

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - Demande relative au  
programme GDP Affaires

DOSSIER R-4041-2018

RAPPORT DU GRAME

Préparé par

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats*

Avec la collaboration de

Mélanie Le Berre  
Analyste en environnement  
*GRAME*

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 20 août 2018

## **MANDAT**

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité.

Le GRAME a aussi retenu les services de son analyste interne madame Mélanie Le Berre afin d'épauler madame Moreau dans la rédaction de ce rapport. Mélanie Le Berre détient une maîtrise en Environnement et Développement durable de l'Université de Montréal.

## Table des matières

Mandat .....	2
I. Nature juridique de la GDP Affaires (B-004, B-007, B-0010) .....	4
1.1 Mise en contexte .....	4
1.2.1 Critère de la baisse des ventes .....	5
1.2.2 Critère de l'économie dans l'utilisation des ressources énergétiques.....	6
1.2.3 Critère de partage de coût entre la clientèle et le Distributeur.....	7
1.2.4 Comparaison avec les programmes d'efficacité énergétique.....	7
1.3 S'agit-il d'un programme commercial ?.....	8
1.4 S'agit-il d'un tarif de gestion de la consommation? .....	9
1.5 S'agit-t-il d'un approvisionnement? .....	11
1.6 Conclusions et recommandations .....	13
II. Modalités du programme .....	13
2.1 Engagement pluriannuel .....	13
2.2 Engagement par le Distributeur .....	15
2.3 Mesures de GDP envisagées par les clients .....	16
2.4 Montant d'appui financier minimal (MAFM) .....	16
2.5 L'usage de groupes électrogènes de secours .....	16
2.5.1 Conclusions et recommandations .....	18
III. Bilan en puissance.....	20
3.1 Impact du Plan directeur sur le bilan en puissance .....	20
3.2 Conclusion et recommandation.....	24
IV. Rentabilité du programme GDP Affaires (B-007 et B-0010).....	24
4.1 Conclusion .....	26
Annexe 1 : R-39063-2006, C-3-3-GRAME-1., doc. 1, pages 30, 31, 32 et 33 .....	27

## **I. NATURE JURIDIQUE DE LA GDP AFFAIRES (B-004, B-007, B-0010)**

### **1.1 Mise en contexte**

Dans la décision D-2018-025, la Régie ordonnait au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme GDP Affaires afin notamment d'en clarifier la nature juridique.<sup>1</sup> Lors de la rencontre préparatoire du 12 juin 2018, la Régie identifiait quatre natures juridiques possibles selon la Loi, comportant chacune des caractéristiques propres, et demandait au Distributeur de faire l'adéquation entre ces caractéristiques et le programme, afin de voir à quelle catégorie il correspond le mieux. Ces quatre natures juridiques sont :

- tarif de gestion de la consommation;
- programme commercial;
- programme d'efficacité énergétique; et
- approvisionnement.<sup>2</sup>

### **1.2 S'agit-il d'un programme d'efficacité énergétique?**

Dans son complément de preuve, le Distributeur soumet que le Programme doit être considéré au même titre que les autres interventions en efficacité énergétique et confirme qu'il a été conçu pour s'inscrire sous l'article 49 de la LRÉ. Au soutien de cette position, il invoque la décision D-2003-110, qui a fait ressortir les caractéristiques suivantes du Plan global d'efficacité énergétique :

#### **Nature du PGEÉ**

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

Il s'agit donc de mesures offertes à la clientèle dans le cadre d'une approche commerciale et dans un contexte de concurrence et ce, sans effet sur le confort des participants. Dans cette perspective, le PGEÉ peut être considéré comme une forme de prestation de service et, à ce titre, être traité selon l'article 49 de la Loi.<sup>3</sup> (Notre souligné)

Selon nos recherches, cette définition de l'efficacité énergétique pour les fins de son traitement réglementaire n'a pas été contestée subséquentement et a plus récemment été reprise, dans des termes identiques, dans la décision D-2014-204.<sup>4</sup> Selon le Distributeur, la

---

<sup>1</sup> R-4011-2017, [D-2018-025](#), Décision sur le fond, par. 269.

<sup>2</sup> R-4041-2018, [A-0006](#), Notes sténographiques de la rencontre préparatoire du 12 juin 2018 – Volume 1, p. 36-37.

<sup>3</sup> R-3473-2001, [D-2003-110](#), Décision finale, p. 8-9.

<sup>4</sup> R-3884-2014, [D-2014-204](#), Décision relative à la phase 3 – Plan d'approvisionnement pour l'exercice 2015, tarifs à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015 et Conditions de service et Tarif, par. 173.

décision D-2003-110 confirme la nature juridique du Programme.<sup>5</sup> Il fait l'adéquation suivante entre les caractéristiques énoncées dans la décision D-2003-110 et celles du Programme :

En effet, le Programme vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Ce programme consiste également en l'instauration de mesures de nature à inciter les participants à une gestion optimale de leur consommation durant certaines heures.<sup>6</sup>

### ***1.2.1 Critère de la baisse des ventes***

Le GRAME n'est pas en accord avec cette adéquation. Tout d'abord, en ce qui a trait au critère de la baisse des ventes, le Distributeur indique qu'une partie des clients va soit faire du préchauffage avant l'événement de gestion de la demande de puissance (ci-après GDP), soit devancer ou reprendre leur production dans les heures qui suivent :

Dans le cas d'un bâtiment, la réduction de la demande en période de pointe repose généralement sur une baisse de l'usage du chauffage, laquelle peut être ou non compensée par un préchauffage du bâtiment.

(...)

Dans le cas d'un client industriel, sa participation au Programme peut impliquer qu'il doive suspendre, devancer ou reporter des activités de production, avec toutes les conséquences sur le respect de ses délais et des engagements auprès de ses clients.<sup>7</sup> (Nous soulignons.)

Il réitère cette information dans sa preuve complémentaire, précisant les cas dans lesquels il n'encourrait aucune perte de revenu :

Le Distributeur a également considéré l'hypothèse prudente que tous les participants s'effacent à la pointe, sans déplacement de consommation. Dans les faits, une partie des clients vont soit faire du préchauffage avant l'événement de GDP, soit reprendre leur production dans les heures qui suivent, auxquels cas le Distributeur n'encourrait aucune perte de revenu. Par ailleurs, aucune perte de revenu associée à la puissance souscrite n'est prise en compte, puisque les clients n'utilisent pas le Programme de façon à gérer leur facture, les heures d'interruption étant à la demande du Distributeur.<sup>8</sup> (Nous soulignons.)

En réponse au GRAME, le Distributeur indique qu'il ne possède pas d'information précise sur le type de réduction de puissance qui sont mis en place par les clients, mais qu'il est en mesure d'estimer « 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. L'autre moitié provient du déplacement d'activités de production industrielles »<sup>9</sup>.

---

<sup>5</sup> R-4041-2018, [B-0007](#), HQD-1, doc. 2, Complément de preuve, p. 7.

<sup>6</sup> *Ibidem.*

<sup>7</sup> R-4041-2018, [B-0004](#), HQD-1, doc. 1, Programme GDP Affaires, p. 11.

<sup>8</sup> R-4041-2018, [B-0007](#), HQD-1, doc. 2, Complément de preuve, p. 12

<sup>9</sup> R-4041-2018, [B-0021](#), HQD-2, doc. 7, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, no 2.2.1

La baisse des ventes n'est donc pas une caractéristique essentielle de la GDP Affaires, mais une caractéristique accidentelle, tributaire du choix de mesures de GDP du client que le Distributeur dit ne pas contrôler.<sup>10</sup> Par ailleurs, aucun paramètre n'empêcherait la totalité des clients participant de déplacer leur consommation dans le temps plutôt que de la réduire. Le cas échéant, la GDP Affaires continuerait de produire les effets désirés en matière d'effacement à la pointe, sans pour autant entraîner une baisse des ventes.

### ***1.2.2 Critère de l'économie dans l'utilisation des ressources énergétiques***

Concernant le critère de l'économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, le GRAME observe que lorsqu'il n'y a pas préchauffage ou déplacement de la production, la réduction de la demande en puissance résulte d'un transfert des besoins du client vers une autre source d'énergie. Le Distributeur estime que ceci se produit dans 50% des cas.<sup>11</sup> Peut-on conclure à une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles lorsqu'il y a seulement déplacement de la consommation vers une autre source d'énergie ? Le Distributeur soutient que oui. En réponse à une demande de renseignement de la Régie sur le sujet, il répond :

À cet effet, et comme mentionné dans la preuve, le Programme vise une diminution dans l'utilisation des ressources énergétiques du Distributeur, en périodes de pointe. La méthode utilisée par le participant, que ce soit du préchauffage ou l'utilisation d'une génératrice diesel, n'est pas pertinente en regard de la qualification du Distributeur.<sup>12</sup> (Nous soulignons)

Le GRAME est d'avis que cette position du Distributeur ne peut être retenue. Elle témoigne d'une vision réductrice de l'efficacité énergétique qui fait fi de l'article 5 de la LRÉ en ne favorisant pas la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable.

Par ailleurs, le Distributeur lui-même reconnaît l'inadéquation entre le Programme et les mesures d'économie d'énergie dans cet extrait de sa réponse à une demande de la Régie : Le Programme n'apporte aux clients aucun bénéfice opérationnel ni réduction perceptible de la facture d'électricité, au contraire, par exemple, de mesures d'économie d'énergie ;<sup>13</sup> (Nous soulignons.)

---

<sup>10</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, p. 28, lignes 1 et 2.

<sup>11</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, doc. 3, Complément de preuve additionnel, p.6

<sup>12</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignement no 1 de la Régie, p. 23, lignes 7 à 10.

<sup>13</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignement no 1 de la Régie, no 3.1

### *1.2.3 Critère de partage de coût entre la clientèle et le Distributeur*

Concernant maintenant le critère de partage de coût entre la clientèle et le Distributeur<sup>14</sup>, la GDP Affaires est plutôt conçu de manière à rémunérer la clientèle pour le déplacement des charges en dehors de la pointe du réseau. En effet, la clientèle n'aurait aucun avantage à ce que seuls ses investissements soient compensés, donc que l'incitatif ne couvre que ses frais. L'incitatif doit être supérieur aux investissements du client pour compenser les efforts en gestion de la demande en puissance à la pointe, puisque « Le Programme n'apporte aux clients aucun bénéfice opérationnel ni réduction perceptible de la facture d'électricité, au contraire, par exemple, de mesures d'économie d'énergie.<sup>15</sup>

### *1.2.4 Comparaison avec les programmes d'efficacité énergétique*

Si on compare maintenant la GDP Affaires avec la gestion de la demande en puissance au marché résidentiel, soit le programme Chauffe-eau à 3 éléments, on constate que ce dernier comporte une aide pour notamment l'achat de l'équipement, comme c'est le cas des autres programmes en efficacité énergétique, ce qui en fait un programme pouvant faire l'objet de suivis au rapport annuel du Distributeur<sup>16</sup> et dont les coûts peuvent être amortis sur la durée de vie de la mesure, contrairement à la GDP Affaires.

Pour les motifs ci-dessus, le GRAME est d'avis qu'il n'y a pas suffisamment d'adéquation entre les caractéristiques d'un programme en efficacité énergétique (PGEÉ), telles que définies par la décision D-2003-110, et celles de la GDP Affaires pour justifier son traitement à titre de programme en efficacité énergétique. **Le GRAME demande donc à la Régie de rejeter la demande du Distributeur consistant à traiter la GDP Affaires au même titre qu'un programme en efficacité énergétique.**

Subsidiairement, le GRAME est d'avis que si la Régie devait considérer la GDP Affaires au titre d'un programme en efficacité énergétique, elle devrait en modifier l'encadrement en conséquence, impliquant la complexification du processus de participation, de l'identification de l'aide pour couvrir les coûts d'investissements des clients, aux étapes subséquentes de vérification des résultats selon les tests économiques requis pour un programme en efficacité énergétique.

En effet, les programmes en efficacité énergétique sont assujettis à un suivi de leurs paramètres : bénévoles, opportunistes, test du participant (TP), test du coût total en ressources (TCTR) et test de neutralité tarifaire (TNT). Dans le cas de la GDP Affaires, seul le TNT peut actuellement être suivi, puisque les coûts pour les participants ne sont pas connus. De plus, les aides financières versées pour les programmes en efficacité énergétique sont capitalisées et amorties sur la durée relative des mesures, alors que la GDP affaires se renouvelle chaque année, elle devra donc faire l'objet d'autres dispositions

---

<sup>14</sup> R-3473-2001, [D-2003-110](#), Décision finale, p. 8

<sup>15</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignement no 1 de la Régie, no 3.1

<sup>16</sup> R-9001-2017, [B-0050](#), HQD-7, doc. 3, Suivi des interventions en efficacité énergétique

comptables. En ce sens, les aides financières de la GDP Affaires ne peuvent pas s'additionner aux autres mesures du PGEÉ du Distributeur, puisque celles-ci impacteront directement le revenu requis de l'année où elles seront encourues.

De plus, si la GDP Affaires devait être considérée comme un programme d'efficacité énergétique, la décision au fond du présent dossier devrait être reportée au dossier R-4043-2018 afin de refléter la décision émise par la Régie dans sa correspondance du 28 juin 2018, au dossier R-4018-2017 :

Pour les motifs invoqués par Énergir lors de la rencontre préparatoire, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2, à l'exception de celle déposée en réponse aux suivis de décisions rendues dans des dossiers antérieurs ou de rapports administratifs de la Régie.<sup>17</sup>

### **1.3 S'agit-il d'un programme commercial ?**

Dans sa preuve complémentaire, le Distributeur n'a pas fait l'adéquation entre le Programme GDP affaires et les caractéristiques d'un programme commercial. Le GRAME s'y attarde néanmoins afin de répondre à l'intérêt exprimé par la Régie lors de la rencontre préparatoire du 12 juin 2018.

Les programmes en efficacité énergétiques sont souvent assimilés, du moins partiellement, à des programmes commerciaux. Dans le présent dossier, le Distributeur réfère alternativement au Programme en tant que programme d'efficacité énergétique et en tant que programme commercial.<sup>18</sup> En argumentation dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur laisse entendre que les mesures d'efficacité énergétique sont une forme de programme commercial.

Il s'agit d'offrir un appui financier à la clientèle de façon à l'inciter à entreprendre une action ou adopter un comportement qui n'aurait pas eu lieu sans cet appui financier. Cela peut consister, par exemple, à mettre en place des mesures d'efficacité énergétique, par exemple installer des produits éconergétiques, tels des chaudières efficaces. Le remplacement de systèmes au combustible par d'autres fonctionnant à l'électricité répond également à cette définition.<sup>19</sup>

Dans le même dossier, la Régie a toutefois fourni la définition suivante des programmes commerciaux, qui permet de les distinguer des programmes d'efficacité énergétique :

[36] Il faut rappeler que le but premier d'un programme commercial est d'accaparer une part de marché supplémentaire au profit de l'entreprise réglementée et de sa clientèle. Si

---

<sup>17</sup> R-4018-2017, Phase 2, [A-0028, La Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir produite en phase 2](#).

<sup>18</sup> R-4041-2018, Voir notamment [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie, p. 11, lignes 1 et 2.

<sup>19</sup> R-4000-2017, [B-0045](#), Argumentation du Distributeur, par. 10.

l'entreprise réussit, cela se fait soit par une augmentation de la consommation d'énergie globale, soit par le déplacement d'un type d'énergie pour un autre ou, encore, l'un et l'autre.  
(...)

[41] Bien que les enjeux relatifs à la gestion de la pointe soient pertinents, cette proposition s'écarte de l'objectif premier d'un programme commercial d'acquérir des parts de marché supplémentaires.<sup>20</sup>

Ainsi, le programme d'efficacité énergétique et le programme commercial se distingueraient selon le but qu'ils poursuivent; le premier visant une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles et le second, l'acquisition de parts de marché supplémentaires. Il s'en suit qu'alors que le programme d'efficacité énergétique entraînera une baisse des ventes; le programme commercial, s'il atteint ses objectifs, entraînera plutôt une augmentation des ventes.

Dans les observations déposées au dossier se retrouve un cas de figure qui indique que le Programme peut mener à une augmentation des ventes. Dans le cas de la Scierie Girard, le Programme a permis le remplacement d'énergies fossiles par l'électricité. Il semble cependant que cela soit une exception. Le Distributeur indique plutôt que la perte de revenu est négligeable et n'impactera pas la rentabilité du programme<sup>21</sup>. Il est clair que l'objectif du programme n'est pas l'augmentation de ventes.

Le GRAME reconnaît toutefois que plusieurs programmes actuellement qualifiés de programmes commerciaux ne poursuivent pas un objectif d'acquisition de parts de marché supplémentaires. À moins que l'ensemble de ces programmes ait été mal qualifié jusqu'ici, ce dont nous doutons, il en ressort que la définition d'un programme commercial est plus large. Nous soumettons que tout programme d'efficacité énergétique est un programme commercial, mais que tout programme commercial n'est pas un programme d'efficacité énergétique.

De l'avis du GRAME, **la GDP Affaires pourrait être qualifié de programme commercial. Il considère toutefois qu'il ne s'agit pas de la qualification la plus appropriée.**

#### **1.4 S'agit-il d'un tarif de gestion de la consommation?**

En réponse<sup>22</sup> à la demande de la Régie de présenter les différents critères qui caractérisent, selon le Distributeur, un tarif de gestion de la consommation, le Distributeur fait état de la décision D-2002-290 :

La Régie estime qu'il faut d'abord se référer à la Loi pour comprendre la notion d'un tarif de gestion de la consommation. L'article 52.1 nous dit qu'un tarif de gestion de la consommation est caractérisé par le fait qu'il repose sur la volonté du consommateur et est

---

<sup>20</sup> R-4000-2017, [D-2017-058](#), Décision procédurale, par. 36 et 41.

<sup>21</sup> R-4041-2018, [B-0021](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, no 2.1

<sup>22</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, no 6.1

relié soit au prix du marché, soit à l'interruptibilité du service. Le 2<sup>e</sup> alinéa de l'article 52.1 se lit comme suit :

*« La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur. »* (nous soulignons)

En effet, l'article 52.1 utilise le mot « ou » pour bien distinguer les deux natures possibles du tarif de gestion de la consommation. Le premier type de tarif de gestion relié au prix du marché se retrouve, par exemple, au tarif en temps réel (le tarif LR par exemple), le second au tarif BT. Il peut y avoir plusieurs formes de tarif de gestion de la consommation et le législateur a respecté cette pluralité. La Régie rappelle ce point car Hydro-Québec associe régulièrement tarif de gestion de la consommation, prix de marché et appel d'offres alors que le tarif de gestion de la consommation peut s'associer au prix de marché seulement ou à l'interruptibilité seulement ou à l'un et à l'autre, dépendamment des créneaux que veut occuper le distributeur pour satisfaire les impératifs du marché, de l'environnement ou de la concurrence ou des ordonnances de la Régie.

La décision D-2002-115 a clairement énoncé que le tarif BT est un tarif de gestion de la consommation vu sa caractéristique d'interruptibilité mentionnée à l'article 270 du Règlement tarifaire 663 d'Hydro-Québec.<sup>23</sup>

Le Distributeur n'approfondit pas l'analyse des caractéristiques d'un tarif de gestion de la consommation énoncées ci-dessus, au motif que le Programme n'est tout simplement pas un tarif.

Il doit donc tout d'abord s'agir d'un tarif, lequel peut être associé au prix de marché ou à l'interruptibilité. Or, le Distributeur rappelle, notamment pour les différents avantages dont il est fait état au tableau 2 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0006), que la présente demande concerne un programme et non un tarif.

Pour cette raison à elle seule, le Programme ne peut être considéré comme un tarif de gestion de la consommation puisqu'il ne s'agit pas d'un tarif.<sup>24</sup> (Nous soulignons)

Pour soutenir sa position à l'effet que le Programme ne constitue pas un tarif, le Distributeur invoque la manière dont les incitatifs financiers sont payés aux participants.

Le GRAME observe toutefois que la GDP Affaires est comparable à l'Option d'électricité interruptible (OÉI), dont la nature juridique de tarif n'est pas contestée. En effet, les modalités de l'électricité interruptible et celle de la GDP Affaires se ressemblent, elles offrent toutes les deux un crédit fixe, des modalités de préavis et de plages d'interruptions

---

<sup>23</sup> R-3490-2002, [D-2002-290](#), Décision concernant la demande de dispense de recourir à l'appel d'offres pour combler les besoins en électricité des consommateurs au tarif BT, page 21

<sup>24</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, no 6.1

et elles s'adressent à des clientèles spécifiques du Distributeur<sup>25</sup>. L'objectif de ces deux moyens est également le même, soit réduire les besoins en puissance à la pointe du réseau afin de retarder l'échéance de nouveaux appels d'offre de long terme.

De l'avis du GRAME, en raison de cette grande adéquation entre l'objectif et les modalités de la GDP Affaires et de l'OÉI, **il serait cohérent de qualifier la GDP Affaires de tarif de gestion de la consommation, sous réserve de modifier le mode de versement des incitatifs financiers en conséquence.** Le Distributeur a certes identifié des inconvénients liés à la facturation,<sup>26</sup> mais n'a pas fait la démonstration que ceux-ci étaient insurmontables. Des ajustements pourraient être apportés à la manière dont les incitatifs financiers sont versés aux clients participants. Par exemple, l'incitatif pourrait être qualifié de crédit remboursable et être versé une fois l'an, suite au calcul effectué par le Distributeur pour déterminer le nombre d'heures d'interruption.

Concernant la problématique de la rémunération des agrégateurs soulevée par le Distributeur, le GRAME est d'avis qu'un budget pourrait être mis en place, selon l'estimé du nombre de nouveaux clients.

### **1.5 S'agit-il d'un approvisionnement?**

Si l'on se tourne maintenant vers la raison d'être de la GDP Affaires, le rapprochement se fait davantage avec un approvisionnement. En effet, le Distributeur en décrit ainsi l'objectif :

[Ê]tre reconnu comme un moyen de gestion de long terme afin de contribuer au bilan en puissance pour satisfaire les besoins en pointe tout en respectant les critères de fiabilité en puissance de la Régie et du NPCC.<sup>27</sup>

Cette parenté avec l'approvisionnement s'observe également dans la manière dont le Distributeur décrit la GDP affaires, comme faisant partie de son portefeuille de moyens d'approvisionnement et s'insérant dans la séquence des moyens d'approvisionnement :

Le programme GDP Affaire a été mis en place en 2015 afin de répondre aux besoins en puissance du Distributeur. Il vient également diversifier le portefeuille de moyens sur lequel le Distributeur peut compter pour gérer son risque lié aux approvisionnements.

Certains intervenants questionnent la séquence des moyens d'approvisionnement et estiment que le Distributeur devrait se tourner vers les marchés de court terme avant de recourir à la GDP Affaires. Le Distributeur soutient respectueusement que cette approche

---

<sup>25</sup> R-4041-2018, [B-0007](#), HQD-1, doc. 2, Complément de preuve, Tableau 13, Modalités de l'électricité interruptible (Moyenne puissance) et du Programme, p. 17

<sup>26</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, doc. 3, Complément de preuve additionnel, p. 9 : Gestion du paiement de l'aide financière plus complexe (difficulté de rémunérer les agrégateurs réduisant ainsi les quantités de MW prévues) ; Incapacité du système de facturation du Distributeur à traiter ce volume de clients (facturation manuelle pour l'option interruptible (25 clients vs 404 clients pour le Programme))

<sup>27</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, doc. 3, Complément de preuve additionnel, p. 8.

démontre une incompréhension du rôle de la GDP Affaires dans le portefeuille de moyens d'approvisionnement du Distributeur.

Les moyens de gestion de la demande en puissance chez les clients ne constituent pas un moyen d'ajustement fin pour répondre à la demande du prochain hiver, il s'agit plutôt d'un moyen structurel pour le long terme.<sup>28</sup> (Nous soulignons.)

Considérer la GDP Affaires comme un approvisionnement l'assujettirait à la procédure d'appel d'offres, ouvrant la porte à de nouvelles solutions pour répondre à la problématique de sa rentabilité. Le GRAME est toutefois d'avis qu'une telle procédure (1) complexifierait significativement le processus, considérant le nombre élevé de petits clients<sup>29</sup>, (2) favoriserait les moyens dont les coûts sont moins élevés, au détriment d'investissements avec une période de récupération de l'investissement (PRI) plus longue et (3) pourrait mettre en péril l'objectif du programme, soit de réduire la demande en puissance à la pointe de l'ordre de 540 MW à l'horizon 2025-2026. De plus, en examinant de plus près la croissance de l'adhésion de la clientèle sur la période du Bilan de puissance<sup>30</sup>, on en comprend qu'une procédure d'appel d'offres devrait être ouverte sur une longue période de temps et nécessiterait l'approbation de la Régie annuellement pour les nouveaux adhérents à l'Appel d'offres, à moins d'en limiter le processus et d'en réduire les résultats. Le GRAME est d'avis que cette procédure va à l'encontre de l'allégement réglementaire et complexifie le processus.

Un obstacle juridique se pose cependant à la qualification de la GDP Affaires en tant qu'approvisionnement. Si elle est ainsi qualifiée, la relation entre le Distributeur et les clients participants correspondra alors à un « contrat d'approvisionnement en électricité », défini ainsi à l'article 2 de la LRÉ :

contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois;<sup>31</sup>

Le « fournisseur d'électricité » est quant à lui défini comme :

quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;<sup>32</sup>

Les clients participants à la GDP Affaires ne nous semblent pas correspondre à la définition d'un fournisseur d'électricité. Par conséquent, la LRÉ ne permet pas de lui attribuer la nature juridique d'un approvisionnement.

---

<sup>28</sup> R-4011-2017, [B-0172](#), Argumentation du Distributeur, par. 33 à 35.

<sup>29</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, doc. 3, Complément de preuve additionnel, Tableau 2, 404 participants, p. 9

<sup>30</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, doc. 3, Complément de preuve additionnel, Tableau 1, p. 6

<sup>31</sup> Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01, art. 2.

<sup>32</sup> *Ibidem*.

## **1.6 Conclusions et recommandations**

C'est à juste titre que la Régie, dans la décision D-2018-025, affirmait que la nature juridique exacte du Programme GDP Affaires est floue en raison du traitement qu'en fait le Distributeur. Tel qu'indiqué ci-dessus, la GDP Affaires emprunte des caractéristiques et des objectifs aux quatre natures juridiques identifiées par la Régie.

Le GRAME est d'avis qu'il n'y a pas suffisamment d'adéquation entre les caractéristiques d'un programme en efficacité énergétique, telles que définies par la décision D-2003-110, et celles de la GDP Affaires pour justifier son traitement à titre de programme en efficacité énergétique. **Le GRAME demande donc à la Régie de rejeter la demande du Distributeur consistant à traiter le Programme GDP Affaires au même titre qu'un programme en efficacité énergétique.**

Le GRAME reconnaît que, dans sa forme actuelle, la GDP Affaires peut être qualifiée de programme commercial. Toutefois, **en raison d'une grande adéquation entre l'objectif et les modalités de la GDP Affaires et de l'OÉI, il serait plus cohérent de la qualifier de tarif de gestion de la consommation, sous réserve d'en adapter en conséquence les modalités relatives au paiement de l'incitatif financier.** Comme solution aux problématiques liées à la facturation,<sup>33</sup> le GRAME propose de qualifier l'incitatif de crédit remboursable qui serait versé une fois l'an, suite au calcul effectué par le Distributeur pour déterminer le nombre d'heures d'interruption. Concernant la problématique de la rémunération des agrégateurs soulevée par le Distributeur, le GRAME est d'avis qu'un budget pourrait être mis en place, selon l'estimé du nombre de nouveaux clients.

## **II. MODALITÉS DU PROGRAMME**

### **2.1 Engagement pluriannuel**

Le GRAME a pris connaissance des observations déposées au dossier par des clients participant au programme à la GDP Affaire. Il constate que ceux-ci soumettent de manière générale que des investissements ont dû être faits pour permettre leur participation au programme. D'une manière générale, ces clients souhaitent que le programme soit établie sur une base continue, afin notamment de pouvoir obtenir un retour sur leur investissement. Certains clients suggèrent un engagement sur une période de plus d'un an<sup>34</sup> pour sécuriser leurs investissements.

À la lecture des observations, il nous semble que la problématique de l'incitatif offert soit davantage reliée à l'usage de combustible de substitution et que celle de l'engagement

---

<sup>33</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, doc. 3, Complément de preuve additionnel, p. 9 : Gestion du paiement de l'aide financière plus complexe (difficulté de rémunérer les agrégateurs réduisant ainsi les quantités de MW prévues) Incapacité du système de facturation du Distributeur à traiter ce volume de clients (facturation manuelle pour l'option interruptible (25 clients vs 404 clients pour le Programme))

<sup>34</sup> R-4041-2018, [D-0008](#), [Commentaires de](#) SG Scierie Girard; [D-0014](#), Commentaires de Contrôles AC; [D-0029](#), Commentaires de Écosystème

pluriannuel soit reliée au coût des investissements à réaliser, donc à la période de retour sur investissement. Par exemple :

Bonjour,

J'aimerais faire valoir à quel point la GDP est importante pour un client affaire comme la Scierie Girard. Le fait d'accorder à Hydro-Québec une diminution de notre puissance électrique en période hivernale n'affecte pratiquement pas nos opérations. Par contre l'appui financier lui est très important pour une entreprise comme la nôtre, car nous remplaçons des énergies fossiles par des énergies renouvelables. Comme vous le savez sûrement, les énergies fossiles sont beaucoup plus abordables que l'électricité, donc moins coûteuses. L'appui financier vient amenuiser l'écart entre les deux en rendant par le fait même l'électricité économiquement viable.

De plus, d'autres beaux projets sont sur la glace présentement en raison de l'arrêt de la GDP. Je vous demande donc de continuer ce programme, non seulement une année à la fois, mais pour des périodes d'au moins 5 ans. Ces projets contribueraient grandement à augmenter la vente de surplus électrique qu'Hydro-Québec possède en période hors pointe.

Référence : R-4041-2018, D-0008, Commentaires de Scierie Girard

Tout d'abord, nous sommes d'avis que le montant de 70 \$/kW présentement alloué doit être maintenu ou bonifié afin de compenser les efforts significatifs qui doivent être faits par les clients, en ressources financières et humaines. En effet, la participation au programme exige des interventions multiples : analyse des coûts, bénéfices et inconvénients, demande de participation à HQD et formalités administratives, mise en place des équipements et outils nécessaires pour répondre adéquatement aux demandes de gestion de pointe, opération des équipements et des outils mis en place et gestion des ressources humaines et financières associées. Les changements opérationnels qui ont lieu durant les événements de gestion de pointe ont également un coût, par exemple lorsqu'une énergie de substitution plus coûteuse que l'électricité est utilisée ou lorsque des équipements électriques qui génèrent des économies d'énergie sont mis à l'arrêt. En raison de tous ces éléments, une réduction de l'appui financier aurait un impact négatif majeur sur le niveau de participation au programme. En ce sens, notons que certains de nos clients ont refusé de participer au programme en raison du faible attrait qu'il présentait pour eux avec le niveau actuel d'appui financier.

Référence : R-4041-2018, D-0036, Commentaires de Énergère

**En ce sens, si la Régie optait pour une réduction de l'incitatif financier, il serait incontournable que l'engagement du Distributeur soit sur une plus longue période.**

Le GRAME a également pris connaissance des réponses du Distributeur aux demandes de la Régie concernant la durée des engagements.<sup>35</sup> Il en retient qu'un engagement pluriannuel de la part du Distributeur permettrait la mise en place de mesures en gestion de la puissance dont la période de retour sur l'investissement serait plus longue. Ceci pourrait favoriser les investissements visant par exemple l'utilisation d'accumulateur thermique.

---

<sup>35</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, no 10.1

10.1 Parmi les observations reçues, certains soulignent que le renouvellement annuel, en raison de l'incertitude qu'il génère au niveau de la pérennité de l'appui financier, constitue une entrave au Programme et souhaiteraient, en conséquence, des engagements pluriannuels. Veuillez commenter.

Réponse :

Il est exact que la présence d'un engagement pluriannuel pourrait inciter certains clients à mettre en oeuvre des mesures dont la période de retour sur l'investissement serait plus longue, puisqu'ils auraient une certaine garantie de récupérer leur investissement.

Le Distributeur réitère toutefois que pour les raisons invoquées à la référence (ii), un tel engagement devrait être pris sur une base volontaire par les clients puisque cela représenterait une mesure trop contraignante pour nombre d'entre eux.<sup>36</sup>

## **2.2 Engagement par le Distributeur**

Le GRAME est d'avis qu'il y a lieu d'apporter plus de stabilité au programme en permettant un engagement multi-annuel de la part du Distributeur, et non de la part des clients. Ceci réduirait les inquiétudes des clients quant à la longévité du programme et faciliterait l'adhésion de clients dont la participation requiert des investissements de départ plus importants.

Considérant l'objectif du Distributeur de considérer la GDP Affaires à titre d'approvisionnement de long terme, donc de retarder la mise en place de nouvelles infrastructures de production et de distribution, le GRAME est d'avis que la question de l'engagement devrait être offerte tout d'abord par le Distributeur, parce que l'objectif du programme est de permettre à plus de client d'adhérer au programme et d'augmenter le nombre de MW ainsi obtenu.

Au présent dossier, il ne nous apparaît pas optimal de demander au client de s'engager à plus long terme, parce qu'un tel engagement nécessiterait un incitatif supérieur et la mise en place de pénalités en cas de non-respect, ce qui compliquerait la gestion et l'administration de la GDP Affaires. Par ailleurs, le Distributeur devrait réaliser une analyse pour être en mesure d'estimer adéquatement la bonification de l'incitatif financier. Le GRAME est d'avis que ces démarches d'optimisation de l'engagement de la clientèle pourront faire l'objet d'une demande subséquente, pour laquelle ces analyses auront été réalisées et seront présentées à la Régie pour approbation. Cependant, rien n'empêche le Distributeur d'offrir dès maintenant un engagement de maintien du programme pluriannuel pour favoriser la stabilité de la GDP Affaires.

---

<sup>36</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, no 10.1

**Par conséquent, le GRAME recommande que le Distributeur s'engage contractuellement à maintenir la GDP Affaires sur une période de l'ordre de trois à cinq ans aux participants à la GDP Affaires lors de l'adhésion d'un client.** C'est une solution simple d'application, qui n'affectera pas à la baisse le nombre de participants prévu, ni la rentabilité de la GDP Affaires et qui pourra offrir la possibilité à plus de clients de participer en réduisant leur risque d'affaires.

### **2.3 Mesures de GDP envisagées par les clients**

Le GRAME est d'avis qu'il est important de bien comprendre la part d'effacement attribuable aux différents moyens de GDP utilisés par les clients du programme. En effet, la connaissance des mesures de GDP envisagées par les clients permettrait de mieux calibrer l'incitatif financier, favorisant ainsi l'atteinte de meilleurs résultats en termes de MW de la GDP Affaires. Par exemple, l'incitatif financier devra couvrir plus que la totalité du coût de substitution vers le mazout par l'usage de chaudière, alors que ce coût pourra augmenter dans les années à venir. Ainsi, la connaissance du pourcentage de clients qui opte pour un carburant de remplacement pourra guider la Régie dans son analyse de la nécessité de modifier, ou non, l'aide financière du Programme.

**Par conséquent, le GRAME recommande que pour toutes les adhésions à la GDP Affaires, les mesures de GDP envisagées par le client soient identifiées.**

### **2.4 Montant d'appui financier minimal (MAFM)**

Le GRAME est en faveur du MAFM sur une base annuelle afin de couvrir les risques financiers de la clientèle de la GDP Affaires. En effet, comme ce dernier ne comporte pas, contrairement aux programmes en efficacité énergétique, une aide financière de départ pour la mise en place d'équipement efficace, mais se limite à un incitatif financier, la clientèle doit pouvoir couvrir une partie de ses risques financiers d'investissement de base.

### **2.5 L'usage de groupes électrogènes de secours**

Le projet pilote GDP 2015-2017 démontre que 20 % des projets comportent l'utilisation de groupes électrogènes de secours :

<b>PROJET PILOTE GDP 2015-2016</b>		<b>ALIMENTER L'AVENIR</b>
<b>SOMMAIRE DU BILAN</b>		
<b>Mesures mises en œuvre</b>		
□ 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)		

Référence : R-4041-2018, B-0007, HQD-1, document 2, En liasse, page 47 (Projet-Pilote GDP 2015-2016).

Concernant l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours proposée par le Distributeur au dossier R-3603-2006, le GRAME soumet que le suivi réalisé au dossier R-3678-2008 par le Distributeur a démontré le peu d'intérêt pour cette option.<sup>37</sup> En effet, seuls trois clients ont participé à l'expérience pilote à l'hiver 2005-2006. Un seul d'entre eux a renouvelé l'expérience l'année suivante, auquel s'est ajouté un nouveau participant, pour un total de deux participants à l'hiver 2006-2007.<sup>38</sup> Aucun client n'a adhéré à l'option lors de l'hiver 2008-2009.<sup>39</sup>

Au dossier R-3603-2006, le GRAME, à titre d'intervenant au dossier, demandait au Distributeur de préciser les facteurs d'efficacité moyens et les émissions de gaz à effet de serre (ci-après GES) pour les génératrices. Le Distributeur nous indiquait que le taux d'efficacité se situe entre 25 % et 35 % :

### *Question*

Quels sont les facteurs d'efficacité moyens et les émissions de gaz à effet de serre pour 100 MW provenant des génératrices en fonction de la source d'énergie anticipée ?

### **Extrait Réponse:**

Tel qu'il est indiqué à la page 21 de la pièce HQD-1, Document 1, le taux d'efficacité des groupes électrogènes de secours se situe généralement entre 25 et 35 %. Une puissance combinée de 100 MW de groupes électrogènes de secours pourrait nécessiter entre 37 400 et 26 700 litres à l'heure respectivement pour des taux d'efficacité de 25 et 35 % (avec une hypothèse de contenu calorifique de 38,5 MJ/litre et un taux de conversion de 3,6 MJ/kWh). En présumant que la combustion de 1000 litres de diesel émet 2,73 tonnes de gaz à effet de serre\*<sup>40</sup>, l'utilisation de 100 MW de groupes électrogènes de secours pourrait générer de 73 à 102 tonnes métriques de gaz à effet de serre à l'heure.<sup>41</sup>

Au dossier R-3603-2006, le GRAME soulevait plusieurs bémols quant à l'usage de telles génératrices pour suppléer aux besoins en puissance du Distributeur, tant au niveau des problématiques environnementales, que techniques<sup>42</sup> :

- Bruit intense, odeur d'huile et de diesel, fumée noire au démarrage, utilisation en milieu urbanisé, plaintes de voisinage
- Éléments techniques rencontrés pour rendre des installations conformes aux normes applicables relatives au raccordement des groupes électrogènes :

---

<sup>37</sup> R-3678-2008, Pièce [B-1](#), HQD-1, Doc. 1, Annexe D, page 56, lignes 4-13 et R-3678-2008, [B-9](#), HQD-2, document-5, réponse 12a, p. 14

<sup>38</sup> R-3678-2008, [D-2008-131](#), pages 7 et 8 et R-3678-2008, [NS, volume 1](#), 25 septembre 2008, p. 69

<sup>39</sup> R-3678-2008, [D-2008-131](#), page 8 et R-3678-2008, [NS, volume 1](#), 25 septembre 2008, p. 69

<sup>40</sup> Source : Canada's Greenhouse Gas Emissions (Environnement Canada)

<sup>41</sup> R-3603-2006, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, pièce HQD-2, doc.2, p. 6 et 7 Question 4B) portant sur les groupes électrogènes

<sup>42</sup> R-3603-2006, [C-3-3-GRAME-1.](#), Document 1, pages 25-26

- La synchronisation avec le réseau d'Hydro-Québec et la fiabilité des groupes électrogènes.

De plus, le GRAME a fait la démonstration que l'utilisation des groupes électrogènes de secours ne dispense pas les clients de procéder à des essais sous charge périodique<sup>43</sup> et que les groupes électrogènes de secours d'efficacité de 25 % émettent plus de GES que les centrales au charbon.<sup>44</sup> Concernant l'usage de chaudière pour les besoins de chauffage, le GRAME indiquait qu'il apparaît plus sensé de produire directement du chauffage que de produire de l'électricité à partir d'un groupe électrogène de secours pour l'alimentation des appareils électriques de chauffage, dont le rendement est de 25 % à 30 %.

Ainsi, l'effacement de la GDP Affaires en provenance de chaudières pour pallier les besoins de chauffage des locaux est plus justifié que l'usage de génératrices de secours,<sup>45</sup> bien qu'à terme le GRAME souhaite que des modifications à la GDP Affaires puissent permettre à la clientèle d'investir davantage dans d'autres mesures plus structurantes pour l'effacement à la pointe du réseau.

### **2.5.1 Conclusions et recommandations**

Considérant les résultats du projet pilote GDP 2015-2017 qui démontrent que 20 % des projets comportent l'utilisation de groupes électrogènes de secours<sup>46</sup> et considérant le peu de participation à l'option de groupes électrogènes de secours, dont le suivi réalisé au dossier R-3678-2008 a démontré un effritement de l'intérêt des clients dès l'hiver 2008-2009<sup>47</sup>, effritement dû au contexte de hausses du prix du diesel selon l'analyse du Distributeur :

#### **5. Perspectives d'avenir**

Le Distributeur constate le peu d'intérêt suscité par l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours. Bien que les ajustements proposés aux crédits se traduiraient par une hausse du crédit versé au participant, cette hausse n'est pas suffisante pour compenser la hausse récente des prix du diesel. Le contexte actuel, caractérisé par des hausses du prix du diesel, rend donc cette option peu attrayante dans un avenir prévisible.<sup>48</sup> (Notre souligné)

---

<sup>43</sup> R-3603-2006, [C-3-3-GRAME-1.](#), Doc. 1, pages 30-31 (Voir extrait en Annexe 1)

<sup>44</sup> R-3603-2006, [C-3-3-GRAME-1.](#), Doc. 1, page 32 (Voir extrait en Annexe 1)

<sup>45</sup> R-3603-2006, [C-3-3-GRAME-1.](#), Doc. 1, page 33 (Voir extrait en Annexe 1)

<sup>46</sup> R-4041-2018, [B-0007](#), HQD-1, Doc. 2, En liasse, page 47 (GDP 2015-2016)

<sup>47</sup> R-3678-2008, [D-2008-131](#), p. 7 et 8 et R-3678-2008, [NS, volume 1](#), 25 septembre 2008, p. 69

<sup>48</sup> R-3678-2008, [B-1](#), HQD-1, Doc. 1, p. 56

À cet égard, le GRAME a pris connaissance de l'article soumis par la Régie dans sa demande de renseignements no 1<sup>49</sup> :

### **Récompensés pour polluer? Le maire de Matane se questionne**

Extrait

Le problème pour le maire Landry, c'est qu'elle fonctionne avec du diesel, un produit très polluant. « On se bat beaucoup avec le gouvernement, avec Hydro-Québec, pour démontrer l'importance de développer l'énergie renouvelable, l'éolien, évidemment. Mais là, ce qu'on voit de par ce programme-là, c'est qu'on [nous] encourage à utiliser du diesel pour faire de l'énergie en forte période de pointe. »<sup>50</sup>

De l'avis du GRAME, les problématiques soulevées par le maire de Matane peuvent faire pression sur les clients adhérant à la GDP affaires dans l'avenir. De plus, la croissance du prix des combustibles va impacter plus significativement la rentabilité de la GDP Affaires pour la clientèle ayant des équipements peu efficaces (25% à 35%), donc qui nécessitent l'utilisation de plus de diesel pour la même production énergétique, comme pour le cas de l'option de groupes électrogènes de secours.

Pour ces raisons, le GRAME est d'avis que d'exclure l'usage des groupes électrogènes de secours n'impactera pas significativement les résultats du programme à moyen terme. À cet égard, il souhaite que soient privilégiés d'autres moyens pour améliorer les résultats de la GDP Affaires, comme de l'offrir sur une période pluriannuelle.

Considérant les problématiques sociales et environnementales, dont la génération de GES et le manque d'efficacité des génératrices de secours, décrites ci-dessus.

Considérant la cible de réduction de produits pétroliers prévue au décret 537-2017, soit de réduire de 5% de la consommation totale de pétrole au terme de la période de 2018-2023, par rapport à 2013 :

QUE Transition énergétique Québec, au terme de la période 2018-2023, atteigne les deux cibles suivantes :

- améliorer, d'au moins 1 % par année, l'efficacité énergétique moyenne de la société québécoise;
- abaisser, d'au moins 5 %, la consommation totale de pétrole par rapport à 2013, ce qui représenterait, en 2023, une baisse réelle de consommation de 900 millions de litres de produits pétroliers.

---

<sup>49</sup> R-4041-2018, [A-0009](#), Demande de renseignements no 1 de la Régie relative au Programme GDP Affaires, p. 12

<sup>50</sup> Deschênes, J.-F. (2017-09-12). [Récompensés pour polluer? Le maire de Matane se questionne](#). [Ici Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine](#).

Considérant que la Régie doit tenir compte des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement dans l'exercice de ses fonctions :

Article 5. (LRÉ)

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

**Le GRAME recommande que l'option GDP Affaires exclue l'effacement de la demande en puissance au moyen de groupes électrogènes de secours.**

### **III. BILAN EN PUISSANCE**

Le GRAME est d'avis que plusieurs éléments additionnels devraient être pris en compte dans le bilan en puissance présenté par le Distributeur en réponse à la demande de la Régie<sup>51</sup>. La croissance des besoins en puissance pourrait être influencée par la mise en œuvre du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec (ci-après, le Plan directeur), bien que non comptabilisée dans le bilan de puissance préliminaire du Distributeur. Le GRAME est d'avis que la réduction de l'offre du programme financier pourrait compromettre le bilan de puissance.

#### **3.1 Impact du Plan directeur sur le bilan en puissance**

À la suite de son analyse, présentée ci-dessous, le GRAME constate que le Distributeur ne semble pas tenir compte dans son bilan de puissance des prévisions de programmes qui doivent être mis en place par Transition énergétique Québec (TEQ), visant notamment la conversion vers l'électricité pour plusieurs marchés :

- Bâtiments commerciaux et institutionnels CI :
  - Pour le chauffage des bâtiments publics, le Plan directeur prévoit leur conversion, notamment à l'électricité renouvelable<sup>52</sup>, et cela, dès 2020-2021<sup>53</sup>.
  - Pour la conversion et l'efficacité énergétique de la clientèle des petits bâtiments CI, le Plan directeur prévoit de mettre en place des programmes de subvention dès 2019-2020<sup>54</sup> ;

---

<sup>51</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, doc. 3, Complément de preuve additionnel, Tableau 1

<sup>52</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, p. 102

<sup>53</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, p. 160

<sup>54</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, p. 100

Secteur résidentiel :

- Le Plan directeur prévoit « l'entrée en vigueur de la législation visant à interdire l'installation de nouveaux systèmes au mazout et le remplacement de l'équipement désuet (à l'exception des résidences en réseaux autonomes et hors réseau) »<sup>55</sup> pour 2023, de même que le remplacement des combustibles fossiles par des énergies renouvelables, également pour 2023;
- Programme ÉcoPerformance : Le Plan directeur met l'accent sur les projets d'efficacité énergétique ainsi que sur les projets de conversion vers des énergies plus propres<sup>56</sup>. Il mettra également en œuvre de grands projets industriels d'économie d'énergie et de conversion énergétique<sup>57</sup>, lesquels sont prévus dès 2020-2021<sup>58</sup> ;

Pourtant le Distributeur indique qu'il a pris en considération ces hausses probables<sup>59</sup> de la demande en puissance dans son bilan, et ce, malgré le fait que TEQ ne chiffre pas ces données dans son Plan directeur. Le GRAME soumet que cette prise en considération n'est pas adéquatement reflétée dans la preuve du Distributeur, pour les raisons suivantes.

Selon le Plan directeur, la croissance de la demande électrique sera de 13,4 % entre 2013-2023 et de 19,6% entre 2013-2030.<sup>60</sup> Si on observe les données du plan d'approvisionnement 2013-2023, la croissance de la demande en énergie était évaluée à 5,75 % au dossier R-3864-2013<sup>61</sup> et à 4,3 % sur la période 2016-2026<sup>62</sup> au dossier R-3986-2016, soit en décroissance de la demande énergétique. Concernant la croissance de la demande en puissance celle-ci était évalué à 7 % sur la période 2013-2023<sup>63</sup> et à 5,8% sur la période 2016-2026<sup>64</sup>, également en décroissance.

---

<sup>55</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, p. 91

<sup>56</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, p. 168

<sup>57</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, Annexe VI, mesure 39, p. 218

<sup>58</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, page 83

<sup>59</sup> R-4041-2018, [B-0021](#), HQD-2, doc. 7, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, no 1.1

<sup>60</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, Tableau 20, p. 209

<sup>61</sup> R-3864-2013, [B-0005](#), HQD-1, document 1, Plan d'approvisionnement 2014-2023 Réseau intégré, Tableau 2-1, p. 12

<sup>62</sup> R-3986-2016, [B-0006](#), HQD-1, document 1, Plan d'approvisionnement 2017-2026 Réseau intégré, Tableau 1

<sup>63</sup> R-3864-2013, [B-0005](#), HQD-1, document 1, Plan d'approvisionnement 2014-2023 Réseau intégré, Tableau 2-2, page 13

<sup>64</sup> R-3986-2016, [B-0006](#), HQD-1, document 1, Plan d'approvisionnement 2017-2026 Réseau intégré, Tableau 2, page 13

**TABLEAU 2 :  
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

En MW	2015/16 <sup>1</sup>	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2015-25	
												MW	tx annuel moyen
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931	2 220	0,6%
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>													

<sup>1</sup> Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Référence : R-3986-2016, B-0006, HQD-1, document 1, Tableau 2, page 13

**TABLEAU 2-2  
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (EN MW)**

En MW	2012/13 <sup>1</sup>	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2012-22	
												MW	tx annuel moyen
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>	37 397	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	2 943	0,8%
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>													

<sup>1</sup> Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Référence : R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, Tableau 2-2, page 13

Maintenant, si on compare les données préliminaires du bilan de puissance fourni au présent dossier, on observe sur la période 2018-2019 à 2025-2026 une croissance de la demande de 5,3 % sur 7 ans (0,757 %/an)<sup>65</sup>, alors qu'au dossier R-3986-2016 cette évaluation pour cette même période était de 4,457 %<sup>66</sup> (0,63675/an), soit légèrement inférieure. Cependant, si on la compare avec les prévisions moyennes de croissance de 0,8 % / an au dossier R-3864-2013<sup>67</sup>, la croissance des prévisions des besoins en puissance à la pointe d'hiver est nettement inférieure annuellement.

<sup>65</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, document 3, Tableau 1, Bilan de puissance préliminaire du Distributeur, page 6

<sup>66</sup> R-3986-2016, [B-0006](#), HQD-1, document 1, Plan d'approvisionnement 2017-2026 Réseau intégré, Tableau 2, page 13

<sup>67</sup> R-3864-2013, [B-0005](#), HQD-1, document 1, Plan d'approvisionnement 2014-2023 Réseau intégré, Tableau 2-2, page 13

On observe également que la croissance des besoins en puissance et celle des besoins en énergie se suivent et peuvent se comparer entre elles, puisque lorsque la croissance des ventes décroît, la demande en puissance à la pointe d’hiver décroît également :

Croissance annuelle moyen	Puissance	Énergie	Différence
2012/2013-2022/2023*	0,8%	0,6%	0,2%
2015-2016-2025-2026**	0,6%	0,4%	0,2%
2018-2019 à 2025-2026 ***	0,757%	N/A	N/A

\* R-3864-2013, B-005, HQD-1, document 1, Tableau 2-2, Prévision des besoins en puissance à la pointe d’hiver, page 13 ; ET Tableau 2-1 Prévision des ventes et des besoins en énergie, page 12

\*\* R-39864-2016, B-006, HQD-1, document 1, Tableau 2, Prévision des besoins en puissance à la pointe d’hiver, page 13 ; ET Tableau 1 Prévision des ventes et des besoins en énergie, page 12

\*\*\* R-4041-2018, B-0010, HQD-1, document 3, Tableau 1, Bilan de puissance préliminaire du Distributeur, page 6

On peut en déduire que la croissance des besoins en puissance présentée par le Distributeur dans son bilan préliminaire ne se rapproche pas de la croissance moyenne en énergie de 1,35% / an prévu au Plan directeur à l’horizon de 2013 à 2023,<sup>68</sup> alors que la croissance de la puissance est supérieure à celle de la demande en énergie selon les données fournies aux plans d’approvisionnement.<sup>69</sup>

**Le GRAME soumet que ces données invitent à la prudence dans l’examen du bilan de puissance préliminaire du Distributeur sur son horizon 2025-2026, bien que les données à court terme reflètent nécessairement la progression des ventes de court terme, donc des besoins en puissance de court terme.**

---

<sup>68</sup> R-4043-2018, [B-0005](#), R-1, Tableau 20, p. 209

<sup>69</sup> R-3986-2016, [B-0006](#), HQD-1, doc. 1, Plan d’approvisionnement 2017-2026 Réseau intégré, Tableau 2, Prévision des besoins en puissance à la pointe d’hiver, p. 13 et R-3864-2013, [B-0005](#), HQD-1, document 1, Plan d’approvisionnement 2014-2023 Réseau intégré, Tableau 2-2, Prévision des besoins en puissance à la pointe d’hiver, p. 13

### **3.2 Conclusion et recommandation**

Considérant le fait que TEQ ne chiffre pas les résultats escomptés de ces programmes visant la conversion vers l'électricité énumérés ci-dessus et considérant que le Distributeur ne peut pas avoir tenu compte précisément de données qui ne sont pas disponibles.

Considérant que l'estimation de la croissance des besoins en puissance s'éloigne de la croissance de la demande prévue au Plan directeur de manière significative, **le GRAME est d'avis qu'il est important que la GDP Affaires soit maintenu afin de pouvoir participer à la réduction des besoins qui découleront de la mise en place des mesures prévues au Plan directeur.**

## **IV. RENTABILITÉ DU PROGRAMME GDP AFFAIRES (B-007 ET B-0010)**

Concernant l'analyse économique, le GRAME est d'avis que la preuve complémentaire du Distributeur est suffisante pour démontrer le bien-fondé de l'instauration du Programme d'un point de vue économique. Le GRAME est d'avis que les coûts évités de long terme doivent être privilégiés dans l'analyse économique, puisque même si l'engagement des clients est de courte durée, le taux de renouvellement de participation est de 97 % :

Comme indiqué à la section 3.5 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), le taux de renouvellement de participation des clients est de 97 %.<sup>70</sup>

Par ailleurs, le GRAME note que le coût marginal aux heures de forte pointe où le Programme a été utilisé s'apparente au coût évité de long terme et le dépasse significativement pour l'hiver 2017-2018<sup>71</sup>, bien que ces derniers incluent les autres coûts (SPEDE et transport).

Le GRAME soumet que les coûts évités par le Distributeur pour le SPEDE en relation avec l'évitement d'achat de puissance sur les marchés de court terme, bien que marginal, pourraient faire partie de l'analyse économique :

Pour évaluer la réduction d'émissions polluantes, le Distributeur compare le Programme aux émissions de GES de son marché marginal en période de pointe. Pour ce faire, il utilise les facteurs d'émission de gaz à effet de serre pour les marchés nord-américains, du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*. Grâce au Programme, le Distributeur évite les émissions associées aux achats de court terme effectués sur les marchés limitrophes, qui auraient dû conduire à l'achat de droits d'émission en vertu du SPEDE.<sup>72</sup> (Notre souligné)

---

<sup>70</sup> R-4041-2018, [B-0021](#), HQD-2, doc.7, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, no 4.3

<sup>71</sup> R-4041-2018, [B-0007](#), HQD-1, doc. 2, Complément de preuve, Tableau 12, page 15

<sup>72</sup> R-4041-2018, [B-0021](#), HQD-2, doc.7, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, no 4.4

Nous constatons qu'au Tableau 1 : Bilan de puissance préliminaire du Distributeur <sup>73</sup>, le Distributeur prévoit 1000 MW annuellement pour l'électricité interruptible, alors que le nombre d'heures d'interruption et le nombre d'appels varient, selon les besoins.

Concernant la prévision de contribution de puissance de l'Option d'électricité interruptible, le Distributeur indique au GRAME que selon l'ordonnancement des moyens, la GDP Affaires pourrait être appelée sur un plus grand nombre d'heures que l'OÉI. Cependant, le Distributeur indique ne pas pouvoir estimer l'impact à la baisse sur le nombre d'appels de l'OÉI, bien que la GDP Affaires peut également remplacer d'autres approvisionnements de court terme :

L'ordonnancement des moyens de gestion est revu en fonction des contraintes opérationnelles du Distributeur et des aléas climatiques. Le Distributeur indique que le Programme devrait être appelé en pratique un plus grand nombre d'heures que les options d'électricité interruptible (OÉI), mais il n'est pas en mesure d'estimer si cela aura un impact à la baisse sur le nombre d'appels des OÉI. Le Programme pourrait remplacer des approvisionnements de court terme autres que les OÉI.<sup>74</sup>

Le Distributeur présente au Tableau 4 l'historique des interruptions de l'option d'électricité interruptible avant l'introduction du programme GDP Affaires de 2013 à 2015, sans identifier le nombre d'interruptions sur sa période d'introduction de 2015-2016 à 2017-2018. Il n'est donc pas possible d'identifier si les heures d'interruption de l'OÉI ont été réduites pour donner suite à la présence de la 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.

Référence : R-4041-2018, B-0007, HQD-1, document 2, Tableau 4, page 9

À l'égard de la différence de coûts évités des deux programmes, considérant le crédit fixe et le crédit variable combiné pour l'électricité interruptible, le Distributeur réfère le

<sup>73</sup> R-4041-2018, [B-0010](#), HQD-1, doc. 3, Complément de preuve additionnel, Tableau 1 : Bilan de puissance préliminaire du Distributeur, p. 6

<sup>74</sup> R-4041-2018, [B-0021](#), HQD-2, doc.7, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, no 4.1

GRAME à la réponse de la Régie<sup>75</sup> dans laquelle il rappelle que ces deux options sont conçues pour des clientèles aux caractéristiques spécifiques, et que le potentiel de contribution de l'OÉI semble atteint. Finalement, le Distributeur souligne l'objectif du Programme, soit retarder le lancement d'un appel d'offres de long terme :

Finalement, la rentabilité des options tarifaires ou celle des programmes n'ont pas à être comparées entre elles. L'analyse économique est un outil d'aide à la décision. Une fois la rentabilité des mesures démontrée, le Distributeur utilise l'ensemble des moyens disponibles afin d'équilibrer son bilan en puissance, avec comme objectif fondamental de retarder le plus possible le lancement d'un appel d'offres de long terme.<sup>76</sup> (Notre souligné)

#### **4.1 Conclusion et recommandation**

Ainsi, certains éléments restent à clarifier. Par exemple, il est possible que d'une part l'option d'électricité interruptible soit moins utilisée par le Distributeur<sup>77</sup> et que d'autre part une partie de la clientèle de l'OÉI adhère éventuellement à la GDP Affaires.

Bien que ces possibilités augmenteraient le budget nécessaire à la GDP Affaires, en réduisant celui de l'OÉI, la différence nette de rentabilité entre les deux programmes ferait en sorte que la combinaison des deux options d'interruption serait moins avantageuse, puisque l'incitatif à l'interruption est plus avantageux pour la clientèle de la GDP Affaires. Cependant, le transfert de clients entre les options d'interruptions ne réduit pas la rentabilité du test de neutralité tarifaire (TNT) de chacune de ces options séparément, laquelle est déterminée en comparant les coûts évités en puissance de fourniture de long terme.

En conséquence, **le GRAME est d'avis que la Régie devrait reconnaître la rentabilité de la GDP Affaires.**

---

<sup>75</sup> R-4041-2018, [B-0015](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, nos 13.2 et 13.3

<sup>76</sup> R-4041-2018, [B-0021](#), HQD-2, doc. 1, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, no 13.2

<sup>77</sup> R-4041-2018, [B-0021](#), HQD-2, doc.7, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, no 4.1

## ANNEXE 1 : R-39063-2006, C-3-3-GRAME-1., DOC. 1, PAGES 30, 31, 32 ET 33

**TABEAU 3 : ÉMISSIONS DE GES POUR UN PARC DE GROUPES ELECTROGENES D'UNE PUISSANCE DE 100 MW**

<i>Efficacité</i> (%)	<i>Temps</i> (heures)	<i>GES</i> (tonne équ. CO <sub>2</sub> )
25	50	5 343,0
	75	8 014,4
	100	10 685,9
	4,5	168,3
	18	673,2
30	50	4 452,2
	75	6 678,7
	100	8 904,9
	4,5	140,3
	18	561,0
35	50	3 816,4
	75	5 724,6
	100	7 632,8
	4,5	120,2
	18	480,9

Le GRAME confirme donc toutes ses hypothèses, soit :

(1) L'impact net peut être calculé facilement :

- a. Exemple : pour une puissance de 50 MW, à un taux d'efficacité de 35 %, pour un temps d'utilisation de 100 heures, moins les émissions générées par les tests calculés pour 4,5 heures à 35 % de charge. Cette option générera 3 756,3 tonnes équivalentes de CO<sub>2</sub>, dont approximativement 60 % sera généré en milieu urbain de la ville de Montréal, soit 2 253,78 tonnes équivalentes de CO<sub>2</sub> en période hivernale.

<i>Efficacité</i> (%)	<i>Temps</i> (heures)	<i>GES</i> (tonne équ. CO <sub>2</sub> )	<i>Émissions nette</i> (tonne équ. CO <sub>2</sub> )
35	50	1 908,2	1 848,1
	75	2 862,3	2 802,2
	100	3 816,4	3 756,3
	4,5	60,1	
	18	240,4	

- (2) L'utilisation de cette option ne remplace pas les essais sous charge périodique, qui doivent être effectuées à chaque semaine, en période de pointe ou non, durant toute l'année ; et

- (3) Cet usage augmente nettement l'utilisation de ces équipements et n'est en aucun cas équivalente en termes d'émissions atmosphériques ; et
- (4) Le GRAME confirme par ces calculs que le Distributeur surévalue l'impact des tests sur les émissions atmosphériques en donnant comme seule hypothèse que les tests sont effectués durant une période d'une (1) heure par semaine. En effet, en calculant une efficacité de 35 % et la production de 50 MW, la surévaluation est de l'ordre de 180,3 tonnes équivalentes de CO<sub>2</sub> pour 18 semaines. L'autre élément qui surévalue l'impact global est la charge estimée de 35 %, alors que cette charge, selon M. Fortin des *«Les Entreprises Électriques L.M. Inc.»* ne semble pas nécessaire dans tout les cas.

## **5 Utilisation inadéquate de la ressource**

### **5.1 La stratégie énergétique du Québec**

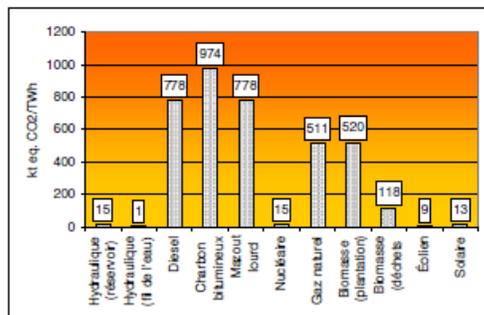
Dans un contexte d'optimisation énergétique, il convient de s'assurer que la bonne énergie est utilisée à la bonne place. Autrement dit, dans le cas présent, il faut vérifier qu'il n'existe pas de source d'énergie plus optimale que celle des groupes électrogènes pour répondre aux besoins de pointe du Distributeur.

Les changements climatiques étant un enjeu important du développement durable, il nous paraît primordial que la production d'électricité se fasse en limitant au maximum la production de gaz à effet de serre (ci-après, « GES »). C'est pourquoi les émissions de GES engendrées par l'utilisation de différents types de centrales électriques doivent être comparées à celles causées par un parc de groupes électrogènes.

### **5.2 Comparaison entre centrales thermiques et groupes électrogènes**

Sachant que certains besoins d'électricité ou en puissance, en pointe hivernale au Québec, sont parfois comblés par des centrales thermiques en Amérique du Nord-Est, nous croyons pertinent de mettre en relation les émissions de ce type de centrales avec celle des groupes électrogènes (graphique 1 et tableau 4).

**Graphique 1 : émissions moyennes de GES pour les différentes filières énergétiques**



Sources : Agence canadienne d'évaluation environnementale (2002) *Intégrer les considérations reliées au changement climatique dans l'évaluation environnementale des projets hydroélectriques de l'est et du nord du Canada.*

**Tableau 4 : émissions de GES pour les groupes électrogènes suivant leur rendement énergétique**

Rendement du groupe électrogène	Émissions de GES (kt eq. CO <sub>2</sub> /TWh)
25 %	1069
30 %	890
35 %	763

Il apparaît donc que, dans tous les cas, la production d'électricité à partir de groupes électrogènes de secours est plus polluante qu'à partir de centrales thermiques au diesel ou au mazout. On note également que dans tous les cas, une centrale au gaz naturelle est moins polluante. En revanche, seuls les groupes électrogènes les moins performants (efficacité 25 %) émettent plus de gaz à effet de serre que les centrales au charbon.

Globalement, les centrales thermiques ont un moindre impact sur les changements climatiques et l'environnement que les groupes électrogènes de secours.

Par ailleurs, a priori, les centrales thermiques sont situées dans des zones où elles ne gênent pas le voisinage immédiat, ce qui n'est pas toujours le cas des groupes électrogènes de secours avec

## Extrait page 33

leurs problèmes de bruits et odeurs et d'émissions de polluants atmosphériques en milieu urbanisé.

Dans ce contexte, il ne nous apparaît pas judicieux d'utiliser des groupes électrogènes secours pour produire de l'électricité, même en période de pointe.

### 5.3 Rendement des chaudières domestiques

Le rendement moyen d'une chaudière domestique est de 60 % et celui d'une chaudière *Energy Star* supérieur à 85 %<sup>11</sup>. Ainsi, il ne paraît pas sensé de produire de l'électricité à partir d'hydrocarbure avec un rendement de 25 à 30 % à des fins de chauffage dans la mesure où il existe des chaudières plus performantes.

Nous privilégions donc l'utilisation d'hydrocarbures pour le chauffage plutôt que l'utilisation de groupes électrogènes pour produire de l'électricité de pointe. En effet, la période de pointe électrique au Québec survient en hiver et est directement liée aux besoins de chauffage. Parmi les hydrocarbures, le gaz naturel nous paraît être le meilleur choix car sa combustion est moins polluante que le diesel utilisé par les groupes électrogènes de secours et permettrait de réduire la pression exercée à l'endroit des besoins en puissance en pointe hivernale.