactions bilatérales et par bourse

	MWh	\$ CAN / MWh	\$ total	nbre MW moyen
Bilatérale HQP -24 h	1 600	99,47	159 152	67
Bilatérale HQP -24 h	4 700	174,08	818 176	196
Bilatérale OPG - 24 h	2 016	223,21	449 991	84
Bourse IMO ISO - RT	9 259	80,07	741 368	386
Bourse NY ISO - DAM	950	144,61	137 380	40
Bourse IMO ISO - RT	2 375	87,93	208 834	99
<b>Totaux</b>	<b>20 900</b>	<b>120,33</b>	<b>2 514 901</b>	<b>872</b>

### Coût moyen et usage du GDP Affaires

	MWh	\$ CAN / MWh	\$ total	nbre MW moyen
Hiver 2017-2018 <sup>21</sup> (25 heures)	7 175	2 800,00	20 090 000	287
<b>5 janvier 2018 PM<sup>22</sup> (4 heures)</b>	<b>1 172</b>	<b>S/O</b>	<b>3 214 400</b>	<b>293</b>

### Répartition de l'utilisation moyenne des moyens de gestion (en MW)

#### Pendant les 4 heures d'utilisation du Programme GDP Affaires le 5 janvier 2018

Moyen	17 <sup>e</sup> heure	18 <sup>e</sup> heure	19 <sup>e</sup> heure	20 <sup>e</sup> heure
Transactions court terme	872	872	872	872
GDP Affaires	293	293	293	293
<b>Moyens totaux<sup>23</sup></b>	<b>2 006</b>	<b>2 306</b>	<b>2 306</b>	<b>1 906</b>
Autres (différence) <sup>24</sup>	841	1 141	1 141	741

<sup>21</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, page 9, Tableau 4 : contribution horaire moyenne de 287 MW x 25 heures = 7 175 MWh au total pendant l'hiver 2017-2018 et le coût du Programme est de 287 MW x 70 \$/kW = 20 090 000,00 \$ pour un coût moyen de 2 800 \$ / MWh.

<sup>22</sup> B-0018, HQD-2 doc 4, page 8, Tableau R-4.1-C : 293 MW x 4 heures

<sup>23</sup> B-0018, HQD-2 doc 4, Annexe A.

<sup>24</sup> L'électricité interruptible, en principe limitée à 1 000 MW, est le moyen complémentaire. L'utilisation réelle des transactions de court terme disponibles peut être plus élevée que la puissance moyenne indiquée

## 15 janvier 2018

### Utilisation des moyens de gestion obtenus par transactions bilatérales et par bourse

	MWh	\$ CAN / MWh	\$ total	nbre MW moyen
Bilatérale HQP -24 h	16 400	186,51	3 058 764	683
Bourse NY ISO -DAM 48 h	(2 j x) 825	126,37	(2 j x) 104 255	35
Bourse IMO ISO - RT 48 h	(2 j x) 8 831	71,87	(2 j x) 634 648	368
Bourse IMO ISO - RT 48 h	(2 j x) 1 624	58,84	(2 j x) 95 556	68
Bourse NY ISO – DAM 48 h	(2 j x) 2 150	117,17	(2 j x) 251 916	90
Bourse NY ISO – DAM 48 h	(2 j x) 14 350	102,46	(2) 1 470 301	598
Bourse NY ISO – RT 24 h	700	119,74	83 818	29
Bourse NE ISO – DAM 24 h	1 870	233,61	436 851	78
Bourse NE ISO – DAM 24 h	2 530	224,84	568 845	105
<b>Totaux</b>	<b>49 280</b>	<b>136,06</b>	<b>6 704 954</b>	<b>2 054</b>
Total excluant Bourse NE ISO	44 880	126,99	5 699 258	1 871

### Coût moyen et usage du GDP Affaires

	MWh	\$ CAN / MWh	\$ total	nbre MW moyen
Hiver 2017-2018 (25 heures)	7 175	2 800,00	20 090 000	287
15 janvier 2018 AM (3 heures)	870	S/O	2 410 800	290
15 janvier 2018 PM (4 heures)	1 096	S/O	3 214 400	274
<b>15 janvier 2018 - Total</b>	<b>1 966</b>	<b>S/O</b>	<b>5 625 200</b>	<b>281</b>

à certaines heures puisque la puissance moyenne utilisée pour chaque transaction ne peut qu'être égale (F-U. de 100%) ou inférieure à la puissance contractuelle.



**Répartition de l'utilisation moyenne des moyens de gestion (en MW)  
 Pendant les 7 heures d'utilisation du Programme GDP Affaires le 15 janvier 2018**

<b>Moyen</b>	<b>7<sup>e</sup> heure</b>	<b>8<sup>e</sup> heure</b>	<b>9<sup>e</sup> heure</b>	<b>10<sup>e</sup> heure</b>	
Transactions court terme	2 054	2 054	2 054	2 054	
GDP Affaires	290	290	290		
<b>Moyens totaux</b>	<b>3 044</b>	<b>3 244</b>	<b>3 244</b>	<b>3 236</b>	
Autres (différence)	700	900	900	1 182	
<b>Moyen</b>	<b>17<sup>e</sup> heure</b>	<b>18<sup>e</sup> heure</b>	<b>19<sup>e</sup> heure</b>	<b>20<sup>e</sup> heure</b>	<b>21<sup>e</sup> heure</b>
Transactions court terme	2 054	2 054	2 054	2 054	2 054
GDP Affaires	274	274	274	274	
<b>Moyens totaux</b>	<b>2 971</b>	<b>2 807</b>	<b>2 671</b>	<b>3 071</b>	<b>3 780</b>
Autres (différence)	643	479	343	743	1 726

## 26 janvier 2018

### Utilisation des moyens de gestion obtenus par transactions bilatérales et par bourse

	MWh	\$ CAN / MWh	\$ total	nbre MW moyen
Bilatérale HQP – pointe	9 800	39,79	389 942	408
Bourse IMO ISO – RT	1 125	28,46	32 018	47
Bourse NY ISO – DAM	450	40,74	18 333	19
Bourse IMO ISO – RT	780	39,92	31 138	33
Bourse NY ISO – DAM	200	58,38	11 676	8
<b>Totaux</b>	<b>12 355</b>	<b>39,10</b>	<b>483 107</b>	<b>515</b>

### Coût moyen et usage du GDP Affaires

	MWh	\$ CAN / MWh	\$ total	nbre MW moyen
Hiver 2017-2018 (25 heures)	7 175	2 800,00	20 090 000	287
<b>26 janvier 2018 AM (3 heures)</b>	<b>894</b>	<b>S/O</b>	<b>2 410 800</b>	<b>298</b>

### Répartition de l'utilisation moyenne des moyens de gestion (en MW)

#### Pendant les 3 heures d'utilisation du Programme GDP Affaires le 26 janvier 2018

Moyen	7 <sup>e</sup> heure	8 <sup>e</sup> heure	9 <sup>e</sup> heure	10 <sup>e</sup> heure	
Transactions court terme	515	515	515		
GDP Affaires	298	298	298		
<b>Moyens totaux</b>	<b>2 351</b>	<b>2 951</b>	<b>2 551</b>		
Autres (différence)	1 538	2 138	1 738		

Dépassements de la limite de capacité alléguée (de 1 100 MW) en mode importation :

- Les 6 et 7 janvier 2018 (chevauchements)  
 du 6 au 7 : 1 050 MW + du 6 au 6 : 154 MW + du 7 au 7 : 228 MW = jusqu'à 1 280 MW en transactions sur la bourse (coïncidentes) et jusqu'à 1 660 MW en transactions bilatérales
- Les 14 et 15 janvier : jusqu'à 390 MW + 1 190 MW en transactions sur la bourse (excluant environ 183 MW de NE ISO)
- Le 31 janvier 2018, en absence d'événement de GDP, HQD a utilisé 4 144 MWh en moyens de gestion de la pointe matinale entre 7h00 et 8h00, mettant notamment à contribution deux produits de pointe (transactions bilatérales) ayant fourni 11 500 MWh sur quelques heures seulement à un coût moyen de 85,49 \$/MWh.

## **Annexe B**

**Tableau R-2.2-B révisé**

**TNT selon le bilan et une combinaison d'achats CT / LT à partir de 2023-2024**

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>GDP Affaires (MW réduits)</b>		<b>315</b>	<b>360</b>	<b>370</b>	<b>380</b>	<b>415</b>	<b>425</b>	<b>445</b>	<b>455</b>
<b>Appui financier</b>									
Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
Total (M\$)	182,9	22,05	25,20	25,90	26,60	29,05	29,75	31,15	31,85
<b>Charges commercialisation et exploitation (M\$)</b>	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
<b>Pertes de revenus</b>									
Rev.unitaire tarif M ¢/kWh		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
GWh pour 100 heures (50%)		15,75	18,00	18,50	19,00	20,75	21,25	22,25	22,75
Total (M\$)	11,14	1,24	1,45	1,52	1,59	1,78	1,86	1,99	2,07
<b>Coûts totaux GDP Affaires</b>	<b>198,9</b>	<b>23,99</b>	<b>27,35</b>	<b>28,12</b>	<b>28,89</b>	<b>31,53</b>	<b>32,41</b>	<b>33,94</b>	<b>34,72</b>
<b>Coûts évités fourniture - prime fixe</b>									
Coût unitaire (\$/kW)		20	20,4	20,81	21,22	33,37	39,72	45,33	51,52
Total (M\$)	85,63	6,30	7,34	7,70	8,06	13,85	16,88	20,17	23,44
<b>Coûts évités T et D (50%)</b>									
Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
Total (M\$)	94,19	10,55	12,24	12,95	13,49	14,94	15,73	16,69	17,52
<b>Coûts évités totaux</b>	<b>179,8</b>	<b>16,85</b>	<b>19,58</b>	<b>20,65</b>	<b>21,55</b>	<b>28,79</b>	<b>32,61</b>	<b>36,86</b>	<b>40,96</b>
<b>TNT (M\$)</b>	<b>(19,1)</b>	<b>(7,14)</b>	<b>(7,77)</b>	<b>(7,47)</b>	<b>(7,34)</b>	<b>(2,74)</b>	<b>0,20</b>	<b>2,92</b>	<b>6,24</b>

**Tableau R-2.2-C révisé**

**Coûts des achats d'électricité sans programme GDP Affaires**

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>MW à acquérir pour équilibrer le bilan</b>		<b>315</b>	<b>360</b>	<b>370</b>	<b>380</b>	<b>415</b>	<b>425</b>	<b>445</b>	<b>455</b>
avec achats puissance CT		315	360	370	380	365	350	345	330
avec appel d'offres LT						50	75	100	125
<b>Achats court terme prime fixe</b>									
Coût unitaire \$/kW		20	20,4	20,81	21,22	21,65	22,08	22,52	22,97
Total (M\$)	<b>49,8</b>	6,3	7,34	7,70	8,06	7,90	7,73	7,77	7,58
<b>Achats court terme prime variable</b>									
Coût unitaire ¢/kWh		12,50	12,75	13,01	13,27	13,53	13,80	14,08	14,36
GWh pour 100 heures		31,5	36	37	38	36,5	35	34,5	33
Total (M\$)	<b>31,16</b>	3,94	4,59	4,81	5,04	4,94	4,83	4,86	4,74
<b>Achat A/O prime fixe</b>									
Coût unitaire \$/kW					117	119	122	124	127
Total (M\$)	<b>35,8</b>					5,95	9,15	12,4	15,86
<b>Achat A/O prime variable</b>									
Coût unitaire \$/kWh					6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
GWh pour 100 heures						5	7,5	10	12,5
Total (M\$)	<b>1,9</b>					0,32	0,48	0,66	0,84
<b>Coûts d'achats d'électricité</b>	<b>118,7</b>	<b>10,24</b>	<b>11,93</b>	<b>12,51</b>	<b>13,10</b>	<b>19,11</b>	<b>22,19</b>	<b>25,69</b>	<b>29,02</b>

<b>Coûts totaux GDP Affaires (M\$)</b>	<b>198,9</b>	<b>23,99</b>	<b>27,35</b>	<b>28,12</b>	<b>28,89</b>	<b>31,53</b>	<b>32,41</b>	<b>33,94</b>	<b>34,72</b>
Écart	80,2	13,75	15,42	15,61	15,79	12,42	10,22	8,25	5,70