

PROGRAMME GDP AFFAIRES

COMPLÉMENT DE PREUVE

TABLE DES MATIÈRES

INFORMATIONS DEMANDÉES PAR LA RÉGIE

| | |
|---|----|
| 1. Documents publics liés au Programme..... | 6 |
| 2. Rapport final du projet pilote..... | 6 |
| 3. Nature juridique du Programme..... | 6 |
| 4. Portrait des participants..... | 8 |
| 5. Nombre d'appels et d'heures d'appel..... | 9 |
| 6. Analyse économique..... | 9 |
| 7. Rôle et positionnement du Programme par rapport à l'option d'électricité interruptible et à une option de tarification dynamique heures-critiques..... | 16 |
| 8. Similarités et distinctions entre ces offres, avantages et inconvénients de chacune..... | 16 |
| 9. Rôle et positionnement du Programme par rapport au Plan directeur de TEQ..... | 18 |
| 10. Rôle et positionnement du Programme par rapport au décret relatif aux chaînes de blocs..... | 18 |

ANNEXE A : DOCUMENTS PUBLICS LIÉS AU PROGRAMME

ANNEXE B : RAPPORT DU PROJET PILOTE

LISTE DES TABLEAUX

| | |
|--|----|
| Tableau 1 : Ventilation des projets par types de clients..... | 8 |
| Tableau 2 : Ventilation des abonnements par tarifs..... | 8 |
| Tableau 3 : Ventilation des projets par niveaux de réduction de puissance..... | 8 |
| Tableau 4 : Historique des interruptions réelles des participants..... | 9 |
| Tableau 5 : Principaux paramètres..... | 10 |
| Tableau 6 : Scénario 1 – réduction d'1 kW pendant un an..... | 10 |
| Tableau 7 : Scénario 2 – réduction de 5 kW pendant un an..... | 11 |
| Tableau 8 : Scénario 3 – réduction d'1 kW pendant cinq ans..... | 11 |
| Tableau 9 : TNT selon le bilan actuel et le scénario de référence..... | 12 |
| Tableau 10 : TNT selon le bilan actuel et le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023..... | 13 |
| Tableau 11 : Coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP..... | 14 |
| Tableau 12 : Coût marginal aux heures de forte pointe où le Programme a été utilisé..... | 15 |
| Tableau 13 : Modalités de l'électricité interruptible (moyenne puissance) et du Programme..... | 17 |

1 Dans sa décision D-2018-065¹, la Régie demande au Distributeur de produire un
2 complément de preuve qui inclut les informations suivantes :

- 3 1. les documents publics liés au Programme (formulaires d'adhésion, guide du
4 participant, etc) ;
- 5 2. le rapport final du projet pilote du Programme ;
- 6 3. des précisions quant à la nature juridique du Programme, en justifiant l'adéquation de
7 ses caractéristiques en fonction des dispositions de la Loi ;
- 8 4. le portrait des participants au cours des trois dernières années, directement ou via
9 des agrégateurs, avec une ventilation :
 - 10 a) par type de client ;
 - 11 b) par tarif ;
 - 12 c) par tranche de niveaux de réduction de puissance ;
- 13 5. le nombre d'appels et le nombre d'heures d'appel moyen par client, historique et
14 projeté ;
- 15 6. une preuve complémentaire sur l'analyse économique. Cette preuve devra :
 - 16 a) préciser et justifier l'horizon de temps étudié sur lequel reposent les trois tests
17 économiques présentés en fournissant le détail annuel ;
 - 18 b) préciser le taux d'actualisation utilisé pour le calcul des tests de rentabilité ;
 - 19 c) fournir le coût moyen des approvisionnements de court terme du Distributeur
20 des trois dernières années pour les 100 heures où le Programme a été ou
21 aurait été utilisé ;
 - 22 d) sur le même horizon que celui utilisé pour le calcul des tests de rentabilité
23 (voir a), ainsi que pour la période se terminant en 2026, fournir les coûts de la
24 puissance d'une option alternative qui serait privilégiée pour le même nombre
25 d'heures (voir c) que celui du Programme ;
 - 26 e) produire une analyse de sensibilité mesurant la robustesse des trois tests
27 économiques de rentabilité du programme GDP affaires face à une variation
28 des coûts évités, des autres coûts du programme (appui financier et coûts
29 pour le client) et ainsi que des kW réduits. Cette analyse devra présenter les
30 hypothèses à la base des scénarios favorables et défavorables élaborés. Elle
31 devra aussi produire un scénario basé sur un coût évité de 20 \$/kW-hiver,
32 toutes autres choses étant égales.

33 Par ailleurs, dans le cadre de la rencontre préparatoire du 12 juin 2018, la Régie a présenté
34 une demande d'information additionnelle (pièce A-0004). Elle y élabore sur les informations

¹ Paragraphe 9.

1 demandées au point 6 de la décision D-2018-065 ci-haut mentionné, et ajoute les questions
2 suivantes :

3 7. Veuillez expliquer le rôle et le positionnement du programme GDP Affaires par
4 rapport à l'option d'électricité interruptible ainsi que par rapport à une option de
5 tarification dynamique heures-critiques offerte aux tarifs généraux.

6 8. Veuillez élaborer sur les similarités et sur ce qui distingue ces trois offres ainsi que
7 sur les avantages et inconvénient de chacune.

8 9. Veuillez expliquer le rôle et le positionnement du programme GDP Affaires par
9 rapport aux mesures proposées au Plan directeur déposé par Transition Énergétique
10 Québec (TEQ).

11 10. Veuillez expliquer le rôle et le positionnement du programme GDP Affaires par
12 rapport au décret relatif aux chaînes de bloc.

13 La présente pièce présente les informations demandées par la Régie.

1. Documents publics liés au Programme

14 Les documents se trouvent à l'annexe A de la présente pièce.

2. Rapport final du projet pilote

15 Le rapport se trouve à l'annexe B de la présente pièce.

3. Nature juridique du Programme

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

22 À l'occasion de la rencontre préparatoire du 12 juin 2018, la Régie soulevait qu'elle voyait
23 quatre natures juridiques possibles au Programme, soit un tarif de gestion de la
24 consommation, un programme commercial, un programme d'efficacité énergétique ou un
25 approvisionnement².

26 Tel qu'il appert de la preuve, le Programme vise une économie dans l'utilisation des
27 ressources énergétiques présentement disponibles. Un participant au Programme réduit
28 donc ses besoins en puissance lorsque le programme est appelé.

² Pièce A-0006, pages 34 et 35.

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

5 Un tel plan vise une économie dans l'utilisation des ressources
6 énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Il se
7 caractérise par l'instauration de mesures propres à inciter la clientèle à une
8 gestion optimale de sa consommation d'énergie. Cette incitation se traduit
9 par des mesures de nature administrative, commerciale et financière dont
10 le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur³.

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

17 Le Distributeur soutient qu'il s'agit également d'un programme en efficacité énergétique au
18 sens de l'article 72 de la LRÉ, lequel prévoit que le Distributeur doit présenter un plan
19 d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour
20 satisfaire les besoins des marchés québécois *après application des mesures d'efficacité*
21 *énergétique*. Comme indiqué à la preuve, le Programme vise précisément à repousser un
22 prochain appel d'offres de long terme de quelques années, et ce, au moyen de mesures
23 prises à même les ressources énergétiques disponibles. Le Programme ne constitue donc
24 pas un approvisionnement additionnel.

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

27 Le Distributeur rappelle que le Programme fournit un appui financier au client. Ainsi, tel qu'il
28 appert plus amplement de la section 3.5 du Guide du participant⁴, le client, à la fin de l'hiver,
29 doit faire parvenir une facture au Distributeur contenant l'ensemble des renseignements
30 prévus par la réglementation fiscale. Par la suite, le Distributeur verse l'appui financier
31 consenti. Le traitement de l'appui financier est donc totalement indépendant de la facturation
32 pour l'électricité consommée.

33 Finalement, comme précisé au paragraphe 23 de la demande (pièce B-0002), le budget
34 relatif au Programme pour la prochaine année sera présenté à l'occasion de la prochaine
35 demande tarifaire du Distributeur. Le présent dossier n'est donc pas déposé suivant
36 l'article 49 et ne vise qu'à donner suite à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la
37 décision D-2018-025.

³ Pages 8 et 9.

⁴ Voir l'annexe A de la présente pièce.

4. Portrait des participants

- 1 Les tableaux 1 à 3 présentent l'information demandée.

**TABLEAU 1 :
VENTILATION DES PROJETS PAR TYPES DE CLIENTS**

| | 2015-2016 | | 2016-2017 | | 2017-2018 | |
|--|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|
| | Projets | MW | Projets | MW | Projets | MW |
| Comm. de détail et entreprises de services | 6 | 3 | 57 | 26 | 117 | 50 |
| Édifices à bureaux | 9 | 7 | 30 | 23 | 45 | 42 |
| Centres de données | 1 | 0 | 3 | 5 | 4 | 7 |
| Établissements d'enseignement | 12 | 8 | 65 | 55 | 71 | 72 |
| Secteur de la santé | 4 | 3 | 16 | 20 | 26 | 33 |
| Secteur industriel | 6 | 2 | 60 | 34 | 80 | 32 |
| Autres | 5 | 2 | 27 | 21 | 61 | 51 |
| Total | 43 | 25 | 258 | 183 | 404 | 287 |

**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 |
| Total | 183 | 25 | 1245 | 183 | 2057 | 287 |

**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 |
| Total | 43 | 25 | 258 | 183 | 404 | 287 |

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

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

TABLEAU 4 :
HISTORIQUE DES INTERRUPTIONS RÉELLES DES PARTICIPANTS

| Option d'électricité interruptible* | | |
|--|---------------|---------------|
| | Heures | Appels |
| 2013-2014 | 28 à 57 | 7 à 13 |
| 2014-2015 | 0 à 43 | 2 à 9 |
| Programme GDP Affaires | | |
| | Heures | Appels |
| 2015-2016 | 16 | 5 |
| 2016-2017 | 9 | 3 |
| 2017-2018 | 25 | 7 |

* Le nombre d'appels et d'heures d'interruption varient selon les catégories de clients (moyenne ou grande puissance) et les options.

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

6. Analyse économique

a. Préciser et justifier l'horizon de temps étudié

- 9 Les résultats des tests présentés au tableau 5 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004) sont
10 exprimés sur une base unitaire, c'est-à-dire pour 1 kW et une année de participation au
11 Programme, soit la période d'engagement associée à l'appui financier versé.
- 12 Le Distributeur présente ici différents scénarios afin de bien illustrer la méthodologie utilisée.
13 Il rappelle au tableau 5 les principaux paramètres utilisés.

**TABLEAU 5 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

| | |
|--|---|
| Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution | Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) |
| | Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) |
| | Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017) |
| Appui financier par kW réduit | 70,00 \$ |
| Coût pour le client par kW réduit | 10,50 \$ ⁵ |
| Taux d'inflation | 2 % |
| Taux d'actualisation nominal | 5,445 % ⁶ |

- 1 Le tableau 6 illustre le calcul derrière les tests économiques présentés à la pièce HQD-1,
2 document 1 (B-0004), soit une réduction d'un 1 kW pendant un an.

**TABLEAU 6 :
SCÉNARIO 1 – RÉDUCTION D'1 KW PENDANT UN AN**

| kW réduit | VAN (\$2017) | Année 1 | Année 2 | Année 3 | Année 4 | Année 5 |
|--|---------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coûts évités fourniture | 110,28 | 110,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Coûts évités transport + distribution | 66,86 | 66,86 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Total coûts évités de puissance (1) | 177,14 | 177,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Aide financière par kW réduit (2) | 70,00 | 70,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Coût pour le client par kW réduit (3) | 10,50 | 10,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| | |
|----------------------|--------|
| TCTR (1)-(2)+(2)-(3) | 166,64 |
| TP (2)-(3) | 59,50 |
| TNT (1)-(2) | 107,14 |

- 3 Les mêmes tests pourraient être effectués sur un horizon de temps plus long ou pour des
4 quantités différentes. Le Programme étant renouvelé chaque année, les mêmes paramètres,
5 soit les coûts évités, l'appui financier et le coût client, seraient appliqués. À titre illustratif, le
6 Distributeur présente le résultat des tests économiques pour une quantité de 5 kW
7 (tableau 7) et un horizon de temps de 5 ans (tableau 8).

⁵ Le Distributeur rappelle qu'il ignore quel est le coût réellement supporté par les clients, lequel est par ailleurs très variable, et qu'il utilise le montant d'appui financier minimal comme une approximation. Il est toutefois clair que ce coût peut être beaucoup plus important pour certains clients. En outre, ce coût ne tient pas compte des contraintes que la participation au Programme peut imposer au client, lesquelles sont difficilement quantifiables.

⁶ Taux approuvé par la Régie dans sa décision D-2018-025 (paragraphe 154).

**TABLEAU 7 :
SCÉNARIO 2 – RÉDUCTION DE 5 KW PENDANT UN AN**

| | VAN (\$2017) | Année 1 | Année 2 | Année 3 | Année 4 | Année 5 |
|--|-----------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| kW réduit | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Coûts évités fourniture | 551,40 | 551,40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Coûts évités transport + distribution | 334,30 | 334,30 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Total coûts évités de puissance (1) | 885,70 | 885,70 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Aide financière par KW réduit (2) | 350,00 | 350,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Coût pour le client par kW réduit (3) | 52,50 | 52,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| | |
|----------------------|--------|
| TCTR (1)-(2)+(2)-(3) | 833,20 |
| TP (2)-(3) | 297,50 |
| TNT (1)-(2) | 535,70 |

**TABLEAU 8 :
SCÉNARIO 3 – RÉDUCTION D'1 KW PENDANT CINQ ANS**

| | VAN (\$2017) | Année 1 | Année 2 | Année 3 | Année 4 | Année 5 |
|--|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| kW réduit | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Coûts évités fourniture | 516,53 | 110,28 | 112,49 | 114,74 | 117,03 | 119,37 |
| Coûts évités transport + distribution | 313,16 | 66,86 | 68,20 | 69,56 | 70,95 | 72,37 |
| Total coûts évités de puissance (1) | 829,69 | 177,14 | 180,68 | 184,30 | 187,98 | 191,74 |
| Aide financière par KW réduit (2) | 315,67 | 70,00 | 70,00 | 70,00 | 70,00 | 70,00 |
| Coût pour le client par kW réduit (3) | 47,35 | 10,50 | 10,50 | 10,50 | 10,50 | 10,50 |

| | |
|----------------------|--------|
| TCTR (1)-(2)+(2)-(3) | 782,34 |
| TP (2)-(3) | 268,32 |
| TNT (1)-(2) | 514,01 |

1 Comparativement aux résultats présentés au tableau 6, ceux présentés au tableau 7 sont
 2 cinq fois plus élevés, puisqu'on considère 5 kW plutôt qu'un seul. Pour la même raison et
 3 nonobstant l'effet de l'actualisation, les résultats des tests présentés au tableau 8 sont
 4 également cinq fois plus élevés.

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

11 Concernant les autres coûts (commercialisation et exploitation) ou les pertes de revenus,
 12 ceux-ci sont peu significatifs comparativement à l'appui financier et aux coûts évités et ne
 13 peuvent en aucun cas infléchir la conclusion des tests. Afin d'en faire la démonstration et de
 14 prendre en compte les précisions soumises par la Régie dans la pièce A-0004, le
 15 Distributeur présente au tableau 9 le TNT en fonction du bilan actuel en puissance, en
 16 ajoutant les autres coûts et les pertes de revenus.

**TABLEAU 9 :
TNT SELON LE BILAN ACTUEL ET LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE**

| | VAN | 2018-2019 | 2019-2020 | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 | 2023-2024 | 2024-2025 | 2025-2026 |
|---|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| (1) GDP Affaires (MW réduit) | | 350 | 410 | 430 | 450 | 470 | 490 | 510 | 530 |
| Appui financier | | | | | | | | | |
| (2) Appui unitaire @ 70\$/kW | | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| (3) = (2) * (1) Total (M\$) | 210,2 | 24,5 | 28,7 | 30,1 | 31,5 | 32,9 | 34,3 | 35,7 | 37,1 |
| (4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$) | 4,9 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Pertes de revenus | | | | | | | | | |
| (5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh) | | 7,88 | 8,04 | 8,21 | 8,39 | 8,56 | 8,74 | 8,93 | 9,12 |
| (6) GWh pour 100 heures | | 35 | 41 | 43 | 45 | 47 | 49 | 51 | 53 |
| (7) Total (M\$) | 25,5 | 2,8 | 3,3 | 3,5 | 3,8 | 4,0 | 4,3 | 4,6 | 4,8 |
| (8) = (7) * (6) | | | | | | | | | |
| (9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$) | 240,5 | 27,9 | 32,7 | 34,3 | 36,0 | 37,7 | 39,3 | 41,0 | 42,7 |
| Coûts évités fourniture | | | | | | | | | |
| (10) Coût unitaire (\$/kW) | | 110 | 112 | 115 | 117 | 119 | 122 | 124 | 127 |
| (11) = (10) * (1) Total (M\$) | 355,2 | 38,6 | 46,1 | 49,3 | 52,7 | 56,1 | 59,7 | 63,3 | 67,1 |
| Coûts évités transport et distribution | | | | | | | | | |
| (12) Coût unitaire (\$/kW) | | 67 | 68 | 70 | 71 | 72 | 74 | 75 | 77 |
| (13) = (12) * (1) Total (M\$) | 215,3 | 23,4 | 28,0 | 29,9 | 31,9 | 34,0 | 36,2 | 38,4 | 40,7 |
| (14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$) | 570,5 | 62,0 | 74,1 | 79,2 | 84,6 | 90,1 | 95,8 | 101,7 | 107,8 |
| (15) = (14) - (9) TNT (M\$) | 330,0 | 34,1 | 41,4 | 44,9 | 48,6 | 52,5 | 56,5 | 60,7 | 65,1 |

1 Afin de simplifier les calculs, la perte de revenus a été calculée en posant l'hypothèse que
2 tous les participants sont assujettis au tarif M, puisque ces clients ont contribué pour environ
3 les trois quarts de la puissance fournie dans le cadre du Programme, ainsi qu'il appert du
4 tableau 2. Le Distributeur a également considéré l'hypothèse prudente que tous les
5 participants s'effacent à la pointe, sans déplacement de consommation. Dans les faits, une
6 partie des clients vont soit faire du préchauffage avant l'événement de GDP, soit reprendre
7 leur production dans les heures qui suivent, auxquels cas le Distributeur n'encourrait aucune
8 perte de revenu. Par ailleurs, aucune perte de revenu associée à la puissance souscrite n'est
9 prise en compte, puisque les clients n'utilisent pas le Programme de façon à gérer leur
10 facture, les heures d'interruption étant à la demande du Distributeur.

11 Il ressort de cette analyse que le TNT est fortement positif sur toute la période.

12 Afin de répondre à la demande formulée par la Régie à la pièce A-0004, le Distributeur
13 présente également, au tableau 10, un scénario tenant compte d'un coût évité de
14 20 \$/kW-hiver de 2018-2019 à 2022-2023 et de 110 \$/kW-hiver (\$2017) à compter de
15 2023-2024⁷.

⁷ Le Distributeur souligne que selon le bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2017 du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, les besoins de long terme en puissance apparaissent plutôt dès 2022-2023 et non 2023-2024, comme semble l'indiquer la pièce A-0004.

**TABLEAU 10 :
TNT SELON LE BILAN ACTUEL ET LE COÛT ÉVITÉ DE COURT TERME JUSQU'EN 2022-2023**

| | VAN | 2018-2019 | 2019-2020 | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 | 2023-2024 | 2024-2025 | 2025-2026 |
|---|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| (1) GDP Affaires (MW réduit) | | 350 | 410 | 430 | 450 | 470 | 490 | 510 | 530 |
| Appui financier | | | | | | | | | |
| (2) Appui unitaire @ 70\$/kW | | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| (3) = (2) * (1) Total (M\$) | 210,2 | 24,5 | 28,7 | 30,1 | 31,5 | 32,9 | 34,3 | 35,7 | 37,1 |
| (4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$) | 4,9 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Pertes de revenus | | | | | | | | | |
| (6) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh) | | 7,88 | 8,04 | 8,21 | 8,39 | 8,56 | 8,74 | 8,93 | 9,12 |
| (7) GWh pour 100 heures | | 35 | 41 | 43 | 45 | 47 | 49 | 51 | 53 |
| (8) = (7) * (6) Total (M\$) | 25,5 | 2,8 | 3,3 | 3,5 | 3,8 | 4,0 | 4,3 | 4,6 | 4,8 |
| (9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$) | 240,5 | 27,9 | 32,7 | 34,3 | 36,0 | 37,7 | 39,3 | 41,0 | 42,7 |
| Coûts évités fourniture prime fixe | | | | | | | | | |
| (10) Coût unitaire (\$/kW) | | 20 | 20 | 21 | 21 | 22 | 122 | 124 | 127 |
| (11) = (10) * (1) Total (M\$) | 177,5 | 7,0 | 8,4 | 8,9 | 9,6 | 10,2 | 59,7 | 63,3 | 67,1 |
| Coûts évités transport et distribution | | | | | | | | | |
| (12) Coût unitaire (\$/kW) | | 67 | 68 | 70 | 71 | 72 | 74 | 75 | 77 |
| (13) = (12) * (1) Total (M\$) | 215,3 | 23,4 | 28,0 | 29,9 | 31,9 | 34,0 | 36,2 | 38,4 | 40,7 |
| (14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$) | 392,9 | 30,4 | 36,3 | 38,9 | 41,5 | 44,2 | 95,8 | 101,7 | 107,8 |
| (15) = (14) - (9) TNT (M\$) | 152,4 | 2,5 | 3,6 | 4,5 | 5,5 | 6,5 | 56,5 | 60,7 | 65,1 |

1 Cette analyse démontre que le TNT demeure largement positif pour la période, même sous
 2 ce scénario.

3 De plus, afin de bien mettre en relief l'apport fondamental du Programme tant pour l'équilibre
 4 du bilan en puissance que pour la minimisation des coûts du Distributeur, le tableau 11
 5 présente le coût d'achats d'électricité en l'absence de programmes de GDP⁸. Les prix
 6 considérés lorsque le Distributeur effectuerait des achats de court terme sont les suivants :

- 7 • une prime de puissance variable correspondant à la moyenne des prix sur le
 8 marché de la Nouvelle-Angleterre au moment des appels du Programme pour les
 9 trois dernières années, soit 180,08 \$/MWh (voir la section c pour le détail), ce qui
 10 représente le coût des achats d'énergie sur les marchés pour remplacer l'énergie
 11 fournie par le Programme ;
- 12 • une prime de puissance à court terme, basée sur le coût évité à court terme en
 13 puissance de 20 \$/KW-hiver, comme indiqué au dossier R-4011-2017.

14 Pour les achats de long terme, les prix considérés sont basés sur l'appel d'offres
 15 A/O 2015-01. Ce moyen en puissance est comparable au Programme puisqu'il permet de
 16 satisfaire les critères de fiabilité et d'obtenir une contribution en énergie à la pointe. Son coût
 17 se décompose comme suit :

⁸ Sur la base du bilan présenté au tableau 2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004).

- 1 • une prime fixe de 110,28 \$/kW-an (\$2017) ;
- 2 • une prime variable de 59 \$/MWh (\$2018) pour un maximum de 351 heures
- 3 d'utilisation.

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

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

4 Cette analyse démontre que les coûts d'achats d'électricité dans une situation où le

5 Distributeur ne peut compter sur le Programme sont de 285 M\$, comparativement aux coûts

6 totaux du Programme de 241 M\$. Par conséquent, en plus de permettre au Distributeur de

7 respecter le critère de fiabilité sur l'ensemble de la période, le Programme, avec les

8 modalités actuelles, coûte moins cher à la clientèle québécoise.

9 Si, les premiers hivers, les besoins pourraient effectivement être comblés par les marchés de

10 court terme, il n'en demeure pas moins que la profondeur de ce marché serait insuffisante

11 dès l'hiver 2021-2022 puisque la limite de 1 100 MW serait atteinte. De fait, les besoins

12 devraient être comblés par un moyen de long terme, lequel se planifie plusieurs années à

13 l'avance. Or, le temps disponible pour lancer un appel d'offres d'ici là est déjà insuffisant

14 pour respecter les délais nécessaires à un tel exercice. Ceci implique que le critère de

15 fiabilité en puissance du NPCC ne serait pas respecté et que le Distributeur serait

16 susceptible de devoir déléster ses clients, en cas de besoin.

17 Le non-respect de ce critère pourrait notamment entraîner des sanctions en plus de porter

18 atteinte à la crédibilité d'Hydro-Québec vis-à-vis des réseaux voisins.

b. Préciser le taux d'actualisation utilisé

- 1 Puisque le calcul des tests de rentabilité est effectué sur une base unitaire pour une seule
2 année de participation, aucune actualisation n'a été effectuée pour les tests présentés à la
3 pièce HQD 1, document 1 (B-0004).
- 4 Pour les analyses présentées dans la présente pièce, les taux utilisés sont présentés au
5 tableau 5.

c. Fournir le coût moyen des approvisionnements de court terme

- 6 Le Distributeur présente au tableau 12 son coût marginal aux heures de forte pointe où le
7 Programme a été utilisé. Ce coût représente le coût moyen d'achat d'électricité pour ces
8 heures sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, augmenté des frais de transport et des
9 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\$ |
| Moyenne | 180,08\$ |

- 10 Toutefois, cet approvisionnement sur le marché en énergie de court terme ne vient pas avec
11 la fermeté de livraison requise pour permettre de l'inclure au bilan en puissance et ainsi
12 satisfaire les critères de fiabilité.

d. Fournir les coûts de la puissance d'une option alternative

- 13 L'information est présentée au tableau 11.

e. Produire une analyse de sensibilité***Sensibilité sur les kW réduits***

- 14 L'appui financier est versé uniquement pour une réduction de puissance réelle. Le risque
15 volume, associé à des kW réduits moindres que prévu, est donc inexistant.

Sensibilité sur l'appui financier

1 Toutes choses étant égales par ailleurs, une réduction de l'appui financier améliorerait
2 théoriquement les résultats du TCTR et du TNT tout en réduisant le TP, d'un niveau
3 équivalent à la réduction de l'appui financier. Toutefois, compte tenu de la forte sensibilité
4 des clients au signal de prix, même une faible réduction de l'appui financier aurait un fort
5 impact sur le taux de participation au Programme, dont la continuité ne pourrait être assurée.
6 Toute baisse de la participation des clients, donc des MW fournis, serait susceptible de
7 déclencher plus rapidement un appel d'offres de long terme, lequel est moins avantageux
8 pour la clientèle québécoise comme il appert du tableau 11.

Sensibilité sur le coût client

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

Sensibilité sur le coût évité

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

7. Rôle et positionnement du Programme par rapport à l'option d'électricité interruptible et à une option de tarification dynamique heures-critiques

8. Similarités et distinctions entre ces offres et avantages et inconvénients de chacune

15 Ces trois mesures visent à combler les besoins à la pointe du Distributeur par une réduction
16 de la consommation de ses clients en contrepartie d'une compensation, soit sous forme de
17 crédit ou d'un prix hors-pointe plus faible dans le cas d'un tarif heures critiques. Ces mesures
18 peuvent s'adresser à différents segments de clientèle en fonction de certaines considérations
19 commerciales (par exemple, le risque pour le client ou les économies potentielles). De plus,
20 leur structure de crédit, fixe ou variable, doit être adaptée aux besoins du Distributeur et des
21 clients en fonction du niveau de service offert. Enfin, les modalités telles la durée d'appel, le
22 délai de l'avis, la période d'interruption (jour de semaine ou fin de semaine) de chaque offre
23 sont ajustées en fonction des répercussions et des limitations propres à la clientèle ciblée.

24 Le tableau 13 compare les modalités pour les options d'électricité interruptible pour la
25 clientèle de moyenne puissance et la GDP Affaires.

**TABLEAU 13 :
MODALITÉS DE L'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE (MOYENNE PUISSANCE) ET DU PROGRAMME**

| Modalités | Électricité interruptible | Programme |
|-----------------------------|--|---|
| Clientèle admissible | Tarifs M et G-9* | Tarifs G, G9, M, DM ou LG, tarif DP |
| Crédit fixe | Option I : 13 \$/kW de puissance interruptible effective Option II : 9,10 \$/kW de puissance interruptible effective | 70 \$/kW de puissance moyenne effacée (minimum de 15 % de la puissance maximale x 70\$, plafond de 20 k\$) |
| Crédit variable | Option I : 20 ¢/kWh (20 ^{es} heures) 25 ¢/kWh (21 ^e à 40 ^e heures) 30 ¢/kWh (41 ^e à 100 ^e heures) Option II : 20 ¢/kWh (toutes les heures) | Aucun |
| Préavis | Option I : 2 heures (jours de semaine) 15h30 la veille (fins de semaine) Option II : 15 h à la veille (aucune interruption la fin de semaine) | 15h la veille pour le matin 12h le jour même pour le soir 15h la veille pour appel des deux périodes |
| Interruptions | Option I : 2 max. par jour, 4 h min. entre chaque interruption 20 inter. et 100 h max. par hiver En tout temps Option II : 2 max. par jour, 6 h min. entre chaque interruption 25 inter. et 100 h max. par hiver Périodes de 6 h à 10 h et de 16 h à 20 h | Périodes de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, sauf les fins de semaine et jours fériés Max 100 heures par hiver |
| Pénalités | Option I : 1,25 \$/kW Option II : 0,50 \$/kW | Aucune |

* Les options d'électricité interruptible sont également offertes à la clientèle de grande puissance.

- 1 La variété d'options adaptées permet de favoriser une participation maximum à la gestion
- 2 des approvisionnements dans la zone de réglage du Distributeur et ainsi, l'effacement à la
- 3 pointe.
- 4 Pour ce qui est de la réserve, le taux est de 15 % pour l'interruptible et 17 % pour le
- 5 Programme. Ces taux sont calculés à partir de simulations, en fonction des modalités

- 1 propres aux mesures. Le taux de réserve est légèrement plus élevé pour le Programme,
2 puisque ce produit n'est pas disponible la fin de semaine et les jours fériés.
- 3 Ces trois mesures visent donc un même objectif soit la réduction des besoins en puissance
4 afin d'assurer le respect des critères de fiabilité et une participation des clients à réduire leur
5 consommation dans les périodes de forte pointe selon les différentes modalités.

9. Rôle et positionnement du Programme par rapport au Plan directeur de TEQ

- 6 Le Distributeur souligne que TEQ a en mains toutes les informations relatives au Programme
7 et l'a donc intégré à son plan directeur en toute connaissance de cause. On peut donc en
8 conclure que le Programme cadre avec ce plan directeur.
- 9 Le Distributeur mentionne également qu'un des objectifs de la Politique énergétique 2030 du
10 Québec est de réduire de 40 % la consommation de produits pétroliers, objectifs qui se
11 reflètent dans les programmes de TEQ. Une telle réduction se traduira par des conversions à
12 l'électricité, donc une augmentation de la demande en période de pointe. Or, le Programme
13 vient précisément atténuer cet effet et, conséquemment, est tout à fait complémentaire aux
14 objectifs visés par le plan directeur.

10. Rôle et positionnement du Programme par rapport au décret relatif aux chaînes de blocs

- 15 Comme indiqué à l'alinéa 3 e) du décret n° 646-2018 relatif à l'encadrement des
16 consommateurs d'électricité pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, le
17 Distributeur devra favoriser la distribution d'énergie en service non ferme, donc avec la
18 possibilité d'interrompe les clients aux pointes du réseau. De fait, cette nouvelle demande
19 n'affectera pas le bilan en puissance du Distributeur.
- 20 Le Programme est donc indépendant de ce décret. Toutefois, la possibilité d'interrompre la
21 consommation des clients de chaînes de blocs inscrite au décret va dans le même sens que
22 le positionnement du Programme, puisqu'elle reflète les préoccupations du Distributeur quant
23 au bilan en puissance.

ANNEXE A :
DOCUMENTS PUBLICS LIÉS AU PROGRAMME



Programme Gestion de la demande de puissance

GUIDE DU PARTICIPANT

**Marchés commercial et institutionnel ainsi que
Petites et moyennes entreprises industrielles**

1^{er} mai 2017

Table des matières

| | |
|---|-----------|
| Avant-propos | 3 |
| Définitions | 4 |
| Engagements et droits | 5 |
| 1 Conditions générales d’admissibilité et modalités de participation | 7 |
| 1.1 Conditions générales d’admissibilité | 7 |
| 1.1.1 Client admissible | 7 |
| 1.1.2 Seuil d’admissibilité | 7 |
| 1.1.3 Mise en œuvre des Mesures de GDP | 7 |
| 1.2 Modalités de participation..... | 8 |
| 1.2.1 Événement de GDP..... | 8 |
| 1.2.2 Avis de GDP..... | 8 |
| 1.2.3 Mode de participation | 9 |
| 1.2.4 Date limite pour soumettre un Projet..... | 9 |
| 1.2.5 Non-contribution à un Événement de GDP | 9 |
| 2 Règles de calcul de l’Appui financier et de la Puissance admissible (kW) | 10 |
| 2.1 Montant de l’Appui financier..... | 10 |
| 2.1.1 Période d’hiver sans Événement de GDP | 10 |
| 2.1.2 Confirmation du montant de l’Appui financier..... | 10 |
| 2.2 Puissance admissible (kW) | 10 |
| 2.2.1 Réduction de puissance | 10 |
| 2.2.2 Puissance de référence..... | 11 |
| 2.2.3 Puissance réelle | 11 |
| 2.2.4 Température moyenne | 11 |
| 3 Étapes détaillées du processus d’obtention d’un Appui financier | 12 |
| 3.1 Étape 1 – Inscription : transmission du formulaire par le Participant | 12 |
| 3.2 Étape 2 – Confirmation de l’inscription du Projet par Hydro-Québec..... | 12 |
| 3.3 Étape 3 – Envoi des adresses courriel pour les Avis de GDP | 12 |
| 3.4 Étape 4 – Transmission des Avis de GDP | 12 |
| 3.5 Étape 5 – Envoi à Hydro-Québec de la facture relative à l’Appui financier..... | 12 |
| 3.5.1 Renseignements fiscaux | 13 |
| 3.6 Étape 6 – Versement de l’Appui financier | 13 |
| Annexe A Réseaux autonomes | 14 |
| Annexe B Réseaux municipaux et coopératif | 16 |

Avant-propos

Le réseau d'Hydro-Québec est conçu et exploité de manière à répondre de façon fiable et sécuritaire à la demande d'électricité au Québec tout au long de l'année. Or, la demande est plus forte l'hiver en raison de la hausse des besoins de chauffage. Ainsi, le réseau d'Hydro-Québec est plus sollicité durant la saison hivernale, particulièrement à certains moments de la journée. Pendant ces périodes de forte consommation, il peut se produire une pointe, c'est-à-dire une demande d'électricité exceptionnellement élevée.

Hydro-Québec souhaite se doter de tous les moyens possibles pour répondre à la demande d'électricité lorsque des périodes de pointe surviennent, et ce, même si celles-ci ne durent que quelques heures.

Objectif

Le programme Gestion de la demande de puissance vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernales d'Hydro-Québec. En contrepartie, Hydro-Québec versera à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance effectuée pendant ces périodes. Ainsi, Hydro-Québec pourra répondre aux besoins de puissance (kW) de sa clientèle à meilleur coût.

Coordonnées utiles

Pour plus d'information, le participant peut communiquer avec Hydro-Québec par téléphone au **1 800 463-9900** ou par courriel à l'adresse GDP_CI-PMI@hydro.qc.ca (GDP_CI-PMI@hydro.qc.ca).

Définitions

| | |
|---|--|
| Abonnement | Tout contrat conclu entre un client et Hydro-Québec pour le service et la livraison d'électricité. |
| Client | Personne physique ou morale titulaire d'un ou de plusieurs abonnements. |
| Agrégateur | Entreprise établie au Québec qui regroupe les projets de GDP de ses clients pour présenter un projet intégré à Hydro-Québec. |
| Appui financier | Somme d'argent versée par Hydro-Québec à un Participant. |
| Avis de GDP | Courriel transmis aux participants qui précise la date et la plage horaire d'un événement de GDP. |
| Compteur de nouvelle génération | Compteur à communication bidirectionnelle par radio fréquences pouvant interagir avec une infrastructure de mesurage avancée afin notamment de collecter, mesurer et analyser des données de consommation d'électricité. |
| Événement de GDP | Période de trois ou quatre heures pour laquelle le participant a reçu d'Hydro-Québec un avis préalable lui demandant de réduire l'appel de puissance enregistré par les compteurs associés au Projet. |
| Gestion de la demande de puissance (GDP) | Réduction de l'appel de puissance de bâtiments pendant une Période de pointe hivernale d'Hydro-Québec. |
| Mesures de GDP | Moyens mis en œuvre pour réduire l'appel de puissance de bâtiments pendant un Événement de GDP. |
| Partenaire | Entreprise qui représente un Client. |
| Participant | Tout Client ou Agrégateur qui soumet un Projet à Hydro-Québec. |
| Période de pointe | Période de trois ou quatre heures pendant laquelle la demande d'électricité est exceptionnellement élevée, soit de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, durant la Période d'hiver, sauf les fins de semaine et les jours fériés. |
| Période d'hiver | Période allant du 1 ^{er} décembre au 31 mars de l'année suivante inclusivement. |
| Projet | Projet qui consiste à mettre en œuvre des Mesures de GDP dans des bâtiments munis d'un ou de plusieurs Compteurs communicants. |
| Puissance admissible (kW) | Puissance utilisée pour calculer le montant de l'Appui financier, comme précisé à la section 2.2 du présent Guide. |
| Réduction de puissance estimée | Réduction de la puissance estimée par le Participant lors de l'inscription du Projet. |
| Réseau autonome | Réseau d'électricité qui n'est pas relié au réseau principal d'Hydro-Québec (voir l' annexe A). |
| Réseau municipal ou coopératif | Réseau d'électricité alimenté par Hydro-Québec et exploité par une municipalité ou par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean Baptiste-de-Rouville (voir l' annexe B). |
| Système de chauffage, de ventilation et de conditionnement de l'air (système CVCA) | Système électromécanique ayant pour fonction le chauffage, la climatisation, la ventilation et le maintien de la qualité de l'air intérieur. |

Engagements et droits

Engagements d'Hydro-Québec

La seule obligation d'Hydro-Québec est de verser au Participant un Appui financier après la Période d'hiver selon les modalités décrites dans le présent Guide.

Hydro-Québec ne peut être tenue responsable :

- a) de tout dommage matériel découlant du Projet, sauf en cas de faute intentionnelle ou lourde ;
- b) du fait que le Participant n'a pas reçu un Avis de GDP en raison d'une erreur d'adresse courriel ou de problèmes d'équipement informatique chez le Participant.

Engagements du Participant

Le Participant :

- a) s'engage à mettre en œuvre des mesures visant à réduire la demande de puissance, mais il n'est pas tenu d'atteindre une réduction de puissance précise lors d'un Événement de GDP ;
- b) demeure responsable de la qualité, de la mise en œuvre et des résultats de son Projet, quels que soient les intervenants mis à contribution ;
- c) s'engage à prendre fait et cause pour Hydro-Québec, ses administrateurs, dirigeants, employés, sous-traitants et ayants droit relativement à toute réclamation ou poursuite judiciaire et à tout recours pouvant découler directement ou indirectement du Projet ;
- d) demeure responsable de se tenir informé des mises à jour des règles et des modalités de la GDP, notamment en s'abonnant à l'infolettre relative à la GDP ;
- e) reconnaît que toute fausse déclaration peut mettre fin à son admissibilité ou entraîner l'annulation ou la modification de tout montant qui lui est accordé relativement à son Projet et, le cas échéant, l'obliger à rembourser tout montant versé ;
- f) accepte que soient divulgués tous les résultats liés à son Projet à des fins promotionnelles ;
- g) déclare ne pas avoir soumis le Projet à Hydro-Québec dans le cadre de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance (tarif M) ou de grande puissance (tarif LG) d'Hydro-Québec ;
- h) doit respecter toutes les lois et tous les règlements applicables au Québec liés à son Projet.

Droits d'Hydro-Québec

Hydro-Québec se réserve les droits suivants :

- a) modifier le programme GDP sans préavis ;
- b) mettre fin au programme GDP à tout moment ;
- c) restreindre le nombre de projets acceptés et vérifier l'admissibilité d'un projet ;
- d) demander que des modifications soient apportées à un Projet ;
- e) exiger du Participant des renseignements supplémentaires ou des pièces justificatives pour le traitement du Projet ;
- f) déduire de tout versement d'appui financier consenti au Participant toute somme qui est due à Hydro-Québec par le Participant et ses partenaires, associés, actionnaires ou filiales.

1 Conditions générales d'admissibilité et modalités de participation

Les Projets doivent respecter l'ensemble des conditions et modalités décrites dans le présent guide pour être admissibles à un Appui financier.

1.1 Conditions générales d'admissibilité

1.1.1 Client admissible

Est admissible :

- a) tout Client ayant un Compteur communicant et dont le contrat de service d'électricité est assujéti au tarif D avec puissance facturée, DM, G, G9, M ou LG.

N'est pas admissible :

- a) tout Client dont le contrat de service d'électricité est assujéti au tarif L ;
- b) tout Client qui bénéficie de l'option d'électricité interruptible ;
- c) tout Client dont le bâtiment est relié à un Réseau autonome d'Hydro Québec (voir l'annexe A) ;
- d) tout Client d'un Réseau municipal ou coopératif (voir l'annexe B).

1.1.2 Seuil d'admissibilité

Un Projet est accepté uniquement si la Réduction de puissance estimée est d'au moins 200 kW.

Hydro-Québec se réserve le droit de refuser un Projet lors de l'inscription si :

- a) le compteur n'est pas communicant ;
- b) la Réduction de puissance estimée est inférieure à 200 kW selon l'analyse par Hydro-Québec de la concordance entre le profil de demande de puissance mesurée par les compteurs associés au Projet et les Périodes de pointe d'Hydro-Québec ;
- c) la Réduction de puissance estimée par le Participant, pour les compteurs associés au Projet, est égale ou inférieure à 10 % de l'appel maximal enregistré par ces compteurs pour la période d'hiver 2016-2017.

1.1.3 Mise en œuvre des Mesures de GDP

Hydro-Québec laisse la mise en œuvre des Mesures de GDP à la discrétion du Participant, qui en a l'entière responsabilité. De plus, le Participant doit avoir mis ces mesures en œuvre au plus tard le 30 novembre 2017 pour pouvoir participer aux Événements de GDP de la Période d'hiver 2017-2018.

Dans le cas où la stratégie de mise en œuvre des Mesures de GDP prévoit la modification des séquences de commande des systèmes CVCA ou d'équipements liés à la production, il est très important que le Participant s'assure, après un Événement de GDP, de bien gérer le retour aux conditions normales d'exploitation de ces équipements afin de ne pas créer une demande de puissance supérieure à la demande de puissance maximale enregistrée au cours des 12 mois précédant l'Événement de GDP. Tout dépassement de cette demande de puissance maximale aura un effet sur la puissance minimale à facturer conformément aux tarifs d'Hydro-Québec.

1.2 Modalités de participation

1.2.1 Événement de GDP

Un Événement de GDP peut survenir pendant l'une ou l'autre des Périodes de pointe d'hiver d'Hydro-Québec, qui sont de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, ou durant ces deux périodes, sauf les fins de semaine et les jours fériés⁽¹⁾.

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

1.2.2 Avis de GDP

L'Avis de GDP sert à aviser le Participant d'un Événement de GDP. Ces avis sont transmis par courriel selon les modalités suivantes :

- a) au plus tard à 15 h, le jour ouvrable précédant l'Événement de GDP qui a lieu de 6 h à 9 h ;
- b) au plus tard à 12 h, le jour même de l'Événement de GDP qui a lieu de 16 h à 20 h ;
- c) au plus tard à 15 h, le jour ouvrable précédant un Événement de GDP, qui a lieu de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h.

Les gabarits utilisés pour la transmission des Avis de GDP aux Participants se trouvent à l'adresse hydroquebec.com.

(1) Les 24, 25, 26 et 31 décembre, les 1^{er} et 2 janvier, les Vendredi saint, le Samedi saint, le jour de Pâques et le lundi de Pâques, quand ces jours sont en Période d'hiver.

1.2.3 Mode de participation

Deux options s'offrent au Participant pour soumettre un Projet à Hydro-Québec.

Option 1 – Le Participant est le Client

a) Le Client soumet le projet

- 1) Le Client soumet son Projet directement à Hydro-Québec et l'Appui financier lui est versé.
- 2) Plusieurs compteurs d'un même Client peuvent être regroupés dans un même Projet pour que la réduction de puissance estimée atteigne au moins 200 kW.
- 3) Hydro-Québec communique avec le Client à toutes les étapes liées au Projet.

b) Le Partenaire soumet le projet pour le Client

- 1) Le Client mandate un Partenaire pour soumettre son Projet à Hydro-Québec.
- 2) L'Appui financier est versé au Client.
- 3) Plusieurs compteurs d'un même Client peuvent être regroupés dans un même Projet pour que la réduction de puissance estimée atteigne au moins 200 kW.
- 4) Hydro-Québec communique avec le Partenaire ou le Client à toutes les étapes liées au Projet.

Option 2 – Le Participant est un Agrégateur

- a) L'Agrégateur soumet le Projet à Hydro-Québec et l'Appui financier lui est versé.
- b) Le Projet de l'Agrégateur peut comprendre un ou plusieurs compteurs d'un seul Client ou de plusieurs Clients pour que la réduction de puissance estimée atteigne au moins 200 kW.
- c) Hydro-Québec communique uniquement avec l'Agrégateur à toutes les étapes liées au Projet.
- d) L'Agrégateur avise chaque Client concerné par son Projet qu'il est le seul à être lié contractuellement à Hydro-Québec, à pouvoir communiquer avec Hydro-Québec et à recevoir l'Appui financier. L'Agrégateur doit fournir la preuve écrite de cet avis au cours des cinq jours ouvrables suivant la demande d'Hydro-Québec.

1.2.4 Date limite pour soumettre un Projet

Le Participant doit soumettre le Projet à Hydro-Québec au plus tard le 8 septembre 2017.

1.2.5 Non-contribution à un Événement de GDP

Si un Participant ne contribue pas à réduire la demande de puissance pour un compteur, relativement à deux Avis de GDP ou plus reçus au cours de la Période d'hiver, Hydro-Québec se réserve le droit de ne pas verser d'Appui financier pour la GDP relative à ce compteur du Projet.

2 Règles de calcul de l'Appui financier et de la Puissance admissible (kW)

2.1 Montant de l'Appui financier

Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2017-2018 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section [2.2](#).

2.1.1 Période d'hiver sans Événement de GDP

Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée}^* \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\ 000 \$$$

*Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2017-2018.

2.1.2 Confirmation du montant de l'Appui financier

Le montant de l'Appui financier ou du MAFM est confirmé au plus tard le 31 mai 2018. Le Participant reçoit un document qui présente le calcul du montant de l'Appui financier et qui détaille pour chaque compteur et chaque Événement de GDP les éléments suivants : la puissance de référence, la puissance réelle, la réduction de puissance de chaque événement et la Puissance admissible.

2.2 Puissance admissible (kW)

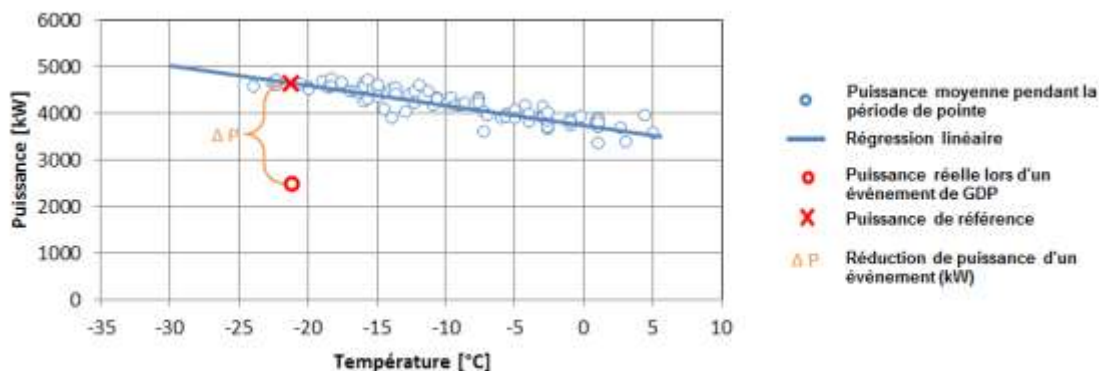
La Puissance admissible (kW) correspond à la moyenne de toutes les réductions de puissance de tous les Événements de GDP.

La Puissance admissible est calculée après la Période d'hiver pour chaque compteur. Dans le cas d'un Projet comportant plusieurs compteurs, la somme des Puissances admissibles de tous les compteurs devient la Puissance admissible du Projet.

2.2.1 Réduction de puissance

La réduction de puissance se calcule en fonction de la différence entre la puissance de référence et la puissance réelle pour un Événement de GDP, comme l'illustre le graphique suivant.

Réduction de la puissance lors d'un événement



2.2.2 Puissance de référence

La puissance de référence est établie à partir de la régression linéaire des puissances moyennes pendant les Périodes de pointe d'Hydro-Québec au cours de l'hiver 2017-2018, à l'exception des puissances moyennes des Événements de GDP. La régression linéaire est faite en fonction de la température moyenne enregistrée par la station météorologique la plus proche.

Il est à noter que, pour chaque compteur, une courbe distincte de la puissance de référence est établie pour les périodes de GDP d'avant-midi et d'après-midi.

2.2.3 Puissance réelle

La puissance réelle correspond à la moyenne de l'appel de puissance enregistré par le compteur au cours de l'Événement de GDP.

2.2.4 Température moyenne

La température moyenne est calculée à partir des données météorologiques de la station la plus proche du compteur. Cette station est indiquée au Participant une fois le Projet accepté. Les stations météorologiques dont les données sont utilisées figurent sur le site de SIMEB (www.simeb.ca).

3 Étapes détaillées du processus d'obtention d'un Appui financier

3.1 Étape 1 – Inscription : transmission du formulaire par le Participant

Le Participant transmet à Hydro-Québec le **formulaire d'inscription** accessible au hydro.quebec/gestion-demande-puissance dûment rempli en cliquant sur le bouton Envoyer. Ce formulaire doit être transmis à Hydro-Québec au plus tard le 8 septembre 2017.

3.2 Étape 2 – Confirmation de l'inscription du Projet par Hydro-Québec

Après la vérification du formulaire d'inscription, Hydro-Québec confirme au Participant l'inscription de son Projet en précisant les compteurs retenus et la station météorologique la plus proche pour chaque compteur. De plus, Hydro-Québec attribue au Participant un numéro de Projet unique.

3.3 Étape 3 – Envoi des adresses courriel pour les Avis de GDP

Afin de recevoir les Avis de GDP transmis par Hydro-Québec, le Participant doit remplir le **formulaire Liste d'adresses courriel pour les Avis de GDP** et le transmettre au plus tard le 20 octobre 2017 en cliquant sur le bouton Envoyer. Ce formulaire est accessible au hydroquebec.com.

3.4 Étape 4 – Transmission des Avis de GDP

Pendant la Période d'hiver, Hydro-Québec transmet les Avis de GDP aux adresses courriel fournies par les Participants.

Avis : Hydro-Québec effectuera en novembre des essais pour vérifier le déroulement du processus de transmission des Avis de GDP. À cet effet, un Avis de GDP sera transmis aux adresses courriel fournies par les Participants. Ces envois sont prévus pour les 2 et 9 novembre 2017. Veuillez informer vos responsables des Événements de GDP de ne pas activer les Mesures de GDP à la suite de la réception de ces deux Avis de GDP.

3.5 Étape 5 – Envoi à Hydro-Québec de la facture relative à l'Appui financier

Au plus tard le 31 mai 2018, le Participant reçoit un courriel d'Hydro-Québec qui lui fournit le calcul de l'Appui financier et qui lui demande d'envoyer la facture relative à celui-ci. Cette facture doit remplir les conditions suivantes :

- a) la facture doit être numérotée et produite à l'aide du logiciel de comptabilité du Participant ;
- b) le montant de la facture doit correspondre au montant approuvé par Hydro-Québec, taxes en sus, sauf lorsque le Participant détermine que les taxes ne s'appliquent pas, auquel cas il doit indiquer « taxes non applicables » sur la facture ;
- c) la facture doit être établie au nom d'Hydro-Québec et contenir l'ensemble des renseignements prévus par la réglementation fiscale, dont les numéros d'inscription aux fichiers de la TPS et de la TVQ, le cas échéant ;

- d) la facture doit être acheminée par le Participant à Hydro-Québec à l'adresse courriel GDP_CI-PMI@hydro.qc.ca (GDP_CI-PMI@hydro.qc.ca) ;
- e) à la demande d'Hydro-Québec, le Participant s'engage à pouvoir faire parvenir la version papier de la facture pendant une période de sept ans à partir de la date de la facture.

3.5.1 Renseignements fiscaux

Les paiements qu'effectue Hydro-Québec dans le cadre du programme sont normalement assujettis à la taxe sur les produits et services (TPS) et à la taxe de vente du Québec (TVQ), sauf si le Participant n'exerce pas d'activités commerciales selon les dispositions de ces régimes fiscaux. Par conséquent, pour permettre à Hydro-Québec d'effectuer un paiement, le Participant doit au préalable émettre une facture conforme aux exigences de ces régimes fiscaux.

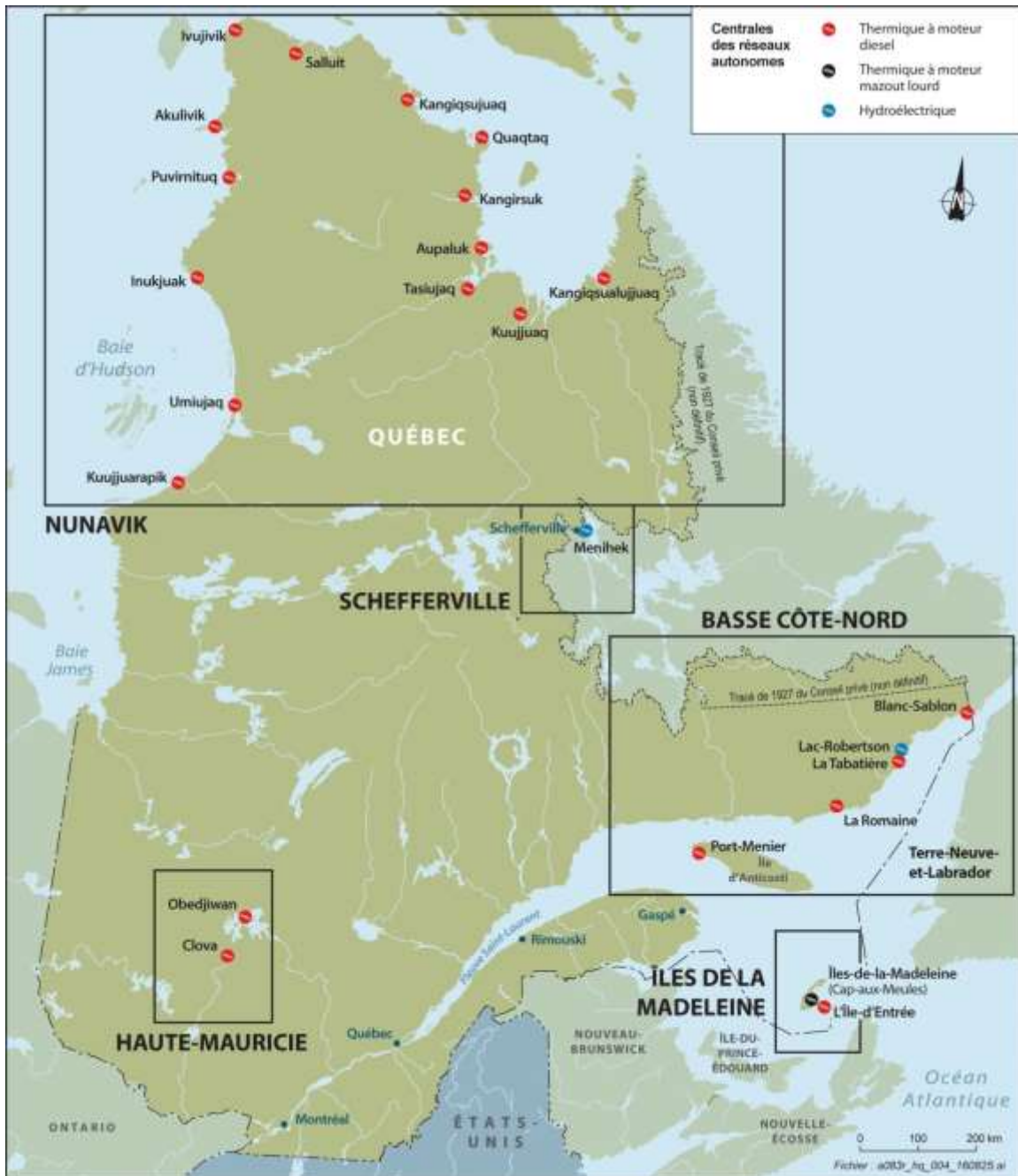
Aux fins de l'impôt sur le revenu, l'Appui financier versé constitue un paiement incitatif qui devrait, selon le cas, réduire le coût ou le coût en capital d'un bien, réduire le montant d'un débours ou d'une dépense ou constituer un revenu pour le Participant. À moins que le Participant bénéficiaire de l'aide ne soit un organisme exempt d'impôt, Hydro-Québec produit un *Relevé 27 – Paiements du gouvernement* en vertu de la *Loi sur les impôts du Québec* pour faire état de l'Appui financier versé.

Le Participant devrait s'adresser à son conseiller fiscal ou aux autorités fiscales compétentes au besoin. La détermination fiscale, aux fins des taxes et de l'impôt sur le revenu, incombe entièrement au Participant. Hydro-Québec ne peut être tenue responsable d'une détermination inadéquate du statut fiscal par le Participant, puisque la fiscalité applicable dépend généralement de la situation particulière du Participant.

3.6 Étape 6 – Versement de l'Appui financier

À la réception de la facture du Participant Hydro-Québec procède à la vérification du dossier du Participant et lui verse l'Appui financier consenti.

Annexe A Réseaux autonomes



A.1 Description des réseaux autonomes

Un réseau autonome est un réseau de production et de distribution d'électricité appartenant à Hydro-Québec, mais non relié au réseau principal. Au cœur de chacun de ces réseaux se trouve une centrale à partir de laquelle l'électricité est livrée à une ou plusieurs communautés. Les centrales de ces réseaux sont énumérées ci-dessous avec mention des communautés desservies, lorsque leur nom diffère de celui de la centrale.

A.1.1 Basse-Côte-Nord

Centrale hydroélectrique du Lac-Robertson : Blanc-Sablon, Chevery, Harrington Harbour, La Tabatière, Lourdes-de-Blanc-Sablon, Middle Bay, Mutton Bay, Rivière-Saint-Paul, Tête-à-la-Baleine, Bradore-Bay, Aylmer Sound, Saint-Augustin

Centrale thermique de Blanc-Sablon (appoint)

Centrale thermique de La Romaine : village et réserve indienne de La Romaine

Centrale thermique de Port-Menier : L'Île-d'Anticosti

A.1.2 Schefferville

Centrale hydroélectrique des Menihek : Schefferville, Matimekosh et Kawawachikamach

A.1.3 Îles-de-la-Madeleine

Centrales thermiques des Îles-de-la-Madeleine et de L'Île-d'Entrée : Îles-de-la-Madeleine (Fatima, Grande-Entrée, Havre-aux-Maisons, L'Île-du-Havre-Aubert, L'Étang-du-Nord, Cap-aux-Meules et L'Île-d'Entrée) et Grosse-Île

A.1.4 Nunavik

Akulivik, Aupaluk, Inukjuak, Ivujivik, Kangiqsualujuaq, Kangiqsujuaq, Kangirsuk, Kuujuaq, Kuujuarapik (Whapmagoostui), Puvirnituq, Quaqaq, Salluit, Tasiujaq et Umiujaq

A.1.5 Haute-Mauricie

Obedjiwan et Clova

Annexe B Réseaux municipaux et coopératif

Le présent document présente le réseau coopératif et les réseaux municipaux.

| |
|---|
| Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville www.coopsjb.com |
| Hydro Westmount www.westmount.org |
| Service électrique de la Ville d'Alma www.ville.alma.qc.ca |
| Service de l'électricité de la Ville d'Amos www.ville.amos.qc.ca |
| Service d'électricité de la Ville de Baie-Comeau www.ville.baie-comeau.qc.ca |
| Hydro-Coaticook www.ville.coaticook.qc.ca |
| Hydro-Joliette www.ville.joliette.qc.ca |
| Hydro-Magog www.ville.magog.qc.ca |
| Hydro-Jonquière (Ville de Saguenay) www.ville.saguenay.qc.ca |
| Hydro-Sherbrooke www.ville.sherbrooke.qc.ca |

Inscription – <Sélectionner>

Participation antérieure

| | | |
|--|---|---|
| Votre projet a-t-il été soumis dans le cadre du programme Gestion de la demande de puissance de l'hiver 2016-2017 ? | <input type="radio"/> Non <input type="radio"/> Oui | Quel était votre numéro de projet ? GDPX – 00 |
| Souhaitez-vous apporter des modifications à la liste des compteurs visés (ajout ou retrait) ? | <input type="radio"/> Non <input type="radio"/> Oui | |
| Souhaitez-vous apporter des modifications aux personnes-ressources du projet ? | <input type="radio"/> Non <input type="radio"/> Oui | |

Identification du participant

| | | |
|---------------------|-----------------------------|---|
| Nom de l'entreprise | N° de client d'Hydro-Québec | NEQ ou numéro de dossier au Registraire des entreprises |
|---------------------|-----------------------------|---|

| | | |
|--|----------|----------|
| Nom et prénom du responsable du projet au sein de l'entreprise | | Fonction |
| Téléphone (ex. : 514 999-9999) | Courriel | |

| | | |
|--|----------|----------|
| Nom et prénom du responsable du projet au sein de l'entreprise | | Fonction |
| Téléphone (ex. : 514 999-9999) | Courriel | |

Identification du partenaire (si présent au projet)

| | | |
|--------------------------------|----------|---------------------|
| Nom et prénom | | Nom de l'entreprise |
| Téléphone (ex. : 514 999-9999) | Courriel | |

Information sur le projet

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

¹ CVCA : Chauffage, ventilation, conditionnement de l'air.

Compteurs visés par le projet

| N° | Modification demandée | N° de client (1xxxxxxx) | N° de contrat (3xxxxxxx) | N° de compteur | Réduction de puissance estimée (kW) |
|----|---|----------------------------|-----------------------------|----------------|--|
| | <input type="checkbox"/> ajout <input type="checkbox"/> retrait | | | | |
| | <input type="checkbox"/> ajout <input type="checkbox"/> retrait | | | | |
| | <input type="checkbox"/> ajout <input type="checkbox"/> retrait | | | | |
| | <input type="checkbox"/> ajout <input type="checkbox"/> retrait | | | | |

Déclaration

Je, _____ (prénom, nom), de l'entreprise _____ (entreprise) atteste que tous les renseignements fournis dans le présent formulaire d'inscription sont exacts et déclare avoir pris connaissance du *Guide du participant* du programme Gestion de la demande de puissance (hiver 2017-2018) et je m'engage à me conformer, à titre de participant, aux exigences décrites dans ce guide pour le projet présenté.

En tant qu'agrégateur, je m'engage aussi à aviser chaque client concerné que je suis le seul à être lié contractuellement à Hydro-Québec, à pouvoir communiquer avec Hydro-Québec et à recevoir l'appui financier dans le cadre du projet. Je dois fournir la preuve écrite de cet avis au cours des cinq jours ouvrables suivant la demande d'Hydro-Québec.

Transmission du formulaire

Veillez utiliser le bouton Envoyer pour faire parvenir ce formulaire dûment rempli à Hydro-Québec. Aucun formulaire numérisé n'est accepté.

Si vous avez de la difficulté à envoyer votre formulaire au moyen du bouton Envoyer, vous pouvez le faire parvenir par courriel à l'adresse suivante : GDP_CI-PMI@hydro.qc.ca

Envoyer

Liste des adresses courriel pour les avis GDP

Transmission du formulaire

| | |
|---------------|--------------|
| Nom de projet | N° de projet |
|---------------|--------------|

| | | |
|---|----|--|
|  | 1 | |
|  | 2 | |
|  | 3 | |
|  | 4 | |
|  | 5 | |
|  | 6 | |
|  | 7 | |
|  | 8 | |
|  | 9 | |
|  | 10 | |
|  | 11 | |
|  | 12 | |

Ajouter une ligne

Transmission du formulaire

Veillez utiliser le bouton Envoyer pour faire parvenir ce formulaire dûment rempli à Hydro-Québec. Aucun formulaire numérisé n'est accepté.

Envoyer

ANNEXE B :
RAPPORT DU PROJET PILOTE



Projet pilote GDP 2015-2016

8 juillet 2016

ALIMENTER L'AVENIR

PROJET PILOTE GDP 2015-2016

SOMMAIRE DU BILAN

ALIMENTER
L'AVENIR

Résultats généraux

- ❑ **47 projets** retenus suite à l'appel de propositions
 - 43 clients ont participé (environ 190 bâtiments) ;
 - 4 projets n'ont entraîné aucune réduction de puissance ;
 - Ces clients n'ont pas participé dû à des contraintes opérationnelles.

- ❑ Réduction de puissance réelle obtenue : **25 MW**
 - Ce résultat est excellent étant donné que l'objectif était de 10 MW.

- ❑ Taux d'atteinte de la réduction de puissance anticipée par les clients qui ont participé à la GDP : **84 %** (réduction réelle/réduction anticipée)

PROJET PILOTE GDP 2015-2016

SOMMAIRE DU BILAN

ALIMENTER
L'AVENIR

Répartition des résultats - Programme GDP par type de client, tarif et tranche de puissance

1. Caractérisation des projets

| | | Période d'hiver | | |
|---|-----------------------------------|-----------------|------------|------------|
| | | 2015-2016 | 2016-2017 | 2017-2018 |
| Commerce de détail et entreprise de service | N ^{bre} de projets | 6 | 57 | 117 |
| | MW | 2,9 | 25,7 | 50 |
| Édifice à bureaux | N ^{bre} de projets | 9 | 30 | 45 |
| | MW | 7,1 | 23 | 41,7 |
| Centre de données | N ^{bre} de projets | 1 | 3 | 4 |
| | MW | 0,4 | 5,1 | 7,1 |
| Établissement d'enseignement | N ^{bre} de projets | 12 | 65 | 71 |
| | MW | 7,9 | 54,9 | 71,8 |
| Santé | N ^{bre} de projets | 4 | 16 | 26 |
| | MW | 3,3 | 19,5 | 33,1 |
| Industrie | N ^{bre} de projets | 6 | 60 | 80 |
| | MW | 1,8 | 34,3 | 31,9 |
| Autres | N ^{bre} de projets | 5 | 27 | 61 |
| | MW | 1,6 | 20,5 | 51,4 |
| Total | N^{bre} de projets | 43 | 258 | 404 |
| | MW | 25 | 183 | 287 |

PROJET PILOTE GDP 2015-2016

SOMMAIRE DU BILAN

ALIMENTER
L'AVENIR

Répartition des résultats - Programme GDP par type de client, tarif et tranche de puissance

2. Caractérisation des compteurs

| | | Période d'hiver | | |
|-----------------|---------------------------------|-----------------|--------------|--------------|
| | | 2015-2016 | 2016-2017 | 2017-2018 |
| Tarifs DM et DP | N ^{bre} de compteurs | 25 | 53 | 74 |
| | MW | 0,6 | 3,1 | 3,9 |
| Tarifs G et G9 | N ^{bre} de compteurs | 67 | 495 | 753 |
| | MW | 2 | 15,6 | 27,6 |
| Tarif M | N ^{bre} de compteurs | 78 | 648 | 1 160 |
| | MW | 12,9 | 137,1 | 195,5 |
| Tarif LG | N ^{bre} de compteurs | 13 | 49 | 70 |
| | MW | 9,5 | 27,2 | 60 |
| Total | N^{bre} compteur | 183 | 1 245 | 2 057 |
| | MW | 25 | 183 | 287 |

PROJET PILOTE GDP 2015-2016

SOMMAIRE DU BILAN

ALIMENTER
L'AVENIR

Mesures mises en œuvre

- ❑ Pourcentage des projets comportant les mesures suivantes :
 - Réduction ou arrêt d'équipements électriques : 60 %
 - Séquence de contrôle des équipements CVCA : 40 %
 - Utilisation de chaudières à combustible : 50 %
 - Utilisation de groupes électrogènes : 20 %
 - Autres mesures marginales
 - Utilisation d'accumulateur thermique
 - Abaissement de point de consigne du contrôleur de charge
 - Arrêt de production (secteur industriel)
- ❑ Niveau de réduction de puissance
 - La moyenne de réduction de puissance atteinte par bâtiment est de l'ordre de **20 %**.

PROJET PILOTE GDP 2015-2016

SOMMAIRE DU BILAN

ALIMENTER
L'AVENIR

Rentabilité

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

Niveau de satisfaction

- Tous les clients ont été très satisfaits du projet pilote sauf un seul, pour qui la réduction de puissance a été marginale par rapport à ses attentes.
- Le taux de satisfaction moyen des clients s'élevait à 4,9 sur une échelle de 5.

Intérêt de participer à la GDP pour l'hiver 2016-2017

- ❑ Tous les clients ont indiqué qu'ils participeraient à la GDP pour l'hiver 2016-17 à l'exception de seulement 2 clients, soit :
 - Un client qui n'était pas satisfait pour les raisons invoquées précédemment ;
 - Un client qui a signé un contrat avec Gaz Métro et qui n'a pas utilisé pas sa chaudière électrique au cours de l'hiver 2016-2017.

PROJET PILOTE GDP 2015-2016

SOMMAIRE DU BILAN

ALIMENTER
L'AVENIR

Conclusion

- Le projet pilote a permis de valider les éléments suivants :
 - Faisabilité technique des moyens utilisés par les clients pour effectuer la réduction de puissance durant les périodes de pointe d'Hydro-Québec ;
 - Niveau de réduction de puissance atteint par les clients ;
 - Acceptabilité par les clients et partenaires de l'ensemble des modalités prévues pour la phase de commercialisation du programme ;
 - Niveau suffisant de l'appui financier pour compenser les impacts financiers et opérationnels liés à la participation au programme ;
 - Répartition de participation entre les types et la taille de bâtiments et les tarifs.

