

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  
Phase 2

RAPPORT DU GRAME

Préparé par

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats*

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement  
(GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 9 avril 2021

## **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.

## Table des matières

Mandat .....	2
Introduction.....	4
I. Proposition tarifaire : Établissement de l'appui financier .....	5
1.1 Mise en contexte .....	5
1.2 Analyse .....	6
1.2.1 Coût moyen d'implantation .....	6
1.2.2 Qu'en est-il du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW ? .....	8
1.2.3 Établissement du coût d'implantation : l'origine du 10,50 \$/kW .....	9
1.2.4 Impact d'une baisse de l'appui financier sur les strates d'effacement inférieures à 400 kW .....	10
1.3 Un choix de société à faire : Promotion de l'utilisation des groupes électrogènes ou réduction du risque d'ajout de ces équipements .....	13
1.4 Conclusions et recommandations .....	14
II. Proposition tarifaire : Révision du seuil d'admissibilité .....	14
2.1 Mise en contexte .....	14
2.2 Analyse .....	15
2.3 Conclusions et recommandations .....	17
III. Proposition tarifaire : Appui dégressif .....	18
3.1 Mise en contexte .....	18
3.2 Analyse .....	18
Scénario (1) : Appui financier moyen de 50 \$/kW .....	18
Scénario (2) : Appui financier maximal de 60 \$/kW .....	21
Scénario (3) : Appui financier maximal de 50 \$/kW .....	22
3.3 Conclusions et recommandations .....	24
Annexe 1 : R-3603-2006, C-3-3-GRAME-1., doc. 1, pages 30, 31, 32 et 33 .....	26

## INTRODUCTION

Le GRAME s'est positionné maintes fois en faveur de solutions pour réduire les besoins en puissance à la pointe du réseau, étant également d'avis que le programme GDP Affaires n'est pas un programme d'efficacité énergétique. La Phase 2 du présent dossier permet pour la première fois depuis que le programme est offert de cibler la nature des effacements obtenus. Le GRAME est très préoccupé par la place prépondérante de l'utilisation de groupes électrogènes, comportant une efficacité énergétique de 30%, soit la pire, d'un point de vue environnemental, de tous les systèmes produisant de l'électricité<sup>1</sup>. L'utilisation de groupes électrogènes serait donc pire qu'un nouvel appel en puissance, s'il était de source thermique au diesel ou au mazout (Voir ANNEXE 1).

Pour cette raison, le GRAME est satisfait de la décision de la Régie rendue en phase 1 du présent dossier qui demande d'exclure les coûts d'implantation de l'appui financier, considérant le fait que les groupes électrogènes se retrouvent parmi les coûts d'implantation les plus élevés. Par ailleurs, la Régie invitait le Distributeur à rechercher des alternatives, en accord avec la transition énergétique en cours au Québec et les cibles de réduction des gaz à effet de serre (ci-après, « GES ») à atteindre.

Cependant, le GRAME note que le Distributeur n'a pas progressé dans la recherche d'alternatives, en accord avec la transition énergétique en cours au Québec et les cibles de réduction des GES à atteindre, afin de mettre en place d'autres solutions qu'une mesure comme les groupes électrogènes (de secours), lesquels devraient servir à pallier aux pannes de courant et non à produire l'électricité pour de l'effacement volontaire.

Non seulement aucune recherche d'alternatives n'est offerte, mais le Distributeur tient peu compte de la décision de la Régie rendue en Phase 1, en utilisant une donnée approximative pour les coûts d'implantation, alors que des coûts d'implantation plus significatifs ont été rapportés par l'audit de Technosim inc., particulièrement lorsqu'ils sont associés aux groupes électrogènes.

Bien que la réduction de l'appui financier n'ait pas d'impact à la baisse sur les émissions de GES des groupes électrogènes déjà installés, en appliquant la décision de la Régie de la Phase 1<sup>2</sup>, la réduction de l'appui financier permettrait de réduire l'engouement pour l'installation de **nouveaux équipements** qui requièrent l'utilisation des groupes électrogènes, donc de réduire les impacts sur les émissions de GES.

La participation du GRAME à la Phase 2 du présent dossier s'inscrit dans cet objectif, soit la réduction des impacts environnementaux de l'option de gestion de la demande (affaires).

---

<sup>1</sup> R-4041-2018, [C-GRAME-0008](#), Annexe 1, page 29 / ET R-3603-2006, [C-3-3-GRAME-1., doc. 1](#), pages 30, 31, 32 et 33

<sup>2</sup> [D-2019-164](#), par. 267

## I. PROPOSITION TARIFAIRE : ÉTABLISSEMENT DE L'APPUI FINANCIER

### 1.1 Mise en contexte

Dans la décision [D-2019-164](#)<sup>3</sup>, la Régie souligne la nécessité de justifier l'appui financier du Programme en distinguant les coûts annuels récurrents de ceux liés à l'installation d'équipements. La Régie précise que ces derniers ne devraient pas être récupérés via l'appui financier récurrent, mais faire l'objet d'une subvention distincte via soit un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique. De plus, la Régie souligne « qu'il est souhaitable que le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre du Programme » ([D-2019-164](#), par. 277).

La Régie demande au Distributeur de réduire le montant de l'appui financier d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipement, lequel est estimé à 10,50 \$/kW, considérant que le Distributeur ne possède pas de détails quant au niveau de ces coûts ([D-2019-164](#), par. 268).

Considérant le coût moyen d'implantation sur une base unitaire à 19,33 \$/kW<sup>4</sup> obtenu par l'audit de Technosim inc., l'utilisation par le Distributeur d'une approximation de 10,50 \$/kW afin de réduire l'appui financier au montant moyen de 60 \$/kW<sup>5</sup> **doit être remise en question**. Parallèlement, le Distributeur pourrait requérir d'autres moyens (programme commercial ou en efficacité énergétique) pour couvrir le coût d'implantation des mesures afin de s'assurer un plein potentiel de réduction en puissance du programme. Ce faisant, il pourrait favoriser des alternatives à « l'utilisation systématique des groupes électrogènes »<sup>6</sup>, tel que suggéré par la Régie.

Dans cette section, le GRAME analysera notamment l'impact sur le potentiel de réduction en puissance d'une réduction de l'appui financier à la hauteur de l'évaluation de Technosim inc. dans la tranche d'effacement de 0 à 200 kW<sup>7,8</sup>, dans laquelle on retrouve les coûts d'implantation unitaires moyens les plus élevés.

Le GRAME abordera également l'impact sur les résultats en effacement en puissance, comme par exemple les relations entre les coûts d'implantation par type d'équipement et par tranches d'effacement.

---

<sup>3</sup> [D-2019-164](#), par. 267

<sup>4</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), Annexe A, p. 8

<sup>5</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), p. 10-11

<sup>6</sup> [D-2019-164](#), par.277

<sup>7</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), Annexe A, Tableau 9

<sup>8</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), Annexe A, Tableau 9

## **1.2 Analyse**

### ***1.2.1 Coût moyen d'implantation***

Le coût moyen d'implantation de l'échantillon est de 19,33 \$/kW<sup>9</sup>, alors que le Distributeur propose de conserver son estimation de 10,50 \$/kW en faisant référence à la décision D-2019-164 (par. 268)<sup>10</sup>.

#### **5.1.1 Coût d'implantation**

Les coûts d'implantation ont été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020. Le coût moyen d'implantation pour l'ensemble de l'échantillon est de 19.33 \$/kW. Il existe toutefois une répartition importante des coûts avec un écart type de 35.53 \$/kW et la médiane se retrouvant à 4.45 \$/kW. Au total, 15 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'implantation puisque l'équipement et les contrôles requis pour participer au programme étaient déjà en place. La figure 1 illustre la répartition des coûts d'implantation des mesures. (Notre souligné)

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., page 19

Or, la Régie mentionne le fait que le Distributeur ne possède pas de détails sur les investissements requis et qu'il utilise une approximation :

[266] La Régie constate que le Distributeur justifie notamment l'appui financier de 70 \$/kW par le fait que les participants au Programme doivent rentabiliser les investissements requis pour permettre l'effacement demandé par ce dernier. Or, le Distributeur ne possède pas de détails quant au niveau des investissements requis. Il utilise comme approximation le montant d'appui financier minimal de 10,50 \$/kW. (Notre souligné)

R-4041-2018, [D-2019-164](#), par. 266

La Régie indique que pour la révision de l'appui financier, une connaissance de la contribution des principales mesures est nécessaire. La Régie demande que soit effectué un sondage/audit, notamment sur l'évaluation des différents coûts directs encourus, et de déposer les résultats ainsi qu'une nouvelle proposition d'appui financier<sup>11</sup>.

[269] Toute révision de l'appui financier et des modalités du Programme nécessite une meilleure connaissance de la contribution des principales mesures mises en oeuvre pour permettre l'effacement observé au cours des trois derniers hivers. Puisque les coûts directs et indirects récurrents dépendent notamment des mesures mises en oeuvre, une meilleure connaissance de ces dernières est souhaitable. Il importe de préciser, par exemple, dans quelle mesure les participants ont recours à des génératrices ou des chaudières à combustible afin d'estimer les coûts en carburant.

---

<sup>9</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, page 19

<sup>10</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), note de bas de page no 23, page 11 : un coût hypothétique d'installation a été utilisé. Il s'appuie sur le montant de 10,50 \$/kw évoqué dans la décision D-2019-164.

<sup>11</sup> [D-2019-164](#), par. 269 et 270

[270] **La Régie demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme afin d'établir un portrait de la contribution des principales mesures ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au cours des derniers hivers. Une évaluation des différents coûts directs encourus par ces derniers, liés aux effacements lors des événements de GDP, devra être fournie et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance. Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des résultats en fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum. Le Distributeur devra déposer les résultats de ce sondage/audit ainsi d'une nouvelle proposition d'appui financier dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.** (Nos soulignés)

[D-2019-164](#), par. 269 et 270

La demande de la Régie vise à permettre la révision de l'appui financier sur **la base d'informations plus précises**, notamment sur l'évaluation des coûts directs encourus, alors que le Distributeur ne tient pas compte de cette évaluation dans sa proposition à l'égard du coût d'implantation obtenu via l'audit auprès des participants au programme.

Considérant un coût moyen de 10,50 \$/kW, le Distributeur propose de fixer l'appui financier moyen à 60 \$/kW, soit de soustraire une approximation des coûts d'équipement pour l'effacement du signal de prix de 70 \$/kW, qualifié par le Distributeur d'un signal de prix éprouvé. Malgré une réduction du signal de prix, le Distributeur indique que l'Option offre l'avantage d'une certaine pérennité, par rapport au Programme. Par conséquent, le Distributeur indique qu'il attendra les effets de la pérennisation, avant *de juger s'il y a lieu de pallier l'écart de rémunération au moyen d'un programme d'efficacité énergétique*.

Compte tenu de ce qui précède, du caractère critique de la contribution de l'Option au bilan de puissance, des indications reçues de la Régie à ce jour et de l'absence de données précises relatives à l'ensemble des coûts à considérer, le Distributeur propose de fixer l'appui financier moyen au montant de 60 \$/kW. Ce montant est dérivé du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW, duquel est soustraite une approximation des coûts d'équipement requis pour l'effacement<sup>23</sup>, que la Régie a suggéré de compenser par voie d'un éventuel programme d'efficacité énergétique. À cet égard, le Distributeur note que bien que l'Option présente une rémunération moins élevée que le Programme, elle offre néanmoins l'avantage d'une certaine pérennité par rapport au Programme qui devait être approuvé annuellement. Dans ces circonstances, le Distributeur préfère attendre de constater les effets de cette pérennisation avant de juger s'il y a lieu de pallier l'écart de rémunération au moyen d'un programme d'efficacité énergétique. (Nos soulignés)

Référence : R-4041-2018, [B-0085](#), p. 10-11

Le GRAME soumet que l'objectif de la Régie dans sa décision<sup>12</sup> est de réduire le montant de l'aide financière du coût moyen d'implantation, pour lequel la Régie a demandé un audit auprès des participants<sup>13</sup>.

---

<sup>12</sup>, [D-2019-164](#), par. 267 et 268

<sup>13</sup> [D-2019-164](#), par. 269 et 270

L'autre étape est de proposer « *un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme* »<sup>14</sup>.

**De l'avis du GRAME, le Distributeur ne doit pas limiter la réduction du montant de l'appui financier afin d'éviter d'avoir à proposer un programme ou une intervention en efficacité énergétique.**

### 5.3 OPTIMISATION DE L'APPUI FINANCIER

[267] La Régie juge qu'il est essentiel de justifier l'appui financier du Programme de façon distincte, selon qu'il s'agit de compenser les coûts annuels récurrents de participation de ceux visant l'installation d'équipements chez les participants. Ces investissements non récurrents ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent, mais plutôt faire l'objet, par exemple, d'une subvention distincte en efficacité énergétique.

[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme. (Nos soulignés)

Référence : R-4041-2018, [D-2019-164](#), [A-0047](#), par. 267 et 268

#### ***1.2.2 Qu'en est-il du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW ?***

Le GRAME comprend que le prix éprouvé de 70 \$/kW est le signal initial du Programme GDP Affaires, que les résultats précédents en effacement en découlent et que l'approche du Distributeur vise à ne pas s'éloigner de ce signal initial<sup>15</sup> afin d'assurer l'équilibre de son bilan de puissance.<sup>16</sup>

**Cependant, considérant le coût moyen unitaire total de 11,54 \$/kW<sup>17</sup>, il est permis de remettre en question le signal de prix de 70 \$/kW utilisé par le Distributeur.**

En regardant les détails du coût unitaire au Tableau 13, nous constatons que seule la tranche d'effacement de 0 à 200 kW est problématique, avec un coût moyen de 29,01 \$/kW<sup>18</sup>, lequel est fortement influencé par le coût unitaire moyen d'implantation de 76,06 \$/kW (voir Tableau 12).

---

<sup>14</sup> D-2019-164, par. 268

<sup>15</sup> R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.1

<sup>16</sup> R-4041-2018, [B-0106](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 de la FCEI, RDDR no 1.1

<sup>17</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), page 22

<sup>18</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Tableau 13, page 13



**Tableau 12 : Détails du coût unitaire d'implantation par tranche d'effacement (\$/kW)**

Tranche d'effacement	Coût d'implantation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 200	\$ 76.06	\$ 46.24	\$ -	\$ 147.06
plus de 200 à 500	\$ 9.58	\$ -	\$ -	\$ 57.92
plus de 500 à 1000	\$ 14.62	\$ 12.35	\$ 4.41	\$ 35.65
plus de 1000 à 2000	\$ 5.47	\$ -	\$ -	\$ 16.61
plus de 2000	\$ 11.55	\$ 7.39	\$ -	\$ 33.55

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Tableau 12, page 13

Au Tableau 13, on constate que pour l'ensemble des tranches d'effacement supérieures à la tranche de 0 à 200 kW, le coût unitaire actualisé moyen est égal ou inférieur à 10,39 \$/kW, donc que le signal de prix initial de 70 \$/kW est nettement surévalué.

**Tableau 13 : Détails du coût unitaire total actualisé par tranche d'effacement (\$/kW)**

Tranche d'effacement	Coût unitaire actualisé			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 200	\$ 29.01	\$ 19.23	\$ -	\$ 79.71
plus de 200 à 500	\$ 10.39	\$ 10.08	\$ -	\$ 28.69
plus de 500 à 1000	\$ 7.20	\$ 8.75	\$ 0.99	\$ 9.22
plus de 1000 à 2000	\$ 5.44	\$ 5.95	\$ -	\$ 10.76
plus de 2000	\$ 8.81	\$ 9.80	\$ 1.08	\$ 14.12

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Tableau 13, page 13

### **1.2.3 Établissement du coût d'implantation : l'origine du 10,50 \$/kW**

Concernant le coût d'implantation, l'origine de cette valeur est le reflet de l'appui financier minimal, soit 10,50 \$/kW représentant 15 % de l'appui financier versé établi initialement à 70 \$/kW pour le Programme de GDP Affaires

« Par ailleurs, pour adhérer au Programme, les clients doivent mettre en place des moyens opérationnels (voir la section 3.1), lesquels pourraient engendrer des dépenses. Ces dernières ne sont pas toujours récurrentes et peuvent varier d'un client à l'autre, ce qui les rend difficilement quantifiables. Conséquemment, pour les fins de l'analyse économique, le Distributeur utilise le montant d'appui financier minimal (MAFM) comme une approximation du coût supporté par le client participant. Ainsi, sur une base unitaire, ce montant serait de 10,50 \$, soit 15 % de l'appui financier versé au client pour un 1 kW. » (Nos soulignés)

Référence : R-4041-2017, [B-0004](#), p. 16

Cette valeur n'est cependant pas établie sur le coût d'implantation supporté par les clients.

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. (Notre souligné)

Référence : R-4041-2018, [B-0007](#), note de bas de page no 5, page 10.

En effet, la plus proche valeur basée sur des faits est celle découlant du sondage effectué par Technosim inc., soit de 19,33 \$/kW.

### 5.1.1 Coût d'implantation

Les coûts d'implantation ont été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020. Le coût moyen d'implantation pour l'ensemble de l'échantillon est de 19.33 \$/kW. Il existe toutefois une répartition importante des coûts avec un écart type de 35.53 \$/kW et la médiane se retrouvant à 4.45 \$/kW. Au total, 15 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'implantation puisque l'équipement et les contrôles requis pour participer au programme étaient déjà en place. La figure 1 illustre la répartition des coûts d'implantation des mesures. (Notre souligné)

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, page 19

### 1.2.4 Impact d'une baisse de l'appui financier sur les strates d'effacement inférieures à 400 kW

En observant le pourcentage d'effacement total en 2019-2020 selon le niveau d'effacement des tranches, nous constatons que la tranche d'effacement de 0 à 200 kW représente 2 %<sup>19</sup> du total d'effacement en kW.

Effacement en kW		Effacement total (kW)		
De	À	Industriel	Institutionnel	Commercial
>0	<=200	2 793	1 334	2 612
>=201	<=400	7 220	6 165	21 693
>=401	<=600	3 949	8 260	12 083
>=601	<=800	6 107	4 210	8 684
>=801	<=1000	4 278	9 023	6 168
>=1001	<=1200	3 244	9 663	2 091
>=1201	<=1400	6 491	11 686	5 171
>=1401	<=1600	0	9 122	7 423
>=1601	<=1800	0	5 083	5 150
>=1801	<=2000	0	0	3 708
>=2001	<=3000	0	19 655	17 121
>=3001	<=4000	3 066	20 305	10 515
>4001	-	0	48 374	4 916
	Total	37 148	152 880	107 335

Référence : R-4041-2018, [B-0098](#), Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no 5 de la Régie, RDDR no 1.2

Considérant le coût moyen d'implantation pour la tranche d'effacement de 0 à 200 kW, le GRAME soumet que l'impact de la prise en compte du coût d'implantation moyen calculé

<sup>19</sup> Calcul : 6739/297363 = 2 %

par Technosim inc. de 19,33 \$<sup>20</sup>, au lieu de 10,50 \$ tel que proposé par le Distributeur, se ferait sentir sur la clientèle ayant un coût unitaire moyen total<sup>21</sup> et un coût unitaire moyen d'implantation<sup>22</sup> plus élevé, donc dans la tranche d'effacement de 0 à 200 kW, laquelle ne représente que 2 % de l'effacement total pour l'année 2019-2020.

**Tableau 12 : Détails du coût unitaire d'implantation par tranche d'effacement (\$/kW)**

Tranche d'effacement	Coût d'implantation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 200	\$ 76.06	\$ 46.24	\$ -	\$ 147.06
plus de 200 à 500	\$ 9.58	\$ -	\$ -	\$ 57.92
plus de 500 à 1000	\$ 14.62	\$ 12.35	\$ 4.41	\$ 35.65
plus de 1000 à 2000	\$ 5.47	\$ -	\$ -	\$ 16.61
plus de 2000	\$ 11.55	\$ 7.39	\$ -	\$ 33.55

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, Tableau 12, p. 13

**Tableau 13 : Détails du coût unitaire total actualisé par tranche d'effacement (\$/kW)**

Tranche d'effacement	Coût unitaire actualisé			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 200	\$ 29.01	\$ 19.23	\$ -	\$ 79.71
plus de 200 à 500	\$ 10.39	\$ 10.08	\$ -	\$ 28.69
plus de 500 à 1000	\$ 7.20	\$ 8.75	\$ 0.99	\$ 9.22
plus de 1000 à 2000	\$ 5.44	\$ 5.95	\$ -	\$ 10.76
plus de 2000	\$ 8.81	\$ 9.80	\$ 1.08	\$ 14.12

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, Tableau 13, p. 13

On constate que le marché institutionnel a des coûts d'installation moins élevés<sup>23</sup> que les autres marchés:

**Tableau 7 : Coût d'implantation par marché (\$/kW)**

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	14.71	0	24.12	0.00	46.24
Institutionnel	11.96	10.73	7.88	0.00	57.47
Commercial*	27.33	2.02	49.56	0.00	147.06
Total - échantillon	19.33	4.45	35.53	0.00	147.06

\* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, Tableau 7, p. 4

<sup>20</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., page 19

<sup>21</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Tableau 13, page 13

<sup>22</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Tableau 12, page 13

<sup>23</sup> R-4041-2018, Phase 2, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Tableau 7, p. 4

De plus, le marché institutionnel contribue à 20 %<sup>24</sup> de l'effacement et représente 20 %<sup>25</sup> de la clientèle de la tranche d'effacement de 0-200 kW :

Le tableau suivant présente l'information demandée (tableau 3a révisé).

Effacement en kW		Marché		
De	À	Industriel	Institutionnel	Commercial
>0	<=200	20	10	20
>=201	<=400	25	22	74
>=401	<=600	8	17	25
>=601	<=800	9	6	12
>=801	<=1000	5	10	7
>=1001	<=1200	3	9	2
>=1201	<=1400	5	9	4
>=1401	<=1600	0	6	5
>=1601	<=1800	0	3	3
>=1801	<=2000	0	0	2
>=2001	<=3000	0	8	7
>=3001	<=4000	1	6	3
>4001	-	0	9	1
Total		76	115	165

Référence : R-4041-2018, Phase 2, [B-0098](#) (RDDR Régie no 5), RDDR no 1.1

Ainsi, l'impact de la prise en compte du calcul de Technosim inc. serait moindre sur la tranche d'effacement de 15-200 kW, considérant peu probable l'ajout d'équipement thermique (chaudière ou groupe électrogène) par le secteur institutionnel, lequel est encadré par l'*Exemplarité de l'état*.

17	S	90	Institutionnel	non		oui	a.	Avoir recours à une génératrice pour combler les besoins énergétique est considérée comme une situation anormale dans son domaine. Cette pratique n'est donc pas considérée comme acceptable.
----	---	----	----------------	-----	--	-----	----	---

Référence : R-4041-2017, [B-0117](#) (FCEI Complément de réponses), ANNEXE A : TABLEAU B1 DE LA QUESTION 2.5 (Notre surligné)

**Considérant la surévaluation de l'appui financier nécessaire, compte tenu des coûts unitaires totaux moyens inférieurs ou égaux à 10,39 \$/kW<sup>26</sup>, excepté pour la première tranche d'effacement (0-200kW), et le peu d'impact prévisible sur les résultats en termes d'effacement de l'Option, le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire que les coûts d'implantation, tels qu'évalués par l'audit de Technosim inc. soient pris en compte dans le calcul de l'appui financier.**

<sup>24</sup> Calcul : À partir du tableau provenant de la pièce R-4041-2018, Phase 2, [B-0098](#) (RDDR Régie no 5), RDDR no 1.1 : 10/50 = 20%

<sup>25</sup> Calcul : À partir du tableau provenant de la pièce R-4041-2018, Phase 2, [B-0098](#) (RDDR Régie no 5), RDDR no 1.2. (Ligne de 0 à 200kW, colonne Institutionnel : 1334 kW/6739kW=19,79%)

<sup>26</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Tableau 13, page 13

### **1.3 Un choix de société à faire : Promotion de l'utilisation des groupes électrogènes ou réduction du risque d'ajout de ces équipements**

Dans la décision D-2019-164, la Régie souligne « qu'il est souhaitable que le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre du Programme »<sup>27</sup>. Une telle alternative doit être proposée par le Distributeur, au lieu de limiter la réduction de l'appui financier pour préserver l'effacement de la clientèle qui utilise les groupes électrogènes comme moyen d'effacement.

[277] Cependant, à l'instar de plusieurs intervenants, elle estime qu'il est souhaitable que le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre du Programme.

Référence : [D-2019-164](#), par.277

Les groupes électrogènes sont présents dans l'ensemble des tranches d'effacement :

Le tableau suivant présente l'information demandée.

Tranche d'effacement (kW)	Industriel	Institutionnel	Commercial	Total
0 à 200	0	0	2	2
plus de 200 à 500	2	2	6	10
plus de 501 à 1000	0	1	1	2
plus de 1000 à 2000	0	2	0	2
plus de 2000	0	2	2	4
Total	2	7	11	20

Référence : R-4041-2018, [B-0098](#) (RDDR Régie no 5), RDDR no 2.5

La catégorie de mesures impliquant le groupe électrogène démontre que 54% des clients les utilisent, mais que pour certains d'entre eux<sup>28</sup>, ces équipements étaient déjà en place :

**Tableau 20 : Fréquence d'utilisation des catégories de mesures dans l'échantillon**

Catégorie	# clients	% des clients utilisant la catégorie
Chaudière combustible	15	41%
Contrôle systèmes de CVCA	18	51%
Gestion chaîne production	7	19%
Groupe électrogène	20	54%

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, Tableau 20, p. 16

À défaut de pouvoir les exclure, l'objectif du GRAME est plutôt de limiter l'ajout de nouveaux équipements, ces ajouts étant contraires au contexte de la transition énergétique entamée par la société québécoise. Pour ce faire, la prise en compte de la moyenne du coût moyen d'implantation calculé par l'audit de Technosim inc. permettrait de limiter l'ajout

---

<sup>27</sup> [D-2019-164](#), par.277

<sup>28</sup> R-4041-2018, [B-0108](#), Réponse à la demande de renseignement no 1 d'OC, RDDR no 5.1

de nouveaux équipements, lesquels comportent les coûts d'implantation les plus élevés parmi l'ensemble des mesures.

Bien que le coût moyen des groupes électrogènes se rapproche de celui des chaudières à combustibles (lesquelles utilisent le gaz naturel, moins dommageable que le mazout), les coûts varient jusqu'à un maximum de 145,99 \$/kW. Réduire l'appui financier à la hauteur d'un coût moyen de 19,33 \$/kW **permettrait de réduire l'incitatif à faire l'acquisition de nouveaux équipements comportant des groupes électrogènes ou encore des chaudières à combustibles.**

Tableau 22 : Répartition des clients qui n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure et sommaire des coûts

Catégorie	# clients	%	Coût d'exploit. moyen \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW	Coût d'impl. moyen \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW	Coût unitaire actualisé moyen - \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW
Chaudière combustible	4	19%	\$ 4.01	\$ 0.95	\$ 0.16	\$ 23.48	\$ -	\$ 46.24	\$ 9.20	\$ 2.47	\$ 46.24
Contrôle systèmes de CVCA	4	19%	\$ 4.41	\$ -	\$ 10.95	\$ 17.30	\$ -	\$ 35.65	\$ 8.24	\$ -	\$ 35.65
Gestion chaîne production	3	14%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.50	\$ -	\$ 4.50	\$ 0.33	\$ -	\$ 4.50
Groupe électrogène	10	48%	\$ 13.91	\$ 3.01	\$ 47.45	\$ 27.34	\$ -	\$ 145.99	\$ 19.95	\$ 3.01	\$ 145.99

Référence : R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, Tableau 20, p. 17

## **1.4 Conclusions et recommandations**

L'objectif du GRAME est de limiter l'ajout de nouveaux équipements utilisant la catégorie de mesure groupe électrogène, ces ajouts étant **contraires au contexte de la transition énergétique entamée par la société québécoise**. Pour ce faire, la prise en compte de la moyenne du coût moyen d'implantation calculé par l'audit de Technosim inc. permettrait de **limiter l'ajout de nouveaux équipements**, lesquels comportent des coûts d'implantation les plus élevés parmi l'ensemble des mesures.

Considérant le coût moyen unitaire total de 11,54 \$/kW<sup>29</sup>, il est permis de remettre en question le signal de prix de 70 \$/kW utilisé par le Distributeur.

Considérant la surévaluation de l'appui financier, compte tenu des coûts unitaires moyens égaux ou inférieurs à 10,39 \$/kW<sup>30</sup>, sauf pour la première tranche d'effacement (0-200kW), le GRAME est d'avis que peu d'impacts sont à prévoir sur les résultats en termes d'effacement de l'Option, en tenant compte du coût moyen d'implantation calculé par l'audit de Technosim inc. de 19,33 \$/kW.

## **II. PROPOSITION TARIFAIRE : RÉVISION DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ**

### **2.1 Mise en contexte**

Le GRAME se positionne sur cet enjeu, considérant la corrélation entre le coût d'implantation pour les clients de plus petite taille et le type d'équipements favorisant des coûts plus élevés du kW, dans le contexte de la décision [D-2019-164](#) (par. 267) dans

<sup>29</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), page 22

<sup>30</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Tableau 13, page 13

laquelle la Régie précise que les coûts d'implantation ne devraient pas être récupérés via l'appui financier récurrent.

Le Distributeur propose de réviser le seuil d'admissibilité de 200 kW à 15kW<sup>31</sup> par projet, considérant l'absence de tiers pour l'agrégation des contributions de clients de plus petite taille. Considérant l'impact que pourrait avoir le retrait des coûts d'implantation sur le montant de l'aide financière, le GRAME se questionne à savoir si un impact ne sera pas déjà constaté pour les plus petits clients, dont les coûts d'implantation sont plus élevés<sup>32</sup> et s'il est vraiment nécessaire de réduire le seuil minimal à 15 kW.

## **2.2 Analyse**

Considérant la proposition d'abaisser le seuil d'admissibilité de 200 kW à 15 kW<sup>33</sup>, en réponse à une demande du GRAME, le Distributeur précise le pourcentage d'effacement total de l'hiver 2019-2020 selon le niveau d'effacement de 15 à 199 kW. Le GRAME en comprend qu'il ne s'agit pas du pourcentage de l'effacement en kW, mais plutôt du pourcentage de clients situés dans ces tranches d'effacement, soit de la répartition des clients par strates de réduction de puissance.

Le tableau R-2.1 présente l'information demandée

**TABLEAU R-2.1 :**  
**RÉPARTITION DE L'EFFACEMENT TOTAL PAR STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE –**  
**HIVER 2019-2020**

Strates de réduction de puissance (kW)	Effacement %
De 15 à 49	6%
De 50 à 99	7%
De 100 à 149	5%
De 150 à 199	4%
<b>Total</b>	<b>22%</b>

Référence : R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.1

En réponse à une demande du GRAME, Technosim inc. précise également le coût moyen d'implantation selon le niveau d'effacement, selon les tranches suivantes et selon la présence de répondant. On peut constater que la tranche de 100 à 150 kW comporte un coût moyen élevé, soit de 146,52 \$/kW :

---

<sup>31</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), Section 3.4.2, page 19

<sup>32</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Tableau 9, p.12

<sup>33</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), Section 3.4.2, page 19

### Réponse de Technosim :

Le tableau suivant fourni l'information demandée. Plusieurs de ces tranches n'ont aucun répondant et sont indiquées « s. o. ». Étant donné la taille de l'échantillon, une segmentation très détaillée n'est souvent pas applicable, ni recommandable.

Tranche d'effacement	Coût d'implantation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 25	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 25 à 50	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 50 à 100	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 100 à 150	\$ 146.52	\$ 146.52	\$ 4.41	\$ 147.06
plus de 150 à 200	\$ 29.09	\$ 41.03	\$ 16.20	\$ 46.24

Référence : R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.2

En réponse à la demande de renseignements no 5 de la Régie, Technosim inc. présente un tableau qui indique 6 739 kW d'effacement pour la strate de 0 à 200 kW sur un total de 297 363 kW, représentant un pourcentage de l'ordre de 2 % de contribution<sup>34</sup>.

Le tableau suivant présente l'information demandée.

Effacement en kW		Effacement total (kW)		
De	À	Industriel	Institutionnel	Commercial
>0	<=200	2 793	1 334	2 612
>=201	<=400	7 220	6 165	21 693
>=401	<=600	3 949	8 260	12 083
>=601	<=800	6 107	4 210	8 684
>=801	<=1000	4 278	9 023	6 168
>=1001	<=1200	3 244	9 663	2 091
>=1201	<=1400	6 491	11 686	5 171
>=1401	<=1600	0	9 122	7 423
>=1601	<=1800	0	5 083	5 150
>=1801	<=2000	0	0	3 708
>=2001	<=3000	0	19 655	17 121
>=3001	<=4000	3 066	20 305	10 515
>4001	-	0	48 374	4 916
	Total	37 148	152 880	107 335

Référence : R-4041-2018, Phase 2, [B-0098](#), Réponses à la demande de renseignement no 5 de la Régie, DDR no 1.2, page 5

---

<sup>34</sup> R-4041-2018, Phase 2, [B-0098](#), Réponses à la demande de renseignement no 5 de la Régie, DDR no 1.2, page 5



Nous constatons que les coûts d'implantation visant les équipements de source thermique ont un coût très élevé tel qu'illustré au tableau 22<sup>35</sup> dans le rapport de Technosim inc., lesquels coûts, se retrouvent notamment dans la tranche de 100 à 150 kW :

**Réponse de Technosim :**

Le tableau suivant fourni l'information demandée. Plusieurs de ces tranches n'ont aucun répondant et sont indiquées « s. o. ». Étant donné la taille de l'échantillon, une segmentation très détaillée n'est souvent pas applicable, ni recommandable.

Tranche d'effacement	Coût d'implantation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 25	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 25 à 50	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 50 à 100	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 100 à 150	\$ 146.52	\$ 146.52	\$ 4.41	\$ 147.06
plus de 150 à 200	\$ 29.09	\$ 41.03	\$ 16.20	\$ 46.24

Référence : R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.2

**2.3 Conclusions et recommandations**

Considérant l'analyse présentée à la section 1 du présent rapport, le GRAME est d'avis que la prise en compte du coût moyen d'implantation calculé par Technosim inc. permettrait de limiter l'attrait pour l'ajout d'équipement de source thermique. Il n'y aurait donc pas lieu de limiter l'accès à l'option tarifaire aux projets situés dans la tranche d'effacement de 15kW à 200 kW.

**Par conséquent, le GRAME recommande l'abaissement du seuil d'admissibilité à l'option tarifaire à 15 kW.**

---

<sup>35</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, Rapport de Technosim inc., Tableau 22, p. 17

### III. PROPOSITION TARIFAIRE : APPUI DÉGRESSIF

#### **3.1 Mise en contexte**

Le GRAME est préoccupé par la proposition du Distributeur, laquelle maintient une offre tarifaire majorée à 65 \$/kW pour les clients les plus susceptibles de recourir à une mesure de type groupes électrogènes, étant ceux qui ont les coûts d'implantation également les plus élevés. Par conséquent, le GRAME est d'avis que cette approche va sensiblement à l'encontre de la réduction de l'aide pour les mesures d'implantation.

Dans sa décision [D-2019-164](#) (par. 272), la Régie demande au Distributeur de présenter une nouvelle proposition d'appui dégressif qui tienne compte de la taille de la charge interrompue. Le GRAME retient de la décision [D-2019-164](#) (par. 228 et 229) que la Régie recherche l'atteinte de la neutralité tarifaire, voire une pression à la baisse sur les tarifs. La Régie précise que bien que la valeur maximale de l'appui financier soit établie sur la base des coûts évités en puissance de long terme ([D-2019-164](#), par. 232), l'approche du Distributeur « ne permet pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables » ([D-2019-164](#), par. 234). Le Distributeur propose un appui financier moyen de 60 \$/kW.<sup>36</sup>

Le GRAME est d'avis qu'il faut questionner l'approche du Distributeur, donc prévoir plus d'un scénario dégressif, tout en respectant les directives de la Régie sur l'enjeu des coûts d'implantation. De plus, il faudrait pouvoir estimer l'impact du retrait des coûts d'implantation sur le scénario dégressif, particulièrement sur la tranche 15-200 kW d'effacement, la plus à risque compte tenu des coûts unitaires totaux.

#### **3.2 Analyse**

Dans cette section, le GRAME présente l'analyse de 3 scénarios qui s'inscrivent dans l'objectif (1) d'exercer un impact à la baisse sur les tarifs, et celui (2) de tenir compte du coût moyen d'implantation.

[229] La Régie estime également qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, telle que traitée ci-après, pourrait assurer la neutralité tarifaire, voire exercer une pression à la baisse sur les tarifs. (Notre souligné) [D-2019-164](#), par. 229

#### ***Scénario (1) : Appui financier moyen de 50 \$/kW***

La proposition du GRAME d'étudier un tel scénario s'inscrit dans son analyse que l'impact sur l'effacement de l'Option tarifaire serait non significatif, en tenant compte de l'indication par la Régie à l'effet que l'appui financier pourrait exercer une pression à la baisse sur les tarifs.

---

<sup>36</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), p. 10-11

Dans le but de tenir compte de la demande de la Régie<sup>37</sup> ([D-2019-164](#), par. 268) d'exclure du montant de l'aide financière le coût moyen d'implantation, le Distributeur, en réponse à une demande du GRAME, illustre un scénario d'appui financier dégressif basé sur un coût moyen de 50 \$/kW (70 \$/kW- 19.33 \$/kW<sup>38</sup>), de même que l'analyse économique qui s'y rattache, tout en précisant qu'il existe un nombre infini de combinaisons de prix par strates de réduction de puissance.

**Réponse :**

Tout d'abord, le Distributeur tient à faire remarquer, tel qu'énoncé à la référence iv, qu'il existe une très grande dispersion dans la distribution des données de l'échantillon, qui se traduit d'ailleurs par un écart-type de 35,53 \$/kW et une médiane de 4,45 \$/kW. Dans de telles circonstances, la valeur moyenne est peu représentative de la distribution de l'échantillon. Ainsi, l'application d'un coût moyen ou d'un prix exclusivement calculé à partir d'une telle valeur ne se justifie pas.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il existe un nombre infini de combinaisons de prix par strates de réduction de puissance qui permettraient d'obtenir l'appui financier moyen de 50 \$/kW demandé. (Notre souligné)

À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau R-3.1-A, un scénario d'appui financier dégressif basé sur un appui financier moyen de 50 \$/kW.

**TABLEAU R-3.1-A :**  
**APPUI FINANCIER DÉGRESSIF BASÉ SUR**  
**UN APPUI FINANCIER MOYEN DE 50 \$/KW**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des abonnements (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	55,0 \$	2,1 M\$	4,5 M\$	0,8 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	7,7 M\$
200 - 600	50,0 \$	-	2,0 M\$	1,4 M\$	0,3 M\$	0,3 M\$	4,0 M\$
600 - 1 200	45,0 \$	-	-	0,8 M\$	0,5 M\$	0,4 M\$	1,6 M\$
1 200 - 1 800	40,0 \$	-	-	-	0,2 M\$	0,3 M\$	0,5 M\$
plus de 1 800	35,0 \$	-	-	-	-	1,0 M\$	1,0 M\$
<b>Appui financier total</b>	<b>50,0 \$</b>	<b>2,1 M\$</b>	<b>6,4 M\$</b>	<b>2,9 M\$</b>	<b>1,2 M\$</b>	<b>2,1 M\$</b>	<b>14,7 M\$</b>
<b>Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme</b>		<b>10%</b>	<b>7%</b>	<b>0%</b>	<b>-6%</b>	<b>-20%</b>	<b>0%</b>

<sup>37</sup> [D-2019-164](#), par. 268

<sup>38</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., p. 19

Le tableau R-3.1-B présente l'analyse économique associée à ce scénario.

**TABLEAU R-3.1-B :**  
**ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT UN APPUI FINANCIER MOYEN DE 50 \$/KW**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
<b>Impact de l'Option</b>											
puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
<b>Coûts évités de fourniture</b>											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
<b>Appui financier</b>											
\$/kW			(50)	(51)	(52)	(53)	(54)	(59)	(65)	(71)	(73)
M\$	(111)	(211)	(8)	(9)	(11)	(13)	(14)	(18)	(19)	(21)	(22)
<b>Perte de revenus</b>											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
<b>Coûts d'exploitation</b>											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Gain net (M\$)</b>	<b>61</b>	<b>157</b>	<b>(5)</b>	<b>(6)</b>	<b>(8)</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>21</b>

Référence : R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1

Le GRAME cherche à comparer les résultats d'un scénario dont l'appui financier serait moindre que celui proposé par le Distributeur. On constate qu'un tel scénario, en respectant l'essence du message de la Régie d'exclure les coûts d'implantation, réduit l'appui financier total de l'Option tarifaire, le faisant passer de 17,7 M\$<sup>39</sup> à 14,7 M\$<sup>40</sup>.

Cependant, on remarque que l'appui financier pour les strates d'effacement supérieures s'en trouve réduit, bien que les coûts unitaires totaux soient des plus faibles.

**TABLEAU 3 :**  
**APPUI FINANCIER DÉGRESSIF EN FONCTION**  
**DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	65 \$	2,5 M\$	5,3 M\$	0,9 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	9,1 M\$
200 - 600	60 \$	-	2,4 M\$	1,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	4,8 M\$
600 - 1 200	55 \$	-	-	0,9 M\$	0,6 M\$	0,5 M\$	2,0 M\$
1 200 - 1 800	50 \$	-	-	-	0,2 M\$	0,4 M\$	0,6 M\$
plus de 1 800	45 \$	-	-	-	-	1,2 M\$	1,2 M\$
<b>Appui financier total</b>	<b>60 \$</b>	<b>2,5 M\$</b>	<b>7,6 M\$</b>	<b>3,5 M\$</b>	<b>1,4 M\$</b>	<b>2,6 M\$</b>	<b>17,7 M\$</b>
<b>Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme</b>		<b>8%</b>	<b>6%</b>	<b>0%</b>	<b>-5%</b>	<b>-16%</b>	<b>0%</b>

Référence : R-4041-2018, [B-0085](#), Tableau 3, page 14

Pour ce qui est de l'analyse économique de l'intégration d'un appui financier moyen de 50 \$/kW, nous constatons que la rentabilité de l'Option est améliorée, passant par exemple

<sup>39</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), Tableau 3, page 14

<sup>40</sup> R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1, Tableau 3.1-A

de 17 M\$ à 21 M\$ à l'horizon 2040-2041, avec une VAN de 10 ans de 61 M\$<sup>41</sup>, supérieure à la VAN de 44 M\$ découlant de la proposition du Distributeur.

**Scénario (2) : Appui financier maximal de 60 \$/kW**

Le GRAME a également exploré un autre scénario, soit celui de limiter le maximum de l'appui financier à 60 \$/kW (70 \$/kW- 10,50 \$/kW coût estimé d'implantation du Distributeur), dans le but de tenir compte de la demande de la Régie (D-2019-164, par. 229), soit d'optimiser la valeur de l'appui financier afin d'exercer une pression à la baisse sur les tarifs. Le Distributeur propose à titre illustratif les résultats suivants :

**Réponse :**

À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau R-3.2-A, un scénario d'appui financier dégressif dont l'appui financier maximal est de 60 \$/kW.

**TABLEAU R-3.2-A :**  
**APPUI FINANCIER DÉGRESSIF DONT**  
**L'APPUI FINANCIER MAXIMAL EST DE 60 \$/kW**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des abonnements (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	60,0 \$	2,3 M\$	4,9 M\$	0,8 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	8,4 M\$
200 - 600	55,0 \$	-	2,2 M\$	1,5 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	4,4 M\$
600 - 1 200	40,0 \$	-	-	0,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	1,4 M\$
1 200 - 1 800	45,0 \$	-	-	-	0,2 M\$	0,4 M\$	0,6 M\$
plus de 1 800	40,0 \$	-	-	-	-	1,1 M\$	1,1 M\$
<b>Appui financier total</b>	<b>53,7 \$</b>	<b>2,3 M\$</b>	<b>7,0 M\$</b>	<b>3,1 M\$</b>	<b>1,2 M\$</b>	<b>2,3 M\$</b>	<b>15,9 M\$</b>
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		12%	9%	-4%	-11%	-19%	0%

Le tableau R-3.2-B présente l'analyse économique associée à ce scénario.

**TABLEAU R-3.2-B :**  
**ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT UN APPUI FINANCIER MOYEN DE 53,7 \$/kW**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
<b>Impact de l'Option</b>											
puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
<b>Coûts évités de fourniture</b>											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
<b>Appui financier</b>											
\$/kW			(54)	(55)	(56)	(57)	(58)	(63)	(69)	(77)	(78)
M\$	(119)	(227)	(8)	(9)	(12)	(14)	(15)	(19)	(21)	(23)	(23)
<b>Perte de revenus</b>											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
<b>Coûts d'exploitation</b>											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Gain net (M\$)</b>	<b>53</b>	<b>141</b>	<b>(6)</b>	<b>(7)</b>	<b>(9)</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>15</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>19</b>

Référence : R-4041-2018, B-0107, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.2

<sup>41</sup> R-4041-2018, B-0107, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1, Tableau R-3.1-B

Le GRAME a comparé les résultats d'un scénario dont l'appui financier serait au maximum de 60 \$/kW. On constate qu'un tel scénario réduit l'appui financier total de l'Option tarifaire, le faisant passer de 17,7 M\$<sup>42</sup> à 15,9 M\$<sup>43</sup>.

Pour ce qui est de l'analyse économique de l'intégration d'un appui financier maximal de 60 \$/kW, nous constatons que la rentabilité de l'Option est améliorée, passant par exemple de 17 M\$ à 19 M\$ à l'horizon 2040-2041, avec une VAN de 10 ans de 53 M\$<sup>44</sup>, supérieure à la VAN de la proposition du Distributeur de 44 M\$.

**Scénario (3) : Appui financier maximal de 50 \$/kW**

Pour le troisième scénario, le GRAME propose un appui financier maximum de 50 \$/kW (70 \$/kW- 19.33 \$/kW), selon une option tarifaire dégressive.

**Réponse :**

À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau R-3.3-A, un scénario d'appui financier dégressif dont l'appui financier maximal est de 50 \$/kW.

**TABLEAU R-3.3-A :**  
**APPUI FINANCIER DÉGRESSIF DONT**  
**L'APPUI FINANCIER MAXIMAL DE 50 \$/kW**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des abonnements (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	50,0 \$	1,9 M\$	4,0 M\$	0,7 M\$	0,2 M\$	0,1 M\$	7,0 M\$
200 - 600	45,0 \$	-	1,8 M\$	1,3 M\$	0,3 M\$	0,3 M\$	3,6 M\$
600 - 1 200	40,0 \$	-	-	0,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	1,4 M\$
1 200 - 1 800	35,0 \$	-	-	-	0,1 M\$	0,3 M\$	0,4 M\$
plus de 1 800	30,0 \$	-	-	-	-	0,8 M\$	0,8 M\$
<b>Appui financier total</b>	<b>45,0 \$</b>	<b>1,9 M\$</b>	<b>5,8 M\$</b>	<b>2,6 M\$</b>	<b>1,0 M\$</b>	<b>1,8 M\$</b>	<b>13,3 M\$</b>
<b>Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme</b>		<b>11%</b>	<b>8%</b>	<b>0%</b>	<b>-7%</b>	<b>-22%</b>	<b>0%</b>

<sup>42</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), Tableau 3, page 14

<sup>43</sup> R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.2, Tableau R-3.2-A

<sup>44</sup> R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1, Tableau R-3.2-B

Le tableau R-3.3-B présente l'analyse économique associée à ce scénario.

**TABLEAU R-3.3-B :**  
**ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT UN APPUI FINANCIER MOYEN DE 45 \$/kW**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
<b>Impact de l'Option</b>											
puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
<b>Coûts évités de fourniture</b>											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
<b>Appui financier</b>											
\$/kW			(45)	(46)	(47)	(48)	(49)	(53)	(58)	(64)	(66)
M\$	(100)	(190)	(7)	(8)	(10)	(11)	(13)	(16)	(17)	(19)	(20)
<b>Perte de revenus</b>											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
<b>Coûts d'exploitation</b>											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Gain net (M\$)</b>	<b>72</b>	<b>178</b>	<b>(5)</b>	<b>(5)</b>	<b>(7)</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>23</b>	<b>23</b>

Référence : R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.3

On constate qu'un tel scénario réduit l'appui financier total de l'Option tarifaire, le faisant passer de 17,7 M\$<sup>45</sup> à 13,3 M\$<sup>46</sup>.

Pour ce qui est de l'analyse économique de l'intégration d'un appui financier maximal de 50 \$/kW, nous constatons que la rentabilité de l'Option est améliorée, passant par exemple de 17 M\$ à 23 \$M à l'horizon 2040-2041, avec une VAN de 10 ans de 72 M\$<sup>47</sup>, supérieure à la VAN de la proposition du Distributeur de 44 M\$.

<sup>45</sup> R-4041-2018, [B-0085](#), Tableau 3, page 14

<sup>46</sup> R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1, Tableau R-3.3-A

<sup>47</sup> R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1, Tableau R-3.2-B

### **3.3 Conclusions et recommandations**

Le GRAME est d'avis que la proposition du Distributeur ne tient pas compte des objectifs énoncés par la Régie, soit d'exercer un impact à la baisse sur les tarifs, et celui de tenir compte du coût moyen d'implantation.

Les trois scénarios présentés par le GRAME démontrent qu'il est possible de faire mieux.

Cependant, il est nécessaire de se positionner sur le type d'appui dégressif à choisir. À partir des trois scénarios précédents, et du constat de leur rentabilité accrue, on constate que généralement les strates de réduction de puissance peuvent être modulées différemment pour réduire l'impact sur les tranches supérieures.

Deux options retiennent le principe de la réduction du coût moyen d'implantation calculé dans l'audit de Technosim inc. de 19,33 \$/kW, soit les scénarios no (1) et no (3).

Scénario (3) : Appui maximal de 50 \$/kW

Ce scénario pourrait être amélioré en réduisant la dégressivité de l'Option, soit en élargissant les strates, selon l'exemple suivant, mais le GRAME est d'avis que l'impact sur les strates de puissance de plus de 1 800kW serait trop important, considérant l'importance des objectifs d'effacement de l'option tarifaire sur le bilan de puissance du Distributeur :

Strate de réduction de puissance (kW)	Appuis financier dégressif
15-200	50
200-1200	45
1200-1800	40
Plus de 1800	35

Scénario (1) : Appui moyen de 50 \$/kW

Puisque la rentabilité de ce scénario est supérieure à la proposition du Distributeur, passant de 17 M\$ à 21 M\$ à l'horizon 2040-2041, avec une VAN de 10 ans de 61 M\$, supérieure à la VAN de la proposition du Distributeur de 44 M\$<sup>48</sup>, ce scénario pourrait être amélioré. En réduisant la dégressivité de l'Option par l'élargissant des strates, on peut éviter de se retrouver avec un appui financier de 35 \$/kW pour la dernière tranche de réduction de puissance afin de prévenir, en tout ou en partie, des impacts sur les objectifs d'effacement de l'Option tarifaire.

Le GRAME propose une modification des strates de réduction, selon par exemple les strates de réductions de puissance suivantes, associées à un appui financier dégressif moins contraignant :

---

<sup>48</sup> R-4041-2018, [B-0107](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1, Tableau R-3.1-B



Strate de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif
15-200	55
200-1200	50
1200-2500	45
Plus de 2500	40

Considérant un coût unitaire total de l'ordre de 8,81 \$/kW<sup>49</sup> pour la strate de plus de 1800 kW, combiné avec l'effet volume d'effacement, un appui de 40 \$/kW représente un tarif raisonnable selon le GRAME.

**Par conséquent, le GRAME recommande que l'appui financier moyen soit calculé à partir de 70 \$/kW en le déduisant de 20 \$/kW, soit de 50 \$/kW, au lieu de 60\$/kW tel que proposé par le Distributeur et de corriger l'étendue des strates de réduction de puissance selon l'exemple fourni par le GRAME, ou toute autre combinaison pouvant satisfaire aux objectifs de réduction en puissance de l'Option tarifaire sur le bilan en puissance du Distributeur.**

---

<sup>49</sup> R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, Rapport de Technosim inc., Tableau 13, p. 13

**ANNEXE 1 : R-3603-2006, [C-3-3-GRAME-1, DOC. 1](#), PAGES 30, 31, 32 ET 33**

**TABLEAU 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**

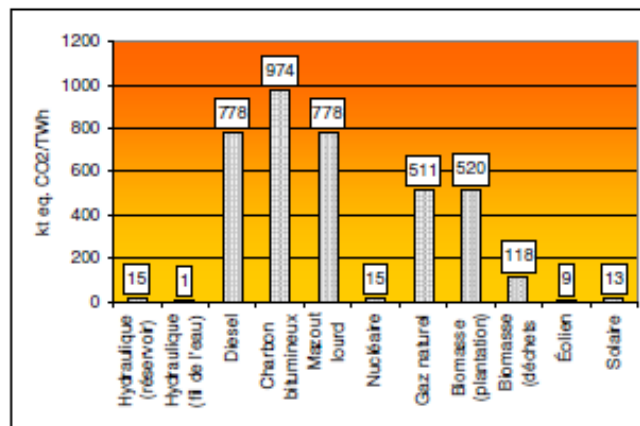
Dans un contexte d'optimisation énergétique, il convient de s'assurer que la bonne énergie est utilisée à la bonne place. Autrement dit, dans le cas présent, il faut vérifier qu'il n'existe pas de source d'énergie plus optimale que celle des groupes électrogènes pour répondre aux besoins de pointe du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