

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

<b>D-2021-100</b>	<b>R-4041-2018</b> <b>Phase 2</b>	<b>30 juillet 2021</b>
-------------------	--------------------------------------	------------------------

---

**PRÉSENTS :**

Lise Duquette  
François Émond  
Esther Falardeau  
Régisseurs

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision sur le fond pour la fixation du Tarif GDP**

*Demande relative au programme GDP Affaires*



**Demanderesse :**

**Hydro-Québec**

représentée par M<sup>e</sup> Simon Turmel et M<sup>e</sup> Jean-Olivier Tremblay.

**Intervenants :**

**Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO)**

représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;

**Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)**

représentée par M<sup>e</sup> Serena Trifiro;

**Association des stations de ski du Québec (ASSQ)**

représentée par M<sup>e</sup> Marie-Annick Tourillon;

**Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)**

représenté par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;

**Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)**

représenté par M<sup>e</sup> Pierre Pelletier et M<sup>e</sup> Sylvain Lanoix;

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)**

représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;

**Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (anciennement Groupe de recherche appliquée en macroécologie) (GRAME)**

représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet et M<sup>e</sup> Prunelle Thibault-Bédard;

**Option consommateurs (OC)**

représentée par M<sup>e</sup> Éric McDevitt David;

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉE)**  
**représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler et M<sup>e</sup> Gabrielle Champigny;**

**Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)**  
**représenté par M<sup>e</sup> Prunelle Thibault-Bédard et M<sup>e</sup> Jocelyn Ouellette;**

**Stratégies énergétiques (SÉ)**  
**représentée par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;**

**Union des consommateurs (UC)**  
**représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard.**

## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>1.</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>6</b>
<b>2.</b>	<b>CONCLUSIONS PRINCIPALES</b>	<b>12</b>
<b>3.</b>	<b>COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS ET RÉELS</b>	<b>13</b>
<b>4.</b>	<b>PROPOSITION TARIFAIRE</b>	<b>14</b>
<b>4.1</b>	<b>ÉTABLISSEMENT DE L'APPUI FINANCIER</b>	<b>14</b>
<b>4.2</b>	<b>MODALITÉS APPLICABLES AUX CLIENTS ATYPIQUES</b>	<b>30</b>
<b>5.</b>	<b>MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMAL</b>	<b>41</b>
<b>5.1</b>	<b>POSITION DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>41</b>
<b>5.2</b>	<b>POSITION DES INTERVENANTS</b>	<b>42</b>
<b>5.3</b>	<b>OPINION DE LA RÉGIE</b>	<b>44</b>
<b>6.</b>	<b>ABAISSEMENT DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ</b>	<b>46</b>
<b>6.1</b>	<b>POSITION DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>46</b>
<b>6.2</b>	<b>POSITION DES INTERVENANTS</b>	<b>47</b>
<b>6.3</b>	<b>OPINION DE LA RÉGIE</b>	<b>48</b>
<b>7.</b>	<b>ANALYSE ÉCONOMIQUE DE LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>52</b>
<b>7.1</b>	<b>POSITION DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>52</b>
<b>7.2</b>	<b>POSITION DES INTERVENANTS</b>	<b>58</b>
<b>7.3</b>	<b>OPINION DE LA RÉGIE</b>	<b>62</b>
<b>8.</b>	<b>TEXTE DU TARIF GDP64</b>	
	<b>DISPOSITIF</b>	<b>66</b>
	<b>ANNEXE 1</b>	<b>68</b>

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 31 (5°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi), une demande<sup>2</sup> relative au programme GDP<sup>3</sup> Affaires (le Programme) (ci-après la Demande) conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025<sup>4</sup>, afin d'en déterminer la rentabilité et d'en clarifier la nature juridique.

[2] Le 2 décembre 2019, la Régie rend sa décision D-2019-164 par laquelle elle décide que le Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire. Elle crée, par ailleurs, une phase 2 au présent dossier pour procéder à l'examen d'une nouvelle offre tarifaire optionnelle (l'Option ou le Tarif GDP), basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la même décision<sup>5</sup>.

[3] Le 8 décembre 2019, le projet de loi n° 34 est sanctionné, adoptant la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*<sup>6</sup> (la Loi sur la simplification) et venant modifier, à la date de son adoption, certains articles de la Loi, dont les articles 25 et 48. Les autres articles de la Loi modifiés par la Loi sur la simplification sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2020.

[4] Le 26 février 2020, le Distributeur dépose une correspondance par laquelle il explique les raisons pour lesquelles il ne procèdera pas au dépôt de la preuve demandée par la décision D-2019-164 et propose plutôt de donner suite aux ordonnances de la Régie prévues dans cette décision dans le cadre du dossier de détermination du revenu requis et de la fixation des tarifs pour l'année tarifaire 2025-2026. Il soumet qu'il y présentera les ajustements nécessaires, compte tenu de l'évolution du Programme et des coûts dont il demandera la reconnaissance<sup>7</sup>.

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#).

<sup>2</sup> Pièce [B-0002](#).

<sup>3</sup> Gestion de la demande en puissance.

<sup>4</sup> Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#).

<sup>5</sup> Décision [D-2019-164](#), p. 81 et 82.

<sup>6</sup> [LQ 2019, c. 27](#).

<sup>7</sup> Pièce [B-0061](#).

[5] Le 23 juillet 2020, la Régie rend sa décision D-2020-095. Elle y déclare que, pour les fins du présent dossier, il y a survie du régime antérieur et qu'elle considère détenir la compétence requise pour poursuivre le dossier dans le cadre de la phase 2, jusqu'à ce qu'elle ait complété l'examen découlant des ordonnances rendues dans sa décision D-2019-164 visant à fixer le Tarif GDP<sup>8</sup>.

[6] Dans sa décision D-2020-095, la Régie ordonne au Distributeur de lui soumettre une proposition de calendrier pour le traitement de la phase 2 du dossier, tenant compte du fait que le nouveau Tarif GDP résultant de cette phase 2 devra entrer en vigueur pour l'hiver 2021-2022.

[7] Le 17 août 2020, le Distributeur dépose sa proposition de tarif provisoire de l'Option et de calendrier<sup>9</sup>.

[8] Le 27 août 2020, le Distributeur informe la Régie qu'il a déposé le même jour un pourvoi en contrôle judiciaire<sup>10</sup> des décisions D-2020-095 et D-2020-105 et lui demande de suspendre le présent dossier ainsi que le dossier en révision<sup>11</sup> jusqu'à la décision finale de ce pourvoi<sup>12</sup>.

[9] Le 14 septembre 2020, la Régie rend, dans sa décision D-2020-120<sup>13</sup>, une ordonnance de sauvegarde établissant le Tarif GDP d'application provisoire, permettant au Distributeur d'y recourir pour la période d'hiver 2020-2021.

[10] Le 21 septembre 2020, la Cour supérieure du Québec rend son jugement<sup>14</sup> par lequel elle rejette les demandes de sursis du Distributeur visant à suspendre les décisions D-2020-095 et D-2020-105 ainsi que les procédures pendantes devant la Régie dans le présent dossier.

---

<sup>8</sup> Décision [D-2020-095](#), p. 40.

<sup>9</sup> Pièces [B-0065](#), [B-0067](#) et [B-0068](#).

<sup>10</sup> Pièce [A-0052](#).

<sup>11</sup> Pièce [B-0069](#) et dossier R-4130-2020, pièce [B-0017](#).

<sup>12</sup> Pièce [A-0052](#) et dossier R-4130-2020, pièce [A-0010](#).

<sup>13</sup> Décision [D-2020-120](#).

<sup>14</sup> *Hydro-Québec c. Régie de l'énergie*, 2020 QCCS 3002.

[11] Le 5 novembre 2020, la Régie rend sa décision D-2020-147<sup>15</sup> qui traite du déroulement de la phase 2 du dossier, des demandes d'intervention de la CETAC et d'OC ainsi que des textes à fournir aux fins de la publication du Tarif GDP provisoire, en conformité avec la Loi.

[12] Le 11 novembre 2020, le Distributeur dépose les modifications à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*<sup>16</sup> reflétant les textes finaux du Tarif GDP provisoire<sup>17</sup>.

[13] Le 13 novembre 2020, la Régie rend sa décision D-2020-151<sup>18</sup> aux fins de la publication, à la Gazette officielle du Québec, des modifications à apporter à cette annexe.

[14] Le 7 décembre 2020, le Distributeur dépose les renseignements demandés au paragraphe 37 de la décision D-2020-147<sup>19</sup>. Il s'agit des résultats d'un sondage/audit des participants (l'Audit), produit par Technosim, du suivi de la participation des clients atypiques et de leur rémunération, ainsi qu'une mise à jour de la comparaison des mégawatts (MW) d'effacement planifiés et réels du Programme.

[15] Le 18 décembre 2020, la Régie demande au Distributeur de préciser certains points en lien avec le suivi des clients atypiques, lors du dépôt de sa preuve prévu le 11 janvier 2021<sup>20</sup>.

[16] Le même jour, le Distributeur dépose une demande de report, jusqu'à la mi-février 2021, du dépôt de sa preuve, afin de lui permettre d'élaborer un complément de preuve à l'Audit<sup>21</sup>.

---

<sup>15</sup> Décision [D-2020-147](#).

<sup>16</sup> [RLRQ, c. H-5](#).

<sup>17</sup> Pièce [B-0077](#).

<sup>18</sup> Décision [D-2020-151](#).

<sup>19</sup> Pièce [B-0080](#).

<sup>20</sup> Pièce [A-0056](#).

<sup>21</sup> Pièce [B-0081](#).

[17] Le 22 décembre 2020, la Régie répond au Distributeur qu'elle maintient la date du 11 janvier 2021 pour le dépôt de sa preuve principale de la phase 2 du dossier. Elle précise que le complément de preuve traitant des coûts indirects pour la compensation des participants que le Distributeur entend faire réaliser pourra être déposé au dossier, lorsqu'il sera disponible, aux fins de parfaire sa preuve<sup>22</sup>.

[18] Le 8 janvier 2021, le Distributeur demande un délai supplémentaire, soit jusqu'au 18 janvier 2021 à midi, pour le dépôt de sa preuve<sup>23</sup>.

[19] Le 12 janvier 2021, la Régie accorde le délai requis par le Distributeur et modifie en conséquence les dates mentionnées aux paragraphes 39 et 40 de sa décision D-2020-147<sup>24</sup>.

[20] Le 18 janvier 2021, le Distributeur dépose sa preuve principale de la phase 2<sup>25</sup>. Il indique qu'il déposera, dès que possible, le texte de l'Option. Il rappelle qu'il déposera l'audit supplémentaire relatif aux coûts indirects de Technosim (l'Audit supplémentaire) dès qu'il sera disponible, de même que les ajustements à sa preuve, le cas échéant<sup>26</sup>.

[21] Le 25 janvier 2021, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'ASSQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROÉÉ, SÉ et l'UC déposent la liste des sujets sur lesquels ils souhaitent intervenir ainsi que leur budget de participation.

[22] Le 28 janvier 2021, le Distributeur dépose ses commentaires sur la liste des enjeux des intervenants ainsi que sur les budgets soumis. Le même jour, l'ACEFQ amende son budget de participation, afin de tenir compte des heures de son analyste, attribuables au travail effectué dans la phase 2 du dossier depuis février 2020 jusqu'au dépôt de la preuve.

[23] Le 2 février 2021<sup>27</sup>, le Distributeur dépose les versions française et anglaise du texte de l'Option et précise également les échéances pour soumettre l'Audit supplémentaire et, le cas échéant, les ajustements à sa preuve.

---

<sup>22</sup> Pièce [A-0057](#).

<sup>23</sup> Pièce [B-0082](#).

<sup>24</sup> Pièce [A-0058](#).

<sup>25</sup> Pièce [B-0085](#).

<sup>26</sup> Pièce [B-0083](#).

<sup>27</sup> Pièce [B-0088](#).

[24] Le 9 février 2021, la Régie, par sa décision D-2021-010<sup>28</sup>, se prononce sur le cadre d'examen du dossier, requiert un complément de preuve de la part du Distributeur et détermine l'échéancier de la phase 2 du dossier.

[25] Le 10 février 2021, la Régie transmet sa demande de renseignements (DDR) n° 5 au Distributeur<sup>29</sup>. Ce dernier y répond le 19 février 2021<sup>30</sup>.

[26] Le 12 février 2021, le Distributeur dépose le rapport d'Audit supplémentaire de Technosim.

[27] Le 19 février 2021, le Distributeur dépose ses compléments de preuve à la suite de l'Audit supplémentaire et certaines informations requises par la Régie dans sa décision D-2021-010.

[28] Le 4 mars 2021, la Régie transmet sa DDR n° 6 au Distributeur<sup>31</sup>.

[29] Le 5 mars 2021, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROEÉ et l'UC transmettent leurs DDR au Distributeur. L'ACEFQ et SÉ les déposent le 9 mars 2021.

[30] Le 19 mars 2021, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 6 de la Régie et aux DDR des intervenants.

[31] Les 23 et 24 mars 2021, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, OC et le RNCREQ contestent certaines des réponses du Distributeur à leurs DDR.

[32] Le 25 mars 2021, le Distributeur transmet une correspondance dans laquelle il souligne qu'il entend déposer des compléments de réponses aux DDR, à la suite de ces contestations.

---

<sup>28</sup> Décision [D-2021-010](#).

<sup>29</sup> Pièce [A-0061](#).

<sup>30</sup> Pièce [B-0098](#).

<sup>31</sup> Pièce [A-0064](#).

[33] Le 26 mars 2021, le Distributeur dépose certaines clarifications aux réponses fournies à l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le RNCREQ et l'UC dans les pièces B-0114 à B-0119.

[34] Le même jour, la Régie annule la tenue de l'audience du 31 mars 2021 et explique qu'elle examinera les contestations sur dossier<sup>32</sup>. Elle accorde aux intervenants jusqu'au 29 mars 2021 pour indiquer sur quelles réponses ils maintiennent, le cas échéant, leurs contestations.

[35] Le 29 mars 2021, l'AHQ-ARQ, le GRAME et le RNCREQ informent la Régie qu'à la suite du dépôt des compléments de réponses par le Distributeur, ils retirent leurs contestations. La FCEI retire sa contestation le jour suivant.

[36] Le même jour, l'AQCIE-CIFQ et OC informent la Régie qu'ils maintiennent leurs contestations, en soulignant que les compléments de réponses ne permettent pas de répondre entièrement à leurs questions.

[37] Le 1<sup>er</sup> avril 2021, la Régie rend sa décision D-2021-039<sup>33</sup> par laquelle elle rejette les contestations de l'AQCIE-CIFQ et d'OC relatives à certaines réponses fournies par le Distributeur à leurs DDR.

[38] Les 9 et 12 avril 2021, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'ASSQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROEÉ, SÉ et l'UC déposent leur mémoire.

[39] Le 23 avril 2021, le Distributeur demande que la poursuite du dossier se fasse par voie de consultation<sup>34</sup>. Le même jour, l'UC et l'AHQ-ARQ<sup>35</sup> répondent en demandant le maintien de l'audience publique.

[40] Le même jour, la Régie transmet ses DDR, dans le cadre de la phase 2, à l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'ASSQ, OC et SÉ ainsi que sa DDR n° 7 au Distributeur.

---

<sup>32</sup> Pièce [A-0066](#).

<sup>33</sup> Décision [D-2021-039](#).

<sup>34</sup> Pièce [B-0121](#).

<sup>35</sup> Pièces [C-UC-0036](#) et [C-AHQ-ARQ-0030](#).

[41] Le 4 mai 2021, l'ensemble de ces intervenants ainsi que le Distributeur transmettent leurs réponses à ces DDR.

[42] Le 12 mai 2021, la Régie demande à l'AHQ-ARQ et à la FCEI de fournir, avant l'audience, certains renseignements additionnels<sup>36</sup>.

[43] Le 14 mai 2021, l'AHQ-ARQ et la FCEI déposent les renseignements demandés. La FCEI en dépose une version amendée le 19 mai 2021.

[44] L'audience se tient du 17 au 27 mai 2021. Le 27 mai 2021, la Régie entame son délibéré.

[45] La présente décision traite de l'approbation d'une nouvelle option tarifaire de GDP proposée par le Distributeur.

## 2. CONCLUSIONS PRINCIPALES

[46] La Régie accueille la demande du Distributeur et fixe le Tarif GDP. Elle déclare le Tarif GDP provisoire final, pour les fins de son application à la période d'hiver 2020-2021. Elle prononce la caducité du Tarif GDP provisoire par l'entrée en vigueur du Tarif GDP, tel qu'approuvé par la présente décision, qui le remplace dans les textes des *Tarifs d'électricité*.

[47] Enfin, elle approuve, sous réserve des modifications à la présente décision, le texte du Tarif GDP, tel que présenté aux pièces B-0090 et B-0091, mis à jour par les pièces B-0130, B-0139 et B-0147 et fixe son entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2021.

---

<sup>36</sup> Pièce [A-0084](#).

### 3. COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS ET RÉELS

[48] Tel que demandé par la décision D-2019-164<sup>37</sup>, le Distributeur dépose une mise à jour de l'effacement planifié pour les fins de planification des approvisionnements, en comparaison avec l'effacement réel. Il soumet que l'écart relatif demeure peu significatif, et donc sans réelle incidence sur le coût des approvisionnements.

**TABLEAU 1**  
**COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS<sup>1</sup> ET RÉELS**

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Hiver 2019-2020
<b>Planifiés</b>	30	130	260	287*	287*
<b>Payés</b>	25	183	287	252*	254*
<b>Réels</b>	25	183	287	280	297
<b>Écart planifiés vs réels</b>	-5	53	27	-7	10

\* Pour respecter l'ordonnance de sauvegarde

*Note 1 : Volume utilisé aux fins de la planification des approvisionnements.*

*Source : Pièce B-0080, tableau 1, p. 7.*

[49] En audience, le Distributeur fournit les données pour l'hiver 2020-2021, pour lequel 407 MW d'effacement avait été planifié, alors que l'effacement réel s'est établi à 365 MW. Il explique cet écart par la situation liée à la pandémie de COVID-19, qui a notamment exigé que les participants au Programme utilisent leur système de ventilation 24 heures sur 24, limitant leur capacité d'effacement<sup>38</sup>.

[50] Le Distributeur précise que, pour évaluer l'effacement planifié, il ne requiert plus de la part du client l'estimation de son effacement. En effet, pour les clients ayant déjà participé au Programme ou à l'Option, il utilise la réduction de puissance réelle de l'hiver précédent, alors que, pour un nouvel adhérent, il utilise des statistiques d'effacement développées au cours des dernières années<sup>39</sup>. Pour ces nouveaux adhérents, il appliquera ainsi un pourcentage de réduction de puissance à la puissance appelée au compteur de l'abonnement lors du dernier hiver<sup>40</sup>.

<sup>37</sup> Décision [D-2019-164](#), p. 78, par. 288.

<sup>38</sup> Pièce [A-0086](#), p. 64.

<sup>39</sup> Pièce [B-0102](#), p. 24, R5.1.

<sup>40</sup> Pièces [B-0126](#), p. 13, et [B-0138](#).

[51] La Régie se déclare satisfaite du suivi du Distributeur, exigé par sa décision D-2019-164, sur la mise à jour de l'effacement planifié et de l'effacement réalisé. **Elle demande au Distributeur de déposer le suivi des prochains hivers, incluant l'hiver 2020-2021, sous le même format que celui déposé au tableau 1 de la pièce B-0080<sup>41</sup>, au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2025.**

## 4. PROPOSITION TARIFAIRE

### 4.1 ÉTABLISSEMENT DE L'APPUI FINANCIER

#### 4.1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[52] Le Distributeur dépose sa proposition de l'Option visant à rendre les services de GDP auparavant offerts par le Programme. Il précise que l'Option offre un appui financier dégressif, en fonction de la taille des réductions de puissance, et s'harmonise avec les crédits applicables à l'option d'électricité interruptible (OÉI) et à l'option de crédit hivernal.

[53] Le Distributeur a retenu les services de la firme Technosim dans le but d'effectuer un sondage auprès des participants inscrits au Programme afin d'identifier la contribution des mesures de ce programme qui ont été propices à l'effacement de consommation électrique pour chacun des participants.

[54] Les résultats de l'Audit se traduisent en deux types d'observations. Les premières portent sur des mesures quantitatives des coûts pour l'implantation et l'exploitation des mesures de GDP. Les deuxièmes traitent des relevés qualitatifs sur les mesures implantées et la connaissance du tarif interruptible.

[55] Au niveau quantitatif, l'Audit dresse un portrait des coûts d'implantation et d'exploitation et du coût unitaire total actualisé du kilowatt (kW) d'effacement, selon le type de clients, par tarif et pour les différentes strates d'effacement.

---

<sup>41</sup> Pièce [B-0080](#), p. 7.

[56] Au niveau qualitatif, l'Audit dresse un portrait de la répartition du nombre de mesures implantées par les participants, classées en fonction de quatre catégories utilisées pour leur réduction de puissance.

[57] Dans son Audit supplémentaire, Technosim a été mandatée afin d'identifier le niveau d'appui financier minimal, exprimé en \$/kW d'effacement, qui est jugé requis par la clientèle, soit pour maintenir son adhésion, accroître sa participation ou adhérer à un tarif de GDP<sup>42</sup>.

[58] Selon le Distributeur, les résultats du sondage font état d'un seuil minimal d'appui financier requis pour adhérer à l'Option, qui est en moyenne égal ou supérieur à l'appui financier moyen de 60 \$/kW qu'il a proposé<sup>43</sup>. Par ailleurs, ce seuil est en moyenne beaucoup plus élevé pour les non-participants (97 \$/kW) que pour les participants (60 \$/kW).

[59] À la lumière de ces résultats, le Distributeur soutient que l'appui financier moyen proposé de 60 \$/kW est adéquat et centré, d'autant plus qu'il cherche surtout à convaincre les non-participants à adhérer à l'Option pour faire croître l'effacement tiré de ce moyen, aux fins de son équilibre énergétique. Conséquemment, il estime qu'il n'y a pas lieu d'apporter d'ajustements à sa preuve déposée le 18 janvier 2021<sup>44</sup>.

[60] Le Distributeur propose donc de fixer l'appui financier moyen au montant de 60 \$/kW. Ce montant est dérivé du signal de prix éprouvé dans le cadre du Programme de 70 \$/kW, duquel sont soustraits des coûts d'équipement requis pour l'effacement, estimés à 10,50 \$/kW, que la Régie a suggéré de compenser par voie d'un éventuel programme d'efficacité énergétique<sup>45</sup>.

[61] En réponse à la demande de la Régie, le Distributeur propose une rémunération dégressive, par strates de réduction de puissance, en fonction des résultats de la participation des clients au Programme, au cours de l'hiver 2019-2020.

---

<sup>42</sup> Pièce [B-0094](#).

<sup>43</sup> Pièce [B-0097](#), p. 6.

<sup>44</sup> *Ibid.*

<sup>45</sup> Pièce [B-0085](#), p. 11.

**TABLEAU 2**  
**DÉFINITION DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE ET**  
**DE L'APPUI FINANCIER DÉGRESSIF**

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)		Écart type Effacement(kW)
	Nombre	%	Nombre	%	
De 15 à 199	1 050	73%	63 948	22%	43
De 200 à 599	280	20%	95 178	32%	99
De 600 à 1 199	70	5%	58 915	20%	164
De 1 200 à 1 799	17	1%	24 607	8%	86
De 1 799 et plus	14	1%	52 411	18%	1 592
<b>Total</b>	<b>1 431</b>	<b>100%</b>	<b>295 059</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>

Source : Pièce B-0085, p. 13.

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

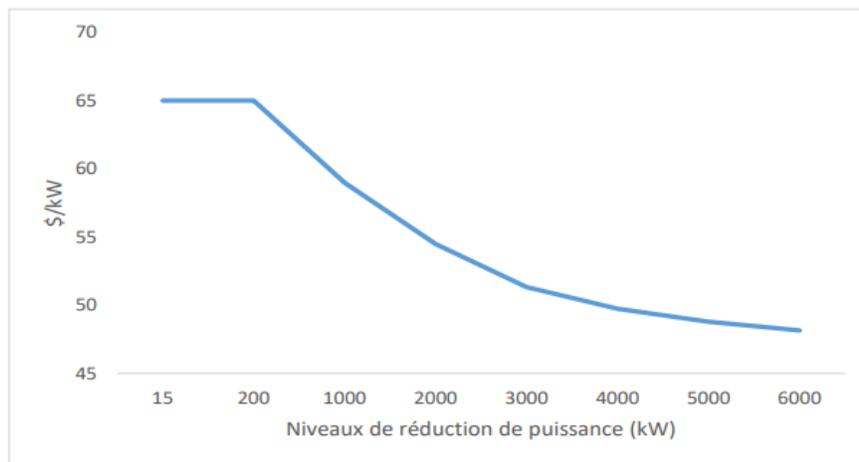
Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	65 \$	2,5 M\$	5,3 M\$	0,9 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	9,1 M\$
200 - 600	60 \$	-	2,4 M\$	1,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	4,8 M\$
600 - 1 200	55 \$	-	-	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>

Source : Pièce B-0085, p. 14.

[62] Le Distributeur fixe ainsi l'appui financier des strates de réduction de puissance : entre 65 \$/kW, pour les premiers 200 kW, et 45 \$/kW, pour la dernière strate, soit celle de plus de 1 800 kW. L'appui financier de 45 \$/kW de la dernière strate, qui représente 18 % de l'effacement total, correspond à une réduction de l'ordre de 35 % par rapport à un appui financier uniforme de 70 \$/kW. Le Distributeur est d'avis qu'il est essentiel de fixer un niveau de rémunération compétitif pour la dernière strate de réduction de puissance, afin de maintenir l'intérêt des clients pour ces niveaux de réduction de puissance importants.

[63] L'appui financier moyen obtenu en fonction de différents niveaux de réduction de puissance peut être illustré par la figure suivante.

**FIGURE 1**  
**APPUI FINANCIER MOYEN EN FONCTION DU NIVEAU**  
**DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**



Source :Pièce B-0085, p. 15.

#### 4.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[64] Selon l'ACEFQ, afin de susciter l'adhésion des clients du Tarif G, l'appui financier offert doit être supérieur aux 50 \$/kW offerts à l'option de crédit hivernal, puisque l'Option n'offre pas une garantie de rétribution, advenant l'impossibilité, pour un participant, de réduire sa puissance lors d'un événement de pointe critique ou d'une partie des périodes d'effacement survenant durant un hiver. Pour susciter la participation des plus grands consommateurs, l'appui financier doit également être, au minimum, égal ou supérieur au montant maximal que peut atteindre le crédit offert par l'option 1 de l'OÉI, soit 40 \$/kW<sup>46</sup>.

[65] L'intervenante estime toutefois que l'offre d'appui financier du Distributeur est trop élevée et insuffisamment dégressive. Selon elle, une offre bien calibrée doit produire

<sup>46</sup> Pièce [C-ACEFQ-0034](#), p. 5.

un appui financier allant de 60 \$/kW pour la première strate d'effacement à environ 40 \$/kW pour les niveaux d'effacement les plus élevés.

[66] L'ACEFQ soumet donc une proposition alternative, basée sur des strates légèrement différentes de celles proposées par le Distributeur, soit un montant d'appui financier de 60 \$/kW pour la première strate d'effacement de moins de 200 kW, diminuant jusqu'à 35 \$/kW pour la strate d'effacement de 2 000 kW et plus.

[67] Traitant de l'harmonisation de l'Option avec l'option de crédit hivernal et l'OÉI, l'AHQ-ARQ partage l'avis du Distributeur selon lequel l'Option comporte plus de risque et est plus pénalisante que le crédit hivernal. Par conséquent, l'Option mérite un appui financier plus élevé, en particulier pour la strate de 15 à 200 kW.

[68] Pour les effacements de plus de 3 000 kW, l'AHQ-ARQ soumet qu'il y a une absence d'harmonisation avec l'OÉI, d'autant plus que les modalités pour les délais d'appel et les heures d'utilisation sont plus pénalisantes pour les clients de l'OÉI<sup>47</sup>.

[69] L'AHQ-ARQ propose un appui financier davantage dégressif, allant de 75 \$/kW pour la strate de 15-200 kW à 20 \$/kW pour la strate de plus de 1 800 kW, tout en maintenant l'appui financier moyen à 60 \$/kW.

[70] L'AQCIE-CIFQ souligne que, selon le Distributeur, l'appui financier doit aller au-delà du strict remboursement des coûts encourus par les clients et doit être déterminé en considérant également une rémunération pour compenser les inconvénients et risques subis par les clients pour participer à l'Option.

[71] Rappelant que l'appui financier de 60 \$/kW est dérivé du prix éprouvé de 70 \$/kW, duquel est soustraite une approximation des coûts d'implantation couvrant le coût des équipements requis pour réaliser l'effacement de capacité, l'intervenant est favorable à la mise en place de l'Option, avec un appui financier moyen de 60 \$/kW.

[72] L'AQCIE-CIFQ soumet qu'il faut éviter que l'appui financier unitaire de l'Option soit inférieur à celui reçu par les participants de l'OÉI, quelle que soit la capacité effacée. Selon lui, il faut également éviter que des appuis financiers unitaires trop bas pour les strates de 1 800 kW et plus dissuadent des participants de faire les efforts nécessaires pour

---

<sup>47</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0029](#), p. 10.

effacer davantage de capacité de puissance, alors que ces kilowatts additionnels auraient été rentables pour le Distributeur et l'ensemble de la clientèle<sup>48</sup>.

[73] L'ASSQ préfère l'appui financier actuel uniforme de 70 \$/kW pour les participants à consommation atypique non prévisible, afin de tenir compte de leur réalité et de leurs efforts complexes. Elle soumet que la proposition du Distributeur ne viendra pas simplifier l'offre aux centres de ski, tel que ses membres le souhaiteraient. Ces derniers craignent un effet négatif sur la participation des stations de ski. Subsidiatement, l'intervenante demande l'adoption d'un modèle dégressif d'appui financier moyen de 70 \$/kW.

[74] La FCEI considère que, selon son évaluation économique basée sur un horizon de 20 ans, il est raisonnable de fixer à 85 \$/kW le niveau maximal d'appui financier. Elle souligne que le plan d'approvisionnement proposé par le Distributeur inclut présentement des outils dont le coût est sensiblement plus élevé que 85 \$/kW<sup>49</sup>.

[75] Considérant l'importance de l'utilisation des groupes électrogènes, notamment parmi les clients offrant un fort effacement, la FCEI estime que le coût marginal de production d'électricité par ce moyen doit être pris en compte dans l'établissement de la grille de crédit. Selon elle, le crédit marginal doit être suffisant pour s'assurer que ce maintien de l'effacement soit robuste à des variations du coût du carburant ou à une hausse du nombre d'heures d'interruption, tout en garantissant un bénéfice additionnel pour le client.

[76] La FCEI évalue que le coût marginal de production d'électricité pourrait atteindre un peu plus de 25 \$/kW, si le coût du carburant augmentait durablement à 1,30 \$/litre et que l'utilisation anticipée de l'Option était de 80 heures<sup>50</sup>.

[77] Elle propose une grille offrant des appuis financiers allant de 75 \$/kW pour une nouvelle strate de moins de 50 kW, à 35 \$/kW pour la strate de 1 200 kW et plus, présentant ainsi une répartition des strates différente de celle proposée par le Distributeur.

[78] Le GRAME propose également une ventilation des strates différente, avec une strate applicable aux plus grands effacements débutant à 2 500 kW et plus. Les appuis financiers proposés varieraient de 55 \$/kW à 40 \$/kW, pour un appui financier moyen

<sup>48</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFO-0028](#), p. 2 et 3.

<sup>49</sup> Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 6.

<sup>50</sup> *Ibid.*, p. 10.

d'environ 50 \$/kW<sup>51</sup>. Cet appui moyen refléterait mieux l'exclusion du coût moyen d'implantation, qui serait de 19,33 \$/kW, selon les données considérées par l'intervenant.

[79] Selon OC, l'appui dégressif proposé par le Distributeur est significativement supérieur aux coûts répertoriés par Technosim, pour tous les effacements supérieurs à 200 kW. Il constate également qu'à 45 \$/kW, le prix de la dernière strate d'effacement qui est proposé par le Distributeur est significativement plus élevé qu'à l'OÉI<sup>52</sup>.

[80] En audience, OC soumet une présentation sommaire du programme *Génératrices d'urgence d'Hydro-Sherbrooke*. Selon les données déposées par l'intervenante, ce programme aurait permis d'effacer en moyenne 22 MW en pointe, contre une rémunération moyenne de 31 \$/kW, soit entre 28 \$ et 33 \$/kW de 2015 à 2019. OC considère que l'appui financier offert aux clients de ce programme est pertinent, puisqu'il a été suffisant pour assurer leur participation volontaire continue<sup>53</sup>.

[81] OC propose un appui financier dégressif entre 50 \$/kW et 25 \$/kW, utilisant les mêmes strates que le Distributeur, ce qui résulterait en un appui financier moyen de 42,31 \$/kW.

[82] Selon le RNCREQ, la réduction de l'appui financier moyen à 60 \$/kW qui est proposée ne permet toujours pas d'atteindre la neutralité tarifaire, en raison des premiers hivers de l'horizon de 10 ans<sup>54</sup>. Selon lui, il faudrait réduire cet appui financier moyen d'environ 20 % pour y arriver.

[83] L'intervenant soumet que les coûts récurrents associés aux quatre moyens d'effacement utilisés par la plupart des participants sont inférieurs à 16 \$/kW, et souvent de beaucoup. Même si l'on inclut une provision pour les coûts annuels associés aux investissements antérieurs, les coûts annuels ne dépassent pas 23 \$/kW pour les groupes électrogènes, et sont de moins de 15 \$/kW pour les autres moyens<sup>55</sup>.

[84] Lors de l'audience, le RNCREQ introduit une nouvelle recommandation. Il demande de réduire l'appui financier de manière importante, soit jusqu'à 30 \$/kW en

---

<sup>51</sup> Pièce [C-GRAME-0028](#), p. 24.

<sup>52</sup> Pièce [C-OC-0015](#), p. 11.

<sup>53</sup> Pièce [C-OC-0022](#), p. 18 à 22.

<sup>54</sup> Pièce [C-RNCREQ-0039](#), p. 8.

<sup>55</sup> Pièce [C-RNCREQ-0035](#), p. 1.

2021-2022, afin de réduire les pertes associées à l'Option au cours des prochaines années et de l'augmenter graduellement, pour remonter à 60 \$/kW en 2025-2026<sup>56</sup>.

[85] Le ROEÉ partage le principal objectif poursuivi par le Distributeur, soit de favoriser la participation de la clientèle à l'Option. L'intervenant considère que l'appui financier doit certes générer le plus grand effacement possible, mais au plus faible coût pour la clientèle<sup>57</sup>.

[86] Le ROEÉ propose une calibration différente de celle du Distributeur, soit entre 75 \$/kW aux plus petits contributeurs et 35 \$/kW aux plus grands, ainsi que des strates de réduction de puissance plus larges pour les plus grands contributeurs, soit de 1 000 à 2 500 kW et de plus de 2 500 kW.

[87] Dans sa preuve initiale, SÉ recommandait de maintenir à 70 \$/kW le niveau d'aide financière de l'Option, considérant que l'analyse de rentabilité de l'Option procure déjà la marge de manœuvre pour un tel maintien<sup>58</sup>.

[88] Lors de l'audience, SÉ révisé sa recommandation et suggère plutôt d'accepter 60 \$/kW comme niveau moyen d'aide financière de l'Option, avec dégressivité commençant à 65 \$/kW pour les premiers 199 kW interrompus, jusqu'à 45 \$/kW pour la dernière strate de 1 800 kW et plus, tel que proposé par le Distributeur. Elle invite toutefois la Régie à maintenir le présent dossier actif, de recevoir un rapport des résultats annuels de l'Option, afin de pouvoir, au besoin, ajuster à la hausse le niveau de l'aide, si la participation n'atteint pas le niveau planifié<sup>59</sup>.

[89] L'UC questionne la qualité des informations colligées au cours des deux audits produits en preuve et remet en question la représentativité des échantillons<sup>60</sup>.

[90] Selon l'UC, considérant, notamment, l'absence de données probantes sur les coûts encourus par les participants et d'analyses commerciales justifiant l'appui financier initial de 70 \$/kW du Programme, ainsi que la rémunération accordée aux options de tarification

---

<sup>56</sup> Pièce [C-RNCREQ-0038](#), p. 13 à 15.

<sup>57</sup> Pièce [C-ROEÉ-0042](#), p. 5.

<sup>58</sup> Pièce [C-SÉ-0032](#), p. 33.

<sup>59</sup> Pièce [C-SÉ-0055](#), p. 8.

<sup>60</sup> Pièce [C-UC-0035](#), p. 8 et 9.

dynamique pour des efforts plus soutenus, l'appui financier de l'Option ne doit pas dépasser la rémunération de 50 \$/kW accordée aux options de tarification dynamique.

#### 4.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[91] Dans sa décision D-2021-010<sup>61</sup>, la Régie résume ainsi l'enjeu de l'établissement de l'appui financier :

*« [33] L'enjeu de l'établissement de l'appui financier inclut principalement l'examen du Rapport Technosim, la détermination de l'appui financier, l'établissement des strates de réduction de puissance, l'application de la rémunération dégressive à ces strates ainsi que l'harmonisation recherchée avec les autres offres tarifaires du Distributeur ».*

[92] Le Distributeur a déposé l'Audit, après consultation auprès d'un échantillon de participants au Programme de l'hiver 2019-2020, établissant un portrait de la contribution des principales mesures permettant l'effacement des charges et offrant une évaluation des différents coûts directs encourus par les participants. À ce propos, il souligne la difficulté, pour les participants, de chiffrer certains des coûts encourus en lien avec les effacements, lors des événements de pointe critique. Notamment, l'Audit ne capte pas les coûts indirects encourus, ni les contraintes et inconvénients subis par les participants.

[93] La Régie constate la difficulté en lien avec l'estimation des coûts encourus par les participants lors de l'effacement et les limites de l'exercice et du rapport produit par Technosim qui en découlent. Elle note également de la preuve les faibles coûts directs récurrents qui ont pu être identifiés par les participants :

*« En ce qui a trait aux coûts directs récurrents, soit les coûts d'exploitation annuels typiques pour répondre aux demandes de réduction de puissance du Programme, les résultats de l'Audit font état d'un coût moyen pour l'ensemble de l'échantillon de 7,99 \$/kW. Ce coût diffère lorsqu'il est établi par secteurs d'activités et segments de marché, par mesures d'effacement implantées, par tarif ou par tranches de réduction de puissance. Notamment, les coûts sont considérablement plus élevés dans les premières tranches de réduction de*

---

<sup>61</sup> Décision [D-2021-010](#), p. 12.

*puissance, avec un maximum de 47,45 \$/kW pour la tranche de 0 à 200 kW »<sup>62</sup>.*  
[notes de bas de page omises]

---

<sup>62</sup> Pièce [B-0085](#), p. 7.

[94] La Régie constate, par ailleurs, que la preuve ne démontre pas l'évidence d'une grande dégressivité des coûts d'exploitation, bien que les coûts par kW les plus élevés se retrouvent dans la strate de 15-200 kW et dans celle de 200 à 400 kW<sup>63</sup>. Toutefois, l'Audit demeure utile pour identifier les principales mesures utilisées par la clientèle du Tarif GDP et les éléments de coûts pour chacune de ces mesures.

[95] Le Distributeur souligne également que l'Audit démontre que le coût unitaire d'implantation (\$/kW) diffère passablement, s'établissant à près de 28 \$/kW pour les clients moyenne puissance (Tarif M) par rapport à 7 \$/kW pour la clientèle au Tarif LG.

[96] La Régie remarque que ces coûts moyens estimés sont influencés par quelques valeurs extrêmes dans l'échantillon. Néanmoins, elle constate que pour la strate de 15-200 kW, les coûts unitaires d'implantation moyen et médian demeurent passablement plus élevés, soit à 76 \$/kW et à 46 \$/kW respectivement<sup>64</sup>.

[97] Lors de l'audience, le représentant de Technosim précise que la moyenne pondérée des coûts d'implantation des participants s'établit à 11,26 \$/kW<sup>65</sup>, confirmant ainsi le niveau raisonnable du coût d'implantation estimé de 10,50 \$/kW ayant servi à l'établissement de l'appui financier moyen de 60 \$/kW.

[98] À la lumière de ces résultats, la Régie considère que le fait d'avoir soustrait un montant uniforme de 10,50 \$/kW, à titre d'estimation approximative des coûts d'implantation, ne tient toutefois pas compte des coûts unitaires d'implantation plus élevés constatés auprès des plus petits clients. Elle estime que ceci milite en faveur d'une structure dégressive de l'appui financier de l'Option, plus importante que celle uniquement dictée par les coûts d'exploitation.

[99] Par ailleurs, l'Audit permet d'avoir une meilleure idée de l'importance des quatre principales mesures utilisées par la clientèle ainsi que des coûts récurrents d'exploitation, en fonction des mesures implantées par les participants.

---

<sup>63</sup> Pièce [B-0098](#), p. 9.

<sup>64</sup> Pièce [B-0080](#), p. 24.

<sup>65</sup> Pièces [A-0088](#), p. 58 et 59, et [B-0142](#), p. 3.

**TABLEAU 4**  
**FRÉQUENCE D'UTILISATION DES MESURES D'EFFACEMENT**

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

Source : Pièce B-0080, p. 27.

[100] La FCEI observe que les coûts d'exploitation des mesures d'effacement mises en place par les clients ayant participé au Programme sont généralement inférieurs à 15 \$/kW, mais peuvent atteindre des niveaux plus élevés à l'occasion<sup>66</sup>. Le RNCREQ retient le fait que, pour les clients, sauf deux utilisant seulement les groupes électrogènes, les coûts récurrents varient entre 8 \$ et 16 \$/kW (en excluant une valeur extrême)<sup>67</sup>.

[101] Le Distributeur rappelle toutefois que l'appui financier moyen doit être établi de façon à permettre une juste rémunération pour le client et de compenser, au-delà des coûts directs encourus, les inconvénients et risques subis par ce dernier, soit les coûts non énergétiques. Un appui financier trop bas est susceptible de rendre difficile le recrutement de futurs participants<sup>68</sup>.

[102] Compte tenu de l'importance des objectifs de réduction de puissance de ce moyen à son bilan de puissance, le Distributeur soutient qu'il doit être en mesure d'intéresser une variété de participants, y compris ceux qui présentent des coûts d'effacement plus élevés.

[103] Technosim précise qu'en doublant le nombre d'heures d'utilisation, le coût d'exploitation pour les clients utilisant un groupe électrogène passerait de 13,91 \$/kW à 18,89 \$/kW, en utilisant un coût du carburant de 0,80 \$/litre<sup>69</sup>. Or, depuis la production de l'Audit, le prix des carburants a passablement augmenté, soit d'environ 20 %.

<sup>66</sup> Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 7.

<sup>67</sup> Pièce [C-RNCREQ-0035](#), p. 3.

<sup>68</sup> Pièce [B-0149](#), p. 5 et 6.

<sup>69</sup> Pièce [B-0098](#), p. 10.

[104] À ce sujet, la FCEI précise :

*« Considérant l'importance de l'utilisation des groupes électrogènes, notamment parmi les clients offrant un fort effacement, la FCEI estime que le coût marginal de production d'électricité par ce moyen doit être pris en compte dans l'établissement de la grille de crédit. Selon la FCEI, le crédit marginal doit être suffisant pour raisonnablement assurer que ce maintien de l'effacement soit robuste à des variations du coût du carburant ou à une hausse du nombre d'heures d'interruption tout en garantissant un bénéfice additionnel pour le client. La FCEI évalue que le coût marginal de production d'électricité pourrait atteindre un peu plus de 25 \$ si le coût du carburant augmentait durablement à 1,3 \$/l et que l'utilisation anticipée de l'Option était de 80 heures »<sup>70</sup>.*

[105] Selon la Régie, il importe également de considérer que les coûts d'exploitation estimés dans le cadre de l'Audit reposaient sur l'hypothèse d'un effacement de 40 heures par hiver. En effet, pour les clients utilisant des groupes électrogènes ou des chaudières à combustible, le coût d'exploitation augmente avec le nombre d'heures d'effacement. Comme les participants à l'Option doivent s'engager pour une centaine d'heures de pointe critique, il est probable que les participants calculeront leur bénéfice potentiel justifiant leur intérêt à participer à l'Option en utilisant des hypothèses d'effacement plus élevées que ces 40 heures.

[106] D'autre part, en ce qui a trait à l'harmonisation recherchée avec les autres offres tarifaires du Distributeur, la Régie, dans sa décision D-2020-147, indique que :

*« [c]ette proposition d'appui dégressif doit s'harmoniser avec les crédits applicables à l'option d'électricité interruptible (OÉI) et à l'option de crédit hivernal »<sup>71</sup>.*

[107] La Régie souligne que cette harmonisation vise la recherche d'une certaine cohérence entre les options, tel que stipulé dans sa décision D-2019-164 :

*« [237] La Régie juge, au contraire, qu'il est important de prendre en compte l'impact qu'un programme de GDP peut avoir sur les autres programmes et options tarifaires de GDP en ce qui a trait aux modalités et au niveau de la rétribution des kilowatts effacés. Bien que des différences importantes puissent*

<sup>70</sup> Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 10.

<sup>71</sup> Décision [D-2020-147](#), p. 10.

être justifiées entre différents programmes et options de GDP, il importe de préserver une certaine cohérence entre eux, en conformité avec le principe de continuité tarifaire »<sup>72</sup>. [nous soulignons]

[108] À l'instar de l'UC, plusieurs intervenants insistent sur la cohérence entre les diverses options tarifaires :

*« la cohérence entre les diverses options tarifaires... et selon nous, ça, ça va être l'élément le plus important à considérer, considérant le reste des informations au dossier »*<sup>73</sup>.

[109] Dans un but d'harmonisation avec l'OÉI, l'ACEFQ, la FCEI et le ROÉÉ proposent un appui financier de 35 \$/kW pour la strate d'effacement la plus élevée, laquelle débiterait à 1 200 kW pour la FCEI, mais serait repoussée à 2 000 kW et plus pour l'ACEFQ, voire 2 500 kW et plus pour le ROÉÉ.

[110] La Régie constate que le prix de la dernière strate d'effacement n'est pas la seule composante qui compte et que les seuils à partir desquels ces prix s'appliqueraient doivent également être considérés.

[111] Par ailleurs, la Régie rappelle que les appuis financiers, dont les 20 \$/kW pour la dernière strate d'effacement mentionnés dans la décision D-2019-164 étaient présentés seulement à titre illustratif, reprenant une hypothèse émise dans le cadre de sa DDR n° 3<sup>74</sup>, et que cette hypothèse reposait sur la présomption que les coûts d'exploitation étaient dégressifs avec l'augmentation des strates d'effacement.

[112] La Régie a d'ailleurs demandé la production de l'Audit, dans le but de tenter de valider cette hypothèse.

[113] Or, les résultats de cet Audit ne permettent pas de démontrer la présence d'une forte dégressivité des coûts d'exploitation, au-delà de celle observée pour la première strate, ou les deux premières strates dans une moindre mesure. La preuve au dossier ne permet pas de soutenir une proposition de dégressivité aussi prononcée que celle explorée à titre d'hypothèse lors de la phase 1 du présent dossier.

<sup>72</sup> Décision [D-2019-164](#), p. 66.

<sup>73</sup> Pièce [A-0101](#), p. 69.

<sup>74</sup> Pièce [B-0038](#), p. 14 à 16.

[114] Par ailleurs, la Régie constate que l’Audit confirme et précise l’importance du recours aux groupes électrogènes comme mesure la plus largement utilisée par les participants. Les coûts d’exploitation présentés dans l’Audit pour l’usage des groupes électrogènes, le plus élevé par kW parmi toutes les mesures recensées, reposent toutefois sur un coût de carburant d’environ 20 % inférieur au cours récent des prix et sur une utilisation de 40 heures.

[115] Considérant la preuve recueillie à partir de l’Audit quant à l’absence d’une forte dégressivité des coûts d’exploitation en relation avec la hausse des effacements et à l’importance du recours aux groupes électrogènes et des coûts d’exploitation de ces derniers, la Régie considère que la dégressivité de l’appui financier devrait être moins accentuée que ce qui avait été discuté dans le cadre de la phase 1 du présent dossier.

[116] Par ailleurs, la Régie juge qu’il est important de prendre en compte certains éléments du contexte qui ont évolué depuis la fin de l’audience de la phase 1 du présent dossier, à l’automne 2018.

[117] Ainsi, le plan d’approvisionnement 2020-2029 accorde une place beaucoup plus grande aux moyens de gestion de la puissance que ne le faisaient les plans d’approvisionnement précédents, proposant de doubler la contribution du portefeuille de moyens de gestion de la puissance avec, entre autres, l’introduction d’une nouvelle offre de GDP résidentielle beaucoup plus coûteuse, comme le souligne la FCEI<sup>75</sup> et l’annonce d’une bonification à venir qui serait proposée à l’OÉI.

[118] De plus, le premier suivi du déploiement des options de tarification dynamique déposé le 30 octobre 2020 montre un accueil plutôt mitigé de l’option de crédit hivernal auprès de la clientèle de petite puissance. On y note également un faible taux de satisfaction à l’égard des économies réalisées par les clients du Tarif G ayant participé au crédit hivernal<sup>76</sup>.

---

<sup>75</sup> Pièce [C-FCEI-00042](#), p. 6.

<sup>76</sup> Suivi de la décision D-2020-055, [Bilan de l’hiver 2019-2020 du déploiement des options de tarification dynamique](#), p. 9 et 17.

[119] La Régie considère qu'un appui financier dégressif pour l'Option permet de s'harmoniser avec les autres options et moyens de GDP offerts. De façon générale, une meilleure harmonisation ne doit pas forcément viser à offrir la même rétribution que celle offerte à ces options. Cette rétribution doit tendre à s'en approcher le plus possible, tout en tenant compte des particularités des autres options et moyens de GDP offerts, du Tarif GDP et des contraintes propres à chaque moyen ou option, ainsi que du contexte général dans lequel cette harmonisation est recherchée.

[120] À propos de l'harmonisation avec l'option du crédit hivernal, la Régie constate que, devant le peu de popularité de cette option auprès des clients du Tarif G, au cours de la première saison hivernale, et de l'opinion d'une majorité d'intervenants, l'appui financier pour la strate de 15 à 199 kW doit être supérieur au crédit offert à l'option de crédit hivernal.

[121] Par ailleurs, de l'avis du Distributeur, sa proposition tarifaire est harmonisée avec l'OÉI, puisque le niveau de crédit à 45 \$/kW, pour la strate des effacements les plus importants, se rapproche du crédit maximal offert de 40,52 \$/kW dans le cadre de l'OÉI, une option tarifaire qui s'avère peu populaire pour la clientèle aux Tarifs M et LG.

[122] Le Distributeur estime que sa proposition d'appui dégressif de 65 \$ à 45 \$/kW est équilibrée et doit être privilégiée. Il s'agit de la proposition la plus susceptible d'assurer un équilibre entre :

- le respect du principe d'une rémunération dégressive;
- le reflet de la distribution de la contribution à l'effacement de chacune des strates;
- le maintien de l'intérêt des abonnements à fort potentiel d'effacement pour les strates élevées de réduction de puissance<sup>77</sup>.

[123] Le Distributeur rappelle d'ailleurs que les abonnements dont l'effacement est supérieur à 1 000 kW, ne représentant que 3 % des participants, génèrent néanmoins près du tiers (30 %) de l'effacement global. Conséquemment, les abonnements au fort potentiel d'effacement contribuent de façon importante au succès de l'Option<sup>78</sup>.

---

<sup>77</sup> Pièce [B-0149](#), p. 7.

<sup>78</sup> [Ibid.](#), p. 10.

[124] Le Distributeur souligne que sa proposition vise à maintenir les grands abonnements aux Tarifs M et LG actuels, ainsi qu'à susciter l'intérêt de la part d'autres grands contributeurs potentiels dans les prochaines années, des clients dont les barrières à l'entrée (*coûts récurrents*) sont possiblement plus élevées que celles des clients actuels participant à l'Option.

[125] La Régie juge qu'un appui financier de 45 \$/kW pour la dernière strate, représentant 18 % de l'effacement total, correspondant à une réduction de l'ordre de 35 % par rapport à un appui financier uniforme de 70 \$/kW offert au Programme, et une réduction de 25 % par rapport au nouvel appui moyen de 60 \$/kW, peut constituer une réponse adéquate à l'objectif d'harmonisation avec l'OÉI.

[126] Dans un contexte où le Distributeur cherche à maximiser la contribution des divers moyens de GDP, la Régie convient qu'il y a lieu de maximiser le potentiel d'effacement de tous les participants à l'Option, incluant les grands participants.

**[127] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie approuve l'appui financier dégressif, tel que proposé par le Distributeur.**

[128] De manière incidente, la Régie note l'ampleur des représentations consacrées à l'harmonisation entre l'Option et les autres moyens de GDP, lors de la phase 2 du présent dossier, en respect de sa décision D-2019-164.

[129] Elle souligne les difficultés rencontrées dans l'examen comparatif des différentes caractéristiques et autres modalités d'application des différentes options tarifaires et des autres outils de gestion de la demande. La Régie souligne également l'absence de jalons ou standards pour isoler les critères significatifs et utiles à sa décision, tant aux fins d'optimiser l'appui financier que dans la perspective plus large de comparer les diverses modalités d'application de chaque moyen.

[130] Ainsi, considérant la bonification prochaine de l'OÉI annoncée par le Distributeur et l'accélération du déploiement de plusieurs moyens de GDP, la Régie juge que le contexte actuel justifie l'amélioration de la présentation des différentes offres en GDP, à des fins d'harmonisation entre elles. Elle vise ainsi à constituer un portrait global des différentes mesures, pour faciliter l'analyse comparative de leur juste rémunération, tant à

l'égard de l'équilibre entre la valeur de leur appui financier respectif et des diverses modalités qui les caractérisent, ainsi que des inconvénients non énergétiques encourus<sup>79</sup>.

[131] Pour ce faire, la Régie demande au Distributeur, lors du dépôt d'un nouveau tarif ou de la modification d'un tarif incluant des moyens de gestion de la pointe, de faire la démonstration que ce tarif s'inscrit dans le portefeuille de ses moyens de gestion, afin d'assurer la meilleure continuité entre les tarifs et options tarifaires, en tenant compte, notamment, des modalités de ces tarifs ainsi que des inconvénients non énergétiques.

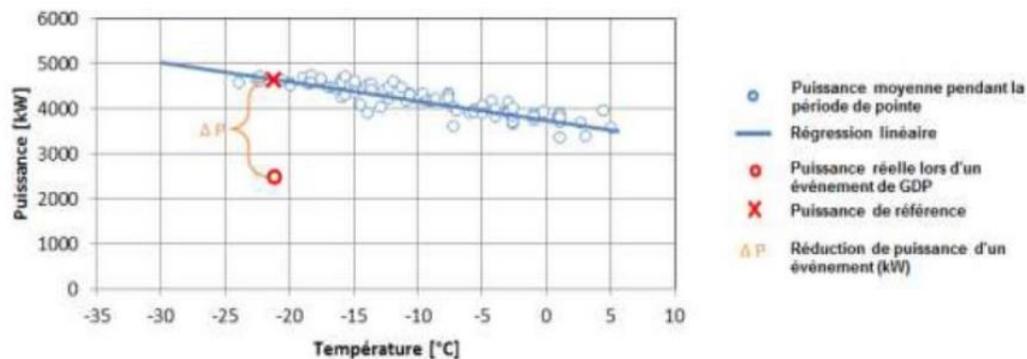
## 4.2 MODALITÉS APPLICABLES AUX CLIENTS ATYPIQUES

[132] Dans la décision D-2019-164, la méthode menant à l'établissement de la rémunération pour les profils de consommation atypique est décrite de la manière suivante :

« [83] La réduction de puissance pour un événement de GDP est évaluée par la différence entre la puissance de référence et la puissance réelle observée au cours de cet événement de GDP. Afin d'estimer la puissance de référence, une régression linéaire des puissances moyennes soutirées par le participant pendant les périodes de pointe du réseau de distribution est faite en fonction de la température moyenne. Le Distributeur illustre cette méthodologie de la manière suivante.

**FIGURE 1**

Réduction de la puissance lors d'un événement



<sup>79</sup> Pièce [B-0149](#), p. 5, par. 11.

Source : Pièce B-0007, Guide du participant, p. 11.

[84] L'appui financier total versé par le Distributeur aux participants est calculé à partir de la moyenne de toutes les réductions de puissance lors de tous les événements de GDP. Ces réductions sont estimées compteur par compteur.

[85] En ce qui a trait aux clients ayant des profils de consommation irréguliers ou atypiques, le Distributeur précise qu'il calcule plusieurs courbes. Lorsqu'il y a un événement de GDP, le Distributeur réfère à la courbe de référence qui est la plus représentative de la consommation du client pour cette journée. Ainsi, le Distributeur essaie d'être le plus précis possible dans son évaluation de la réduction de puissance.

[86] Cet exercice est également fait compteur par compteur et non, par exemple, par agrégateur ou par client.

[87] Selon le Distributeur, cette méthode permet ainsi de rémunérer la puissance qui est effectivement réduite. Ainsi, un client qui ne serait pas en opération au moment de l'événement de GDP ne se verrait octroyer aucune réduction de puissance pour sa consommation à ce moment »<sup>80</sup>. [notes de bas de pages omises]

[133] Dans cette même décision, la Régie conclut que cette méthode apparaît satisfaisante et demande certaines précisions et suivis lors de la phase 2, dont :

- considérer la possibilité de décrire, dans le Guide du participant (le Guide), la méthode de calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique;
- suivre la proportion de participants ayant un profil de consommation atypique;
- préciser l'application de l'article 1.2.5 du Guide pour des appels se produisant alors que le client n'est pas en activité;
- préciser si la méthode décrite en phase 1 est toujours applicable en phase 2<sup>81</sup>.

<sup>80</sup> Décision [D-2019-164](#), p. 31 à 33.

<sup>81</sup> [Ibid.](#), p. 76 à 78.

#### 4.2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

##### *Disparition du Guide*

[134] Le Distributeur rappelle que le Guide a été développé dans le cadre d'un programme commercial de GDP. Comme outil de soutien à la clientèle, ce guide se voulait un document explicatif contenant à la fois ses obligations pour offrir ce programme, les obligations et conditions des participants pour y adhérer ainsi que les modalités afférentes au programme<sup>82</sup>.

[135] Le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas opportun de mettre à jour le Guide puisque, dans le cadre d'une option tarifaire, cette mise à jour est contenue dans le texte du Tarif GDP de la présente proposition.

##### *Évaluation de la puissance de référence pour les consommateurs atypiques et précision du texte du Tarif GDP*

[136] Dans sa décision D-2020-120 portant sur le Tarif GDP provisoire, la Régie notait que la définition de puissance de référence précisait la possibilité d'ajustement pour mieux refléter le profil de consommation normal du client et se prononçait comme suit à cet égard :

*« [66] La Régie est également satisfaite de la précision à l'effet qu'« Hydro-Québec peut ajuster la puissance de référence au besoin pour mieux refléter le profil de consommation normal du client » qui a été incluse à la définition de « puissance de référence ». Elle considère que cette précision est cohérente avec le calcul que fait le Distributeur dans le cas de profils de consommation atypique, tel que décrit dans sa décision D-2019-164 »<sup>83</sup>. [notes de bas de page omises]*

[137] Dans la présente phase, le Distributeur propose, à l'article 4.74 du Tarif GDP, la définition de puissance de référence suivante :

---

<sup>82</sup> Pièce [B-0097](#), p. 7.

<sup>83</sup> Décision [D-2020-120](#), p. 18.

« « puissance de référence » : une valeur, exprimée en kilowatts, qui est estimée à partir de régressions linéaires de la moyenne des appels de puissance réelle d'après le profil normal de consommation de l'abonnement et de la température moyenne pendant la période de référence. Hydro-Québec peut ajuster la puissance de référence au besoin pour mieux refléter le profil de consommation normal du client »<sup>84</sup>.

[138] Le Distributeur mentionne qu'il dispose d'indicateurs statistiques pour identifier les profils de consommation atypique et utiliser la bonne courbe de référence afin de rémunérer de façon juste la réduction de puissance de ces clients<sup>85</sup>. Il ajoute que l'établissement du nombre de courbes adéquat et l'identification de la bonne courbe à utiliser reposent sur une analyse visuelle<sup>86</sup>.

### ***Suivi de la proportion des consommateurs atypiques***

[139] Le Distributeur précise que le nombre de clients ayant un profil de consommation atypique, pour lesquels plus d'une courbe de puissance doit être établie pour tenir compte, notamment, des heures d'opération, varie entre 40 % et 60 % d'un hiver à l'autre<sup>87</sup>.

[140] Il distingue deux profils de consommation atypique, soit les abonnements atypiques prévisibles, pour lesquels il est en mesure d'évaluer leur charge sur le réseau, et les abonnements atypiques non prévisibles, pour lesquels il ne peut prévoir leur charge sur le réseau. Les stations de ski sont les seuls clients compris dans cette dernière catégorie, leur profil de consommation étant généralement tributaire des conditions météorologiques et des mois au cours desquels ils sont en opération pendant la période hivernale.

[141] Le Distributeur dépose la répartition des abonnements, de l'effacement et de l'appui financier relative à ces différents profils. Ces données montrent qu'entre 800 et 1 300 abonnements sont considérés comme atypiques. Plus particulièrement, les abonnements atypiques non prévisibles représentent moins de 5 % du total des abonnements, de l'effacement et de l'appui financier<sup>88</sup>.

---

<sup>84</sup> Pièce [B-0139](#), p. 1.

<sup>85</sup> Pièce [B-0085](#), p. 18.

<sup>86</sup> Pièce [B-0104](#), p. 35.

<sup>87</sup> Pièce [B-0080](#), p. 6.

<sup>88</sup> Pièces [B-0104](#), p. 31 et 32, R8.1, et [B-0141](#), p. 3.

***Application de l'article 4.80 des tarifs proposés (article 1.2.5 du Guide)***

[142] Le corollaire de l'article 1.2.5 du Guide présenté lors de la phase 1 du présent dossier se retrouve dans l'article 4.80 des tarifs proposés. L'extrait relatif à cette disposition se lit comme suit, en fonction des modifications proposées au cours du dossier<sup>89</sup> :

*« S'il n'y a aucune réduction de puissance constatée pour plus de 4 événements de pointe critique au cours d'un même hiver alors que l'abonnement du client est actif, Hydro-Québec se réserve le droit de ne pas verser de crédit au client »<sup>90</sup>.*

[143] Ce libellé reflète la position du Distributeur à l'effet qu'il serait inéquitable d'appliquer strictement la disposition précédente à des abonnements ayant fait l'objet d'une fermeture au cours de la période de référence. En effet, les stations de ski, qui utilisent un tarif de courte durée et qui ferment leur abonnement en cours d'hiver en raison de leurs particularités d'opération, peuvent se retrouver dans l'impossibilité de s'effacer pour certains événements. Toutefois, le fait que ces abonnements ne soient pas actifs lorsque des événements de pointe critique surviennent implique que leur non-contribution à ces événements entre tout de même dans le calcul de l'appui financier total que ces clients recevront à la fin d'un hiver donné<sup>91</sup>.

[144] Le Distributeur mentionne que cette disposition de l'article 4.80 vise surtout les clients qui ne s'efforcent pas de réduire leur appel de puissance pour plus de quatre événements de pointe critique<sup>92</sup>. Il pourrait tout de même verser le crédit, en l'absence de réduction de puissance pour plus de quatre événements de pointe critique, pour un client qui, par exemple, l'aurait informé d'un bris d'équipement l'empêchant de participer à quelques événements de pointe critique ou pour des événements de pointe critique se produisant hors des heures d'opération d'un client<sup>93</sup>.

[145] Pour pallier au risque que certains clients puissent mettre fin à leur abonnement à l'Option au cours d'un hiver dans le seul but d'éviter l'application de cette modalité, le Distributeur propose d'ajouter l'alinéa suivant à l'article 4.81 du Tarif GDP :

<sup>89</sup> Pièces [B-0098](#), p. 19, [B-0102](#), p. 25, R6.1, [B-0130](#), p. 11, et [A-0086](#), p. 22 et 23.

<sup>90</sup> Pièce [B-0139](#), p. 2.

<sup>91</sup> Pièce [B-0085](#), p. 17.

<sup>92</sup> Pièce [B-0085](#), p. 17.

<sup>93</sup> Pièce [B-0102](#), p. 26.

« 4.81 Annulation

*Si le client veut cesser de bénéficier de la présente option, il doit en aviser Hydro-Québec en appelant les Services à la clientèle.*

*L'option cesse de s'appliquer le lendemain du jour où Hydro-Québec est avisée et aucun crédit ne lui serait alors versé »<sup>94</sup>.*

***Continuité de la méthode de calcul de l'appui financier avec celle présentée lors de la phase 1***

[146] Le Distributeur maintient la méthode de calcul de l'appui financier présentée au cours de la phase 1 du présent dossier pour les abonnements atypiques non prévisibles<sup>95</sup> ainsi que pour les abonnements atypiques prévisibles<sup>96</sup>.

[147] Il présente des exemples illustrant ce calcul pour les deux profils de consommation atypique, qui permettent de constater l'uniformité de l'application de la méthode du calcul de l'effacement, malgré la diversité des abonnements. Il n'y a que dans l'application de l'article 4.80 relatif à l'absence d'effacement lors de certains événements de pointe critique que le traitement des clients atypiques non prévisibles se distingue de celui des clients atypiques prévisibles<sup>97</sup>.

#### **4.2.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[148] L'AHQ-ARQ est satisfait de l'établissement de la ou des courbes de référence. L'intervenant se montre préoccupé par l'analyse visuelle sur laquelle repose l'établissement du nombre de courbes et de la bonne courbe à utiliser, considérant les sources potentielles d'erreur et de subjectivité, mais considère que la disponibilité des intrants et résultats détaillés de l'exercice atténue cette préoccupation<sup>98</sup>.

---

<sup>94</sup> Pièce [B-0098](#), p. 20, R4.1.

<sup>95</sup> Pièce [B-0085](#), p. 18.

<sup>96</sup> Pièce [B-0098](#), p. 19, R4.1.

<sup>97</sup> Pièce [B-0098](#), p. 21 à 27, R4.3.

<sup>98</sup> Pièces [B-0115](#), p. 12, et [A-0096](#), p. 129 et 130.

[149] L’AHQ-ARQ est d’avis que la méthode d’établissement du crédit n’est toutefois pas juste, en ce qu’elle pénalise le client dont l’abonnement est fermé ou dont la consommation mesurée par un ou plusieurs compteurs est faible, voire nulle, pour certains événements de pointe critique. L’intervenant considère que cette méthode ne respecte pas le principe décrit au paragraphe 282 de la décision D-2019-164. L’AHQ-ARQ recommande ainsi de retenir un appui financier plancher équivalant à 50 % du produit de l’effacement attendu d’un participant et du crédit applicable pour la période d’hiver.

[150] L’AHQ-ARQ considère également que la méthode de calcul pour les profils atypiques n’est pas suffisamment décrite au texte du tarif de l’Option, notamment à la définition de puissance de référence. Il dépose un libellé de cette définition prévue à l’article 4.74 du Tarif GDP reflétant le niveau de détails qu’il recommande<sup>99</sup>. L’intervenant suggère aussi de prévoir un document explicatif à cet effet qui pourrait être consulté, par exemple, sur le site internet d’Hydro-Québec.

[151] L’ASSQ rappelle que son industrie est caractérisée par la concentration d’une forte demande de puissance sur une courte période et par l’évolution des conditions climatiques, susceptibles de prolonger la période d’activités des équipements liés à la production de neige. Dans ce contexte, elle considère que les orientations futures de l’Option doivent tenir compte de la détérioration des conditions d’opération des centres de ski pour qu’ils puissent poursuivre leur participation au Tarif GDP, à défaut de pouvoir profiter du tarif de fabrication de neige, comme ils ont pu le faire jusqu’au début des années 2010.

[152] L’ASSQ mentionne que les appels à l’effacement seraient effectués plus fréquemment, à des températures moins froides que les années précédentes, et considère ainsi que les appels sont moins prévisibles. Elle souhaite que le Distributeur clarifie les conditions météorologiques exigibles pour procéder à un appel de pointe critique.

[153] À ce sujet, le Distributeur confirme que les critères menant à un événement sont ceux précisés lors de la phase 1 du présent dossier et, conséquemment, dépendent des conditions climatiques, des approvisionnements disponibles et des contraintes sur le réseau d’Hydro-Québec dans ses activités de transport d’électricité<sup>100</sup>. Il ne considère pas nécessaire de libeller ces critères et confirme que les besoins liés aux appels sont

<sup>99</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0032](#), p. 1 et 2.

<sup>100</sup> Pièce [B-0126](#), p. 19 et 20, R4.

majoritairement associés à la météo, bien qu'un événement récent ait été lié à une contrainte sur le réseau de transport<sup>101</sup>.

[154] L'ASSQ explique que plusieurs stations de ski optent pour un tarif de courte durée<sup>102</sup>, pour des considérations économiques. Pour minimiser l'impact de la puissance à facturer minimale (PFM) sur leur facture, les stations de ski concentrent leur production de neige afin de terminer pour la fin décembre. Une station de ski qui étirerait son abonnement pour répondre à des événements de pointe critique plus tardifs, évitant de voir la moyenne des effacements baisser, devra payer sa prime d'abonnement courte durée en période hivernale, la redevance courte durée en hiver ainsi que la PFM<sup>103</sup>.

[155] L'ASSQ soumet que la concentration de la production de neige jusqu'à la fin décembre est moins plausible avec les changements climatiques et, qu'idéalement, les stations de ski produiraient de la neige tout l'hiver<sup>104</sup>.

[156] En audience, l'intervenante dépose des exemples illustrant l'impact sur la moyenne des événements se produisant après la fermeture de l'abonnement<sup>105</sup>. Elle précise la recommandation faite dans son mémoire et demande de ne pas compter les événements de pointe critique survenus après la fermeture d'un abonnement atypique, dans le calcul de la moyenne pour la détermination de l'appui financier<sup>106</sup>.

[157] Par ailleurs, l'ASSQ dépose un sondage fait auprès des stations de ski<sup>107</sup> portant, notamment, sur leurs mesures d'effacement et les coûts associés ainsi que sur leur intérêt par rapport à l'Option.

[158] Enfin, l'ASSQ rappelle certains extraits de l'Avis au ministre rendu par la Régie en 2017<sup>108</sup> et mentionne que la recommandation de la Régie qui y était formulée a été, dans les faits, appliquée par l'élargissement du Tarif GDP aux stations de ski<sup>109</sup>.

---

<sup>101</sup> Pièce [A-0086](#), p. 178 à 181.

<sup>102</sup> Tarif G9 de courte durée.

<sup>103</sup> Pièce [C-ASSQ-0030](#), p. 2.

<sup>104</sup> Pièces [C-ASSQ-0030](#), p. 2, [A-0094](#), p. 74, et [C-ASSQ-0035](#), p. 3.

<sup>105</sup> Pièce [C-ASSQ-0033](#).

<sup>106</sup> Pièce [A-0094](#), p. 55.

<sup>107</sup> Pièce C-ASSQ-0027 (fichier Excel ne pouvant être consulté sur le site internet de la Régie).

<sup>108</sup> Dossier R-3972-2016, *Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*.

<sup>109</sup> Pièce [C-ASSQ-0035](#), p. 1 et 2.

[159] OC est satisfaite de l'impact tarifaire limité des stations de ski, dans la mesure où elles ne recevront pas d'appui financier si l'événement de pointe critique arrive après la période d'enneigement.

[160] En audience, OC dépose l'historique du moment de la pointe prévue et réalisée et recommande à la Régie de considérer le faible niveau de coïncidence entre l'offre GDP provenant des stations de ski et la pointe du réseau<sup>110</sup>.

[161] SÉ soumet que la définition de puissance de référence devrait être précisée, pour enlever au Distributeur l'apparente discrétion dans l'ajustement de cette puissance de référence. Elle précise sa proposition de libellé à cet égard<sup>111</sup>. Elle recommande aussi que le Distributeur publie sur son site internet des exemples montrant comment cette puissance de référence peut être ajustée pour les clients atypiques.

[162] À l'égard de la disposition de l'article 4.80 du Tarif GDP sur l'absence d'effacement à plus de quatre événements de pointe critique, SÉ soumet qu'elle ne devrait pas être laissée à la discrétion du Distributeur et qu'il devrait y avoir un mécanisme permettant au client fautif de se réhabiliter<sup>112</sup>.

### 4.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[163] De manière générale, la Régie se déclare satisfaite des suivis et précisions fournis par le Distributeur en lien avec sa décision D-2019-164.

[164] À l'égard de la description du calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique dans le texte du Tarif GDP, la Régie est d'avis que la définition de puissance de référence reflète la méthode utilisée par le Distributeur. De plus, elle retient l'ouverture du Distributeur d'afficher sur son site internet des exemples illustrant cette méthode<sup>113</sup>, qui offriront un outil supplémentaire pour bien comprendre la méthode de calcul. Par conséquent, la Régie ne juge pas nécessaire le niveau de détails proposé par l'AHQ-ARQ et SÉ à cette définition.

---

<sup>110</sup> Pièce [C-OC-0022](#), p. 17.

<sup>111</sup> Pièce [C-SÉ-0055](#), p. 33.

<sup>112</sup> Pièce [C-SÉ-0055](#), p. 34.

<sup>113</sup> Pièce [A-0086](#), p. 33 et 34.

[165] **Ainsi, la Régie se déclare satisfaite de la définition de puissance de référence et demande au Distributeur d'afficher sur son site internet des exemples d'établissement de cette puissance de référence, particulièrement des cas illustrant des profils de consommation atypique et d'en aviser la Régie lorsque ce sera fait.**

[166] Par ailleurs, la Régie retient le fait que la disponibilité des intrants et résultats détaillés pour évaluer la réduction de puissance<sup>114</sup> atténue la préoccupation de l'AHQ-ARQ relative à l'analyse visuelle sur laquelle repose l'établissement du nombre de courbes adéquat et la bonne courbe à utiliser. À cet égard, le Distributeur propose de préciser à l'article 4.80 du Tarif GDP la possibilité qu'a le client d'obtenir le rapport détaillé du calcul du crédit, s'il en fait la demande par écrit<sup>115</sup>.

[167] Pour ce qui est des informations relatives au calcul du crédit qui seront fournies au client par défaut, la Régie constate que le niveau de détails pourrait être moins élevé que ce qui était fourni dans le cadre du Programme, du moins pour l'hiver 2021-2022, soit d'ici à ce que le portail de consommation du client soit développé<sup>116</sup>.

[168] La Régie considère que le niveau d'information qui était fourni dans le cadre du Programme<sup>117</sup> constitue un retour d'expérience utile sur les efforts mis en place par les clients, de même que sur l'effacement et la rémunération associés. Bien que dans l'intervalle il soit possible pour un client qui le demande d'obtenir le calcul détaillé, la Régie est d'avis qu'il est souhaitable que le Distributeur mette les outils en place pour rendre ces informations<sup>118</sup> disponibles le plus rapidement possible.

[169] En ce qui a trait à l'application de la disposition à l'article 4.80 du Tarif GDP, reflétant la disposition de l'article 1.2.5 du Guide, la Régie constate de la preuve<sup>119</sup> que les événements se produisant alors que le client n'est pas en activité<sup>120</sup>, ne peuvent mener à l'application de cette disposition réservant le droit au Distributeur de ne pas verser de crédit au client qui fait défaut de s'effacer pour plus de quatre événements de pointe critique.

---

<sup>114</sup> Pièce [B-0115](#), p. 12 à 15.

<sup>115</sup> Pièces [B-0126](#), p. 46, R10.3, et [B-0130](#), p. 11.

<sup>116</sup> Pièces [B-0102](#), p. 20 et 21, [B-0115](#), p. 13 et 14, [B-0126](#), p. 45, et [A-0091](#), p. 101 à 121 et 125 à 127.

<sup>117</sup> Pour chaque événement GDP, les informations suivantes étaient fournies : puissance de référence, puissance réelle, réduction de puissance et puissance admissible (pièce [B-0007](#), Guide, article 2.1.2).

<sup>118</sup> Niveau d'information prévu à l'article 2.1.2 du Guide et à la figure R-9.3-A de la pièce [B-0115](#), p. 14.

<sup>119</sup> Pièces [B-0085](#), p. 17, [B-0098](#), p. 20, R4.1, et [B-0102](#), p. 26.

<sup>120</sup> Soit parce que l'abonnement a fermé au cours de l'hiver, soit parce que l'événement de pointe critique est survenu hors des heures d'opération du client.

[170] La Régie juge également que la modification à l'article 4.81 du Tarif GDP, proposée en engagement par le Distributeur<sup>121</sup>, répond à sa préoccupation à l'effet que la fermeture d'un abonnement de courte durée puisse entraîner indirectement une cessation de participation à l'Option.

[171] En conséquence, la Régie considère que la preuve, ainsi que le libellé final des dispositions proposées par le Distributeur<sup>122</sup>, donnent suite, de manière satisfaisante, à la préoccupation soulevée dans sa décision D-2019-164<sup>123</sup>.

[172] Enfin, la Régie retient le fait que la méthode de calcul du crédit pour les clients ayant un profil de consommation atypique demeure la même que celle décrite lors de la phase 1 du présent dossier et pour laquelle elle s'était montrée satisfaite, ne demandant que certains suivis et précisions sur le sujet. Elle considérerait alors que la méthode de calcul décrite permettait de rémunérer les MW qui contribuent à la réduction de puissance de chaque événement de pointe critique et qu'il était justifié que la rémunération d'un participant qui fait un effort à chaque événement de GDP soit plus élevée que celle d'un participant qui n'a pas à faire un tel effort.

[173] La Régie constate qu'aucun élément nouveau ne justifie de revoir ces caractéristiques de l'Option. En effet, lors de la phase 1, il était déjà connu que l'absence aux événements se produisant, alors que le client n'est pas en activité, affectait la moyenne de l'effacement considérée aux fins de l'appui financier<sup>124</sup>.

[174] Ainsi, la Régie ne retient pas les recommandations de l'AHQ-ARQ et de l'ASSQ proposant des modifications à l'établissement du crédit pour les profils de consommation atypique. Elle juge que les suivis et précisions fournis par le Distributeur répondent de manière satisfaisante à sa décision D-2019-164 et que les modalités de l'Option sont donc suffisamment adaptées aux particularités des profils atypiques.

## 5. MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMAL

---

<sup>121</sup> Pièce [B-0147](#).

<sup>122</sup> Pièce [B-0139](#), p. 2.

<sup>123</sup> Décision [D-2019-164](#), p. 76, par. 281 à 283.

<sup>124</sup> Décision [D-2019-164](#), p. 32, 33 et 76, par. 85 à 87 et 278.

[175] Dans sa décision D-2019-164, la Régie a demandé que, lors de la phase 2 du présent dossier, la méthode de détermination du montant d'appui financier minimal (MAFM) soit revue pour s'assurer que certains participants ne reçoivent, via le MAFM, un montant plus élevé en n'étant pas sollicités pour s'effacer à la pointe que s'ils devaient faire l'effort de le faire.

## 5.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[176] Pour qualifier le risque souligné par la Régie et répondre à sa préoccupation, le Distributeur a procédé à une simulation des sommes qu'il aurait dû verser pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020, dans le cas où le MAFM aurait été appliqué conformément à l'article 4.80 du Tarif GDP qu'il propose pour l'Option. Sur un total de 2 000 projets, seulement 35 et 37 d'entre eux, respectivement, auraient été favorisés par la formule, au cours de ces deux hivers<sup>125</sup> et la somme des écarts totaux versés aux participants pour ces projets aurait totalisé près de 132 000 \$ et 185 000 \$ respectivement, soit environ 1 % de la rémunération globale pour ces hivers.

[177] D'ailleurs, le Distributeur rappelle qu'il considère le MAFM comme une mesure permettant aux clients de limiter leur risque de ne pas pouvoir récupérer au moins une partie des sommes encourues pour mettre en place des mesures de GDP, dans le cas, peu probable, où il n'y aurait aucun événement de pointe critique au cours d'un hiver donné. Compte tenu du faible nombre de projets avantagés, du faible gain qui en découle, de la faible probabilité qu'aucun événement de pointe critique ne survienne au cours d'un hiver, ainsi que de l'importance de maintenir un moyen de mitigation du risque pour les clients participants, le Distributeur est d'avis qu'il n'y pas lieu de corriger le MAFM<sup>126</sup>.

[178] Dans son complément de preuve du 19 février 2021, le Distributeur rappelle qu'en vertu de l'Option, contrairement à ce que le Programme prévoyait initialement, il n'y a pas d'engagement de réduction de la puissance de la part des clients adhérents<sup>127</sup>.

[179] Le Distributeur soumet que la méthode de calcul envisagée par la Régie dans sa décision D-2021-010<sup>128</sup> ne peut être élaborée, puisque qu'elle repose sur une donnée, la

---

<sup>125</sup> Pièce [B-0085](#), p. 20.

<sup>126</sup> *Ibid.*, p. 21.

<sup>127</sup> Pièce [B-0097](#), p. 8.

<sup>128</sup> Décision [D-2020-010](#), p. 17, par. 60.

puissance d'effacement prévue par le client, qui lui sera alors inconnue au moment de l'adhésion du client à l'Option<sup>129</sup>.

[180] Le Distributeur ajoute que s'il devait demander aux clients, comme il le faisait dans le cadre du Programme, de soumettre un estimé de leur réduction de puissance et que celui-ci servait à établir leur MAFM, les clients auraient alors tout intérêt à surestimer sa valeur.

## 5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[181] L'ACEFQ soumet que le MAFM ne devrait jamais excéder la valeur de l'appui financier prévu pour un participant fournissant, à au moins une occasion au cours d'un hiver, un effacement équivalent à sa puissance engagée<sup>130</sup>.

[182] L'ACEFQ convient qu'en l'absence d'une ordonnance de la Régie pour inclure la notion de puissance engagée dans les modalités d'attribution du MAFM aux dispositions de l'Option et qui obligerait le Distributeur à déterminer une puissance d'effacement engagée lors de l'adhésion d'un nouveau participant à l'Option, sa recommandation ne pourrait trouver application<sup>131</sup>.

[183] En conséquence, l'ACEFQ propose de modifier l'article 4.80 du Tarif GDP, en ajoutant une troisième valeur pour établir le MAFM<sup>132</sup> :

*« Si Hydro-Québec ne transmet aucun avis d'événement de pointe critique en vertu de l'article 4.79 au cours de la période d'hiver, elle verse au client un crédit minimal équivalant à la moins élevée des valeurs suivantes :*

- *le produit de 15 % de la puissance maximale appelée au titre de l'abonnement pendant la période d'hiver par 60 \$ le kilowatt ou;*
- *20 000 \$ ou;*
- *le produit de quinze pour cent (15 %) de la contribution financière historique pour sa participation au tarif GDP [note de bas de page omise] ».*

<sup>129</sup> Pièce [B-0097](#), p. 8.

<sup>130</sup> Pièce [C-ACEFQ-0034](#), p. 9.

<sup>131</sup> Pièce [C-ACEFQ-0036](#), p. 2.

<sup>132</sup> Pièce [C-ACEFQ-0040](#), p. 14.

[nous soulignons]

[184] L'AHQ-ARQ considère que le Distributeur ne peut aucunement justifier de conserver une formule inadéquate sous les seuls prétextes du faible nombre de projets avantagés, du faible gain qui en découle et de la faible probabilité qu'aucun événement de pointe critique ne survienne au cours d'un hiver<sup>133</sup>.

[185] Selon l'intervenant, l'analyse du Distributeur n'est pas adaptée à l'abaissement du seuil d'admissibilité. Cette analyse, qui conclut que le nombre de projets avantagés par la formule de calcul du MAFM et le gain qui en découle sont faibles, a porté sur des périodes où le seuil d'admissibilité était de 200 kW. Avec l'abaissement proposé du seuil à 15 kW, le nombre de projets avantagés par cette formule pourrait augmenter de façon significative, puisque tous ces projets nouvellement admis se retrouveraient dans les tranches de gains problématiques. L'AHQ-ARQ est d'avis que les conclusions de cette analyse ne devraient pas être retenues dans ce nouveau contexte.

[186] L'intervenant soumet que l'utilisation d'un appui moyen pour le calcul de la formule du MAFM, même abaissé à 60 \$/kW, n'est pas cohérente avec la proposition d'appui financier dégressif du Distributeur, ce qui affecte l'indemnité des plus petits projets qui n'atteignent pas le plafond de 20 000 \$.

[187] Par ailleurs, l'AHQ-ARQ remet en question la position du Distributeur à l'égard de la faible probabilité d'un hiver sans événement de pointe critique, dans la mesure où le Distributeur a également affirmé :

*« [...] que cette espérance inclut un grand nombre de cas sans jour d'utilisation du Programme. Ceux-ci surviennent généralement lorsque les besoins en puissance simulés sont plus faibles, notamment en raison des conditions climatiques plus chaudes que la normale »<sup>134</sup>.*

[188] L'AHQ-ARQ recommande également que l'article 4.80 soit modifié, pour prévoir le calcul du MAFM comme suit<sup>135</sup> :

*« Le moindre des deux montants suivants :*

---

<sup>133</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0029](#), p. 36.

<sup>134</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0029](#), p. 37 et 38.

<sup>135</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0029](#), p. 39.

$MAFM = \text{Effacement attendu}^* \times \text{Crédit applicable pour la période d'hiver}^{**}$

Ou

$MAFM = 20\,000 \$$

\* *Évaluation de la réduction de puissance faite par Hydro-Québec au début de l'hiver*

\*\* *Tel que défini à l'article 4.80 ».*

[189] Dans sa réponse à la DDR de la Régie, OC estime que le mécanisme de rémunération minimale proposé par le Distributeur n'est pas acceptable. Par ailleurs, l'intervenante se questionne sur l'existence même d'une rémunération minimale pour un service n'offrant aucune garantie de prestation. Selon elle, une rémunération minimale devrait être conditionnelle à un engagement ferme de la part des participants à s'effacer en période de pointe, comme c'est le cas pour les participants de l'OÉI<sup>136</sup>.

[190] Selon SÉ, le Distributeur peut continuer, sous l'Option, d'inviter les participants à lui fournir, au moment de l'inscription à l'Option, un estimé de leur réduction de puissance, lequel serait «  *sujet à validation par le Distributeur notamment pour son niveau de raisonabilité* ». Cette estimation pourra être ajustée ultérieurement, en fonction de la puissance engagée à au moins une occasion au cours d'un hiver par le client, l'incitant ainsi à fournir une estimation raisonnable au départ<sup>137</sup>.

### 5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[191] Dans sa décision D-2019-164, la Régie cherchait à faire confirmer que la formule de calcul du MAFM retenue génère un appui financier minimal cohérent avec la rémunération des clients ayant contribué et s'interrogeait sur la pertinence d'utiliser un paramètre qui lui apparaissait ne pas être en lien avec l'engagement d'effacement, soit la puissance maximale appelée au cours des 12 mois précédent la signature du contrat.

[192] La Régie retient des motifs justifiant le recours à un MAFM que ce dernier sert à rémunérer, dans les cas où le Distributeur n'aurait pas recours à l'Option, le potentiel d'effacement de puissance mis à sa disposition par les clients participants. Cette rémunération doit être inférieure à l'appui financier versé lorsque le Distributeur procède à un appel à l'effacement en vertu de l'Option.

<sup>136</sup> Pièce [C-OC-0018](#), p. 9.

<sup>137</sup> Pièce [C-SÉ-0035](#), p. 7.

[193] La Régie examine si la formule proposée par le Distributeur permet de respecter ce dernier objectif.

[194] Le Distributeur soutient que l'utilisation de la puissance maximale appelée (PMA) constitue la meilleure variable, puisqu'il s'agit d'une donnée mesurée, connue et difficilement contestable, et qu'elle est déjà utilisée aux fins de facturation. Il prétend que le recours à une autre valeur basée, par exemple, sur l'historique d'effacement du participant ou encore sur sa propre estimation de son effacement potentiel, pourrait entraîner une négociation de la valeur du MAFM entre lui et le participant, alourdissant ainsi le processus d'adhésion à l'Option<sup>138</sup>.

[195] Le Distributeur réitère que l'estimation de l'effacement ne lui semble pas une bonne variable pour le calcul du MAFM et qu'il est préférable de maintenir sa méthode, basée sur une valeur de 15 % de la puissance mesurée de la consommation totale des 12 derniers mois<sup>139</sup>. Parmi ses réponses sur le même enjeu, il indique, notamment :

*« [...] mais il y a une question de... Le quinze pour cent (15 %) de la... de la PMA est probablement quelque... est quelque chose qui est... qui se situe bien en-deçà des réductions de puissance typiquement attendues des clients. On me dit que les réductions de puissance se situent généralement aux alentours de trente pour cent (30 %), si je ne me trompe pas, de la PMA, donc la crainte de voir surcompenser un client par cette police d'assurance est entièrement gérée par le choix d'un pourcentage de quinze pour cent (15 %) »<sup>140</sup>. [nous soulignons]*

[196] D'autre part, la Régie examine les coûts globaux occasionnés par les différentes formules de calcul du MAFM proposées.

[197] À la demande de la Régie<sup>141</sup>, le Distributeur dépose les résultats d'un scénario hypothétique, pour évaluer la rémunération maximale résultant des différentes formules de calcul du MAFM proposées appliquées aux données historiques de la dernière période hivernale. Cette illustration confirme que la formule de calcul du MAFM qu'il propose

<sup>138</sup> Pièce [B-0126](#), p. 37.

<sup>139</sup> Pièce [A-0091](#), p. 165 à 167.

<sup>140</sup> *Ibid.*, p. 162 et 163.

<sup>141</sup> Pièce [A-0091](#), p. 158 et 159.

aurait généré une rémunération maximale moindre que celle préconisée par l'AHQ-ARQ<sup>142</sup>.

[198] La Régie considère que le recours à une valeur de 15 % de la PMA dans la formule du MAFM proposée par le Distributeur constitue une proposition raisonnable pour la rémunération du MAFM, inférieure à celle proposée par l'AHQ-ARQ, et qui, selon le Distributeur, offre un incitatif suffisant pour la rétention des adhérents.

[199] En ce qui a trait à la proposition de l'ACEFQ d'utiliser la contribution financière historique d'un participant, la Régie estime qu'elle ne possède pas suffisamment de données aux fins de l'application de cette proposition, afin de porter un jugement éclairé sur l'incitatif pour la rétention des adhérents.

[200] Pour les raisons évoquées ci-dessus, liées aux coûts globaux du MAFM pour l'ensemble des payeurs de tarif, la Régie se déclare satisfaite de la formule de calcul du MAFM proposée par le Distributeur.

## 6. ABAISSEMENT DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ

### 6.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[201] Le Distributeur explique que le cadre réglementaire implique qu'un tarif s'inscrit dans le cadre précis de la relation entre lui et son client. Ainsi, le maintien de la rémunération directe des agrégateurs, dans le cas d'une option tarifaire, n'est pas envisageable.

---

<sup>142</sup> Pièce [B-0148](#), p. 3.

[202] Le Distributeur est d'avis que le rôle des agrégateurs ne pourrait être maintenu qu'à travers une redéfinition de leur rôle, sur la base d'ententes entre les clients du Distributeur et les entreprises spécialisées dans le contrôle des charges. Cette façon de procéder respecterait la relation commerciale que suppose l'application d'un tarif par le Distributeur à son client, tout en permettant à ce dernier de convenir d'une entente avec un tiers qui pourrait lui permettre de réduire sa consommation, à la demande du Distributeur, et ainsi de participer à l'Option.

[203] En l'absence de tiers pouvant agréger la contribution des clients de plus petite taille, comme les écoles ou les banques, et afin de toujours permettre à ces clients d'être admissibles à l'Option, le Distributeur propose, d'une part, d'abaisser le seuil minimal de réduction de puissance, actuellement fixé à 200 kW par projet et, d'autre part, de le baser sur la réduction de puissance par abonnement, plutôt que par projet. Sur la base des données de l'hiver 2019-2020, le Distributeur a évalué le nombre d'abonnements et les kW d'effacement qui seraient exclus de l'Option, selon différents seuils de réduction de puissance<sup>143</sup>.

[204] L'imposition d'un seuil minimal de réduction de puissance d'au moins 15 kW implique que 381 abonnements ne seraient plus admissibles à l'Option, pour des quantités de l'ordre de 2,3 MW, ce qui représente un peu moins de 1 % du total des réductions de puissance de 297 MW, constatés au cours de l'hiver 2019-2020. Le Distributeur propose ainsi d'imposer un seuil minimal de réduction de puissance d'au moins 15 kW pour adhérer à l'Option et en-deçà duquel un client ne recevrait aucune rémunération en contrepartie de son effacement, en vertu de l'article 4.80 du Tarif GDP.

[205] De l'avis du Distributeur, un seuil minimal de réduction de puissance de 15 kW par abonnement représente un bon compromis entre les efforts liés à la gestion de l'Option et le maintien du nombre de clients admissibles à celle-ci et, par conséquent, de la réduction de puissance provenant auparavant des agrégateurs<sup>144</sup>.

## 6.2 POSITION DES INTERVENANTS

[206] L'ACEFQ se dit satisfaite des explications du Distributeur en lien avec le rôle des agrégateurs et comprend que les participants pourront avoir recours aux services

---

<sup>143</sup> Pièce [B-0085](#), p. 19.

<sup>144</sup> [Ibid.](#)

d'entreprises spécialisées dans l'agrégation de charges, mais qu'il s'agirait désormais d'une relation d'affaires se situant en dehors de l'administration de l'Option<sup>145</sup>.

[207] Plusieurs intervenants, dont l'AHQ-ARQ, l'ASSQ, le GRAME, OC et SÉ, appuient la fixation du seuil minimal de puissance interruptible effective à 15 kW par abonnement.

[208] La FCEI souligne toutefois, en vertu des modalités proposées par le Distributeur à l'article 4.80 du Tarif GDP, qu'un client admis à l'Option, qui aurait effacé 14 kW, ne recevrait aucune compensation. Un tel client se verrait donc privé d'une compensation potentielle de près de 1 000 \$, malgré qu'il aurait fait l'effort de contribuer à l'équilibre des besoins pendant l'hiver. L'intervenante soumet qu'il serait non seulement injuste de ne pas rétribuer un tel client, mais, qu'en plus, cette disposition serait contreproductive et susceptible de causer de l'insatisfaction chez les clients. Des clients en mesure de fournir un réel effacement, mais se situant près du seuil de 15 kW, pourraient choisir de ne pas participer, en raison de l'incertitude sur leur compensation finale<sup>146</sup>.

[209] La FCEI ne voit pas pourquoi l'évaluation de l'effacement devrait être différente selon que plusieurs compteurs soient réunis sous un même projet ou traités individuellement. Elle soutient que l'administration des adhérents n'est pas en soi si exigeante.

[210] De manière générale, la FCEI n'est pas convaincue qu'il soit requis de fixer un seuil minimal d'effacement pour être éligible à un crédit mais, considérant que la Régie a déjà approuvé un tel seuil à 2 kW dans le cadre de la tarification dynamique, elle recommande d'appliquer ce même seuil à l'Option.

### 6.3 OPINION DE LA RÉGIE

[211] Le Distributeur rappelle que l'Option succède au Programme, et que celui-ci n'a jamais été pensé et conçu pour une clientèle de masse, telle la tarification dynamique :

---

<sup>145</sup> Pièce [C-ACEFQ-0034](#), p. 8.

<sup>146</sup> Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 14.

« [...] Le seuil de quinze kilowatts (15 kW), il a été réfléchi dans une perspective où on ne souhaitait pas, dans la transformation du programme en tarif, passer d'une clientèle ciblée à une clientèle de masse. Ça c'est le critère qui a fait qu'on a choisi d'utiliser un seuil de quinze kilowatts (15 kW) »<sup>147</sup>.

[212] De plus, le Distributeur considère que la réduction des contributions à l'effacement sous le seuil de 15 kW « n'était pas suffisamment importante pour nous qu'on ait à verser dans un autre univers de clientèle de masse auquel on n'est pas préparé à faire face avec les outils dont on dispose actuellement »<sup>148</sup>.

[213] Ainsi, selon le Distributeur, les inconvénients pour aller chercher une contribution supplémentaire qui serait marginale dépassent largement les avantages. Une baisse du seuil ou l'absence de seuil minimal causerait une hausse des coûts d'exploitation de l'Option, puisqu'elle impliquerait une augmentation du volume d'abonnements à traiter. Il y aurait des impacts importants sur la charge de travail relative à l'évaluation des demandes d'adhésion, les suivis des événements, le calcul et la vérification des crédits et l'analyse des courbes de référence des clients atypiques. Cela se traduirait par une hausse du personnel nécessaire à la gestion de l'Option.

[214] Par ailleurs, l'Option, tout comme le Programme précédemment, vise également une clientèle en mesure de fournir un double effort, soit de s'effacer et de s'assurer de contrôler la reprise. De plus, le seuil de 15 kW implique une augmentation importante du nombre de participants directs potentiels par rapport au Programme.

[215] La FCEI rétorque qu'il n'y a pas d'information disponible qui permette de conclure que le potentiel global d'effacement de cette clientèle est négligeable, même pour ceux dont l'effacement individuel est inférieur à 15 kW<sup>149</sup>.

[216] En réponse à une demande de la Régie, la FCEI propose d'établir le seuil minimal d'effacement, tel que défini à l'article 4.80, comme suit :

- 15 kilowatts pour l'hiver 2021-2022;
- 10 kilowatts pour les hivers 2022-2023 et 2023-2024;
- 2 kilowatts pour l'hiver 2024-2025<sup>150</sup>.

---

<sup>147</sup> Pièce [A-0091](#), p. 91.

<sup>148</sup> *Ibid.*, p. 92.

<sup>149</sup> Pièce [C-FCEI-0054](#), p. 10.

[217] Selon l'intervenante, cette décroissance programmée permettra au Distributeur d'observer graduellement l'impact de la réduction du seuil sur la participation des clients et le niveau d'effort requis pour gérer leur participation, de telle sorte qu'il puisse mettre en place les moyens appropriés pour y faire face en temps opportun.

[218] La Régie reconnaît le fait que l'abaissement du seuil minimal de réduction de puissance de 200 kW à 15 kW pourrait potentiellement impliquer une augmentation importante du nombre de participants qui ne pouvaient pas ou ne désiraient pas participer au Programme à travers le service d'agrégateurs.

[219] Elle constate que la présence de clients atypiques ou ceux pour lesquels plusieurs courbes de référence doivent être utilisées complexifie la tâche d'évaluation de l'effacement de ces clients. Le Distributeur affirme ne pas être préparé pour faire face à un afflux trop important de clients, avec les outils dont il dispose actuellement. Il réitère que le Programme et l'Option n'ont pas été pensés et conçus comme un programme ou une option de masse, telle la tarification dynamique.

[220] La Régie convient toutefois avec la FCEI que l'information disponible ne permet pas de juger du potentiel global d'effacement de la clientèle de la strate de 15 à 199 kW, encore moins celui de la clientèle qui se situerait sous ce seuil de 15 kW de capacité d'effacement effectif. Il apparaît donc difficile de qualifier la contribution supplémentaire potentielle sous le seuil de 15 kW de marginale, comme le suggère le Distributeur.

[221] La Régie est d'avis que seul un suivi annuel permettrait de recueillir l'information nécessaire pour produire une évaluation de l'intérêt réel suscité par l'Option, auprès des plus petits clients. En l'absence d'une information suffisante, elle juge qu'il est prématuré de se prononcer sur l'abaissement du seuil minimum de réduction de puissance sous le seuil proposé par le Distributeur.

[222] **Pour ces motifs, la Régie approuve la fixation du seuil minimal de réduction de puissance interruptible effectif à 15 kW, prévu à l'article 4.80 du Tarif GDP.**

---

<sup>150</sup> *Ibid.*, p. 9.

[223] **La Régie demande au Distributeur de produire, en suivi administratif annuel, pour chacun des hivers, au plus tard le 15 octobre de chaque année, jusqu'en 2024 inclusivement, un rapport contenant les informations suivantes :**

- **le nombre d'abonnements inscrits avec un effacement constaté pour chacune des cinq strates principales, et pour la strate de 15 kW à 200 kW, le détail du nombre d'abonnements pour les strates de 15 à 20 kW, de 20 kW à 25 kW et de 25 kW à 30 kW, ventilé par tarif. Pour chacune de ces strates et sous-strates, fournir l'effacement effectif (en kW), ventilé par tarif.**
- **Pour chacune des strates et des sous-strates, fournir la moyenne des PMA, la médiane, la PMA minimale et la PMA maximale enregistrées, ventilées par tarif.**
- **Présenter l'évolution du nombre de clients atypiques, non atypiques, prévisibles ou non prévisibles ainsi que du nombre de clients pour lesquels plusieurs courbes de référence doivent être utilisées. Ce suivi doit également être accompagné d'une description des efforts commerciaux et promotionnels déployés par le Distributeur, afin de susciter l'adhésion des clients à l'Option.**

[224] **En complément, la Régie demande au Distributeur de produire une étude, dans le cadre du premier suivi annuel, afin d'évaluer le marché potentiel théorique de l'Option, en fournissant la ventilation du nombre d'abonnements aux Tarifs G et DM par strate de PMA estimée, en se basant sur les données provenant des compteurs communicants, pour les PMA estimées de chacune des 10 tranches de 5 kW, entre la strate de 5 kW et moins et la strate de 45 kW à 50 kW. Pour les Tarifs DP, G9 et M, fournir la ventilation du nombre d'abonnements par strate de PMA, par tranche de 25 kW, pour chacune des 10 strates à partir de la strate de 50 kW à 75 kW, jusqu'à la strate de 275 kW à 300 kW.**

[225] **La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre d'une phase préalable au prochain dossier tarifaire 2025-2026, une preuve et une recommandation sur la possibilité d'abaisser le seuil d'admissibilité à l'Option ainsi que, le cas échéant, une nouvelle proposition de seuil minimal de réduction de puissance.**

## 7. ANALYSE ÉCONOMIQUE DE LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

### 7.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[226] Les principales hypothèses utilisées par le Distributeur aux fins des analyses économiques et financières sont exprimées au tableau suivant.

**TABLEAU 5**  
**PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

Paramètres	Valeur	Source
Coût évité de puissance (court terme)	20 \$/kW-hiver (\$2020)	<i>État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>
Coût évité de puissance (long terme)	116 \$/kW-an (\$2020)	
Coût évité en énergie (heures visées)	7,6 ¢/kWh (\$2020)	
Taux de réserve	17 %	
Revenu marginal	4,4 ¢/kWh (\$2021)	Revenu marginal au tarif M (énergie seulement), tous clients confondus
Nombre d'heures d'interruption	50	Hypothèse tenant compte du resserrement du bilan de puissance
% charge déplacée	50 %	Analyse des résultats du Programme
Taux d'inflation	2 %	Hypothèse
Taux d'actualisation	4,872 %	Taux 2020, basé sur la méthodologie approuvée par la Régie

Source : Pièce B-0085, p. 22, tableau 6.

### *Impact en puissance*

[227] Le Distributeur rappelle que l'Option vise à réduire ses besoins en puissance. Selon lui, elle permettra le report du besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme en puissance et c'est sur cette base qu'il croit que les analyses doivent être réalisées.

[228] Toutefois, en raison de la décision D-2019-164, le Distributeur utilise le coût évité de court terme pour les trois premières années d'analyse (soit de l'hiver 2021-2022 à celui de 2023-2024) et le coût de long terme pour les années suivantes car, en l'absence de l'Option, des approvisionnements de long terme seraient nécessaires au plus tard dès l'hiver 2024-2025, en se fondant sur le plus récent bilan de puissance présenté dans le cadre de l'état d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029<sup>151</sup>.

[229] Par ailleurs, le Distributeur a réduit de 17 % les coûts évités utilisés aux fins des analyses de la réserve associée à ce moyen. L'application de ce facteur permet de tenir compte du fait que l'impact net sur le bilan de puissance est inférieur à la puissance directement associée au moyen.

[230] Dans sa preuve, il allègue que cette approche est celle retenue pour l'analyse de rentabilité de la réduction de puissance associée à Hilo dans le dossier R-4110-2019<sup>152</sup>, présentement sous étude, et réfère à la pièce B-0060, déposée sous pli confidentiel, dans ce même dossier.

[231] Enfin, conformément aux instructions de la Régie dans sa décision D-2019-164, le Distributeur n'a inclus aucun coût évité associé au transport ou à la distribution, aux fins de ses analyses. Il précise que l'analyse permettant d'estimer plus finement l'impact de l'Option sur les coûts évités de transport et distribution est en cours.

### ***Impact en énergie***

[232] Le Distributeur inclut, dans ses analyses, la perte de revenus associée à l'Option de même que les coûts évités en énergie associés aux heures d'interruption. Pour ce faire, il utilise les coûts évités horaires des heures de plus forte charge, présentés au tableau 6.1 de l'état d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029, pour les 21 heures correspondant à celles visées par l'Option.

### ***Analyse économique***

---

<sup>151</sup> Pièce [B-0085](#), p. 22.

<sup>152</sup> [Ibid.](#), p. 23, référence 36.

[233] Selon la preuve du Distributeur du 18 janvier 2021, les résultats de l'analyse économique montrent que l'Option est plus avantageuse pour lui que l'achat de puissance, avec une valeur actuelle nette (VAN) de 44 M\$ sur 10 ans et 122 M\$ sur 20 ans. L'analyse est réalisée en supposant une hausse annuelle à l'inflation de l'appui financier<sup>153</sup>.

[234] Dans sa décision D-2021-010<sup>154</sup>, la Régie demande au Distributeur de déposer l'analyse économique, établie en fonction des coûts évités en énergie en vigueur à ce jour, soit ceux qu'elle a approuvés dans sa décision D-2019-027<sup>155</sup>.

[235] Aux fins de cette nouvelle analyse économique, le Distributeur utilise la mise à jour des coûts évités en énergie présentée dans l'état d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029<sup>156</sup>. Ces coûts évités en énergie sont présentés au tableau suivant.

**TABLEAU 6**  
**COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE**

Paramètres	Valeur
Coût évité de court terme pour la période d'hiver	4,5 ¢/kWh (\$2020)
Coût évité de long terme	8,4 ¢/kWh (\$2020)
Différenciation pointe et hors pointe	13,26 \$/MWh (\$2020)

*Source : Pièce B-0097, p. 8, tableau 1.*

[236] Pour les années 2021 à 2026, le Distributeur utilise le coût évité en énergie de court terme pour la période d'hiver, en période de pointe<sup>157</sup>. Il précise que l'impact des changements demandés par la Régie à l'analyse économique est de -0,6 M\$ sur la VAN 10 ans et de -0,2 M\$ sur la VAN 20 ans<sup>158</sup>.

<sup>153</sup> Pièce [B-0085](#), p. 24.

<sup>154</sup> Décision [D-2021-010](#), p. 18, par. 63.

<sup>155</sup> Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision D-2019-027.

<sup>156</sup> Pièce [B-0097](#), p. 8.

<sup>157</sup> La formule pour obtenir ce coût évité est la suivante : «  $4,5 \text{ ¢/kWh} + \frac{1}{2} \times 1,326 \text{ ¢/kWh} = 5,2 \text{ ¢/kWh} (\$2020)$  ».

<sup>158</sup> Pièce [B-0097](#), p. 9.



[237] Dans sa décision D-2021-010<sup>159</sup>, la Régie demande également au Distributeur de fournir des coûts d'exploitation et de commercialisation associés à l'Option. Selon le Distributeur, les coûts d'exploitation annuels associés au Programme ont oscillé aux environs de 350 k\$ entre 2018 et 2020. Pour ce qui est des coûts de commercialisation, il précise qu'ils étaient nuls durant ces années, en raison de la cessation du recrutement de nouveaux adhérents. Dans ces circonstances, il juge qu'une hypothèse de 0,5 M\$, à titre de coûts d'exploitation et de commercialisation annuels, est raisonnable. Ces coûts sont indexés aux fins de l'analyse économique.

[238] Après intégration de tous ces changements demandés par la Régie, la VAN 10 ans atteint 39 M\$ et celle de 20 ans, 114 M\$.

**TABLEAU 7**  
**ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LES COÛTS ÉVITÉS MIS À JOUR**  
**ET LES COÛTS D'EXPLOITATION ET DE COMMERCIALISATION**

	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			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(21)	(23)	(26)	(26)
<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>39</b>	<b>114</b>	<b>(7)</b>	<b>(8)</b>	<b>(10)</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>16</b>

Source : Pièce B-0097, p. 10, tableau 3.

<sup>159</sup> Décision [D-2021-010](#), p. 18, par. 65.

[239] Par ailleurs, aux fins des analyses économiques de l'Option, le Distributeur considère que l'année d'entrée des coûts évités de long terme en puissance est déterminée en fonction d'un scénario où l'Option est absente du bilan en puissance. En pareil contexte, la capacité des marchés de court terme en puissance (1 100 MW) est atteinte plus rapidement et le bilan en puissance se retrouve en situation de déficit de moyens d'approvisionnement à l'hiver 2024-2025<sup>160</sup>, soit trois années plus tôt que dans un scénario où l'Option figure au bilan en puissance dans lequel la situation de déficit apparaît à l'hiver 2027-2028. Cette méthode s'apparente à celle qui a été utilisée par le Distributeur dans la première phase du dossier et qui n'a pas été retenue par la Régie<sup>161</sup>.

[240] Le Distributeur précise, en audience, les motifs pour lesquels il privilégie sa méthode<sup>162</sup>.

[241] À la demande de la Régie, le Distributeur présente une analyse économique, avec un signal de coût évité de puissance de long terme reporté en 2026-2027, soit sur la base du bilan en puissance présenté dans l'état d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029. Cette analyse économique démontre qu'en considérant l'apparition du besoin d'un moyen d'approvisionnement de long terme en puissance à l'hiver 2026-2027, l'Option présente toujours une VAN positive, soit de 2 M\$ sur 10 ans et 78 M\$ sur 20 ans.

[242] Dans le cadre du dossier R-4110-2019, le Distributeur dépose un complément de preuve en février 2021<sup>163</sup>, où il présente une mise à jour de son bilan en puissance dans laquelle, notamment, les contributions de l'Option, prévues sur l'horizon du plan 2020-2021 à 2028-2029 sont révisées à la hausse.

[243] Suivant cette mise à jour, le Distributeur produit une analyse économique de l'Option, avec un signal de coût évité de puissance de long terme reporté à l'hiver 2026-2027 et la mise à jour de février 2021 de la contribution de l'Option au bilan en puissance. Selon cette dernière analyse économique, la VAN calculée montre que l'Option ne serait pas rentable sur l'horizon de 10 ans (-15 M\$), mais le serait sur un horizon de 20 ans (+106 M\$).

---

<sup>160</sup> Pièce [B-0085](#), p. 24, tableau 8.

<sup>161</sup> Décision [D-2019-164](#), p. 62, par. 217.

<sup>162</sup> Pièce [B-0102](#), p. 34 et 35.

<sup>163</sup> Dossier R-4110-2019, pièce [B-0114](#), p. 5, tableau 2.1.

[244] Le Distributeur insiste toutefois sur le fait qu'il est en désaccord avec l'utilisation d'un signal de long terme débutant à l'hiver 2026-2027, pour une analyse portant sur l'ensemble du volume associé à l'Option. Selon lui, une telle approche serait appropriée pour mesurer l'impact d'une faible variation du volume, mais ne l'est pas pour estimer la valeur de l'ensemble de sa contribution au bilan de puissance<sup>164</sup>.

**TABLEAU 8**  
**ANALYSE ÉCONOMIQUE AVEC UN SIGNAL DE COÛT ÉVITÉ DE PUISSANCE**  
**DE LONG TERME REPORTÉ EN 2026-2027 ET LA MISE À JOUR DE LA CONTRIBUTION**  
**DE L'OPTION AU BILAN DE PUISSANCE**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2029- 2030	2034- 2035	2040- 2041
<b>Impact de l'Option</b>											
puissance (MW)			325	395	465	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)			8	10	12	12	12	12	12	12	12
<b>Coûts évités de fourniture</b>											
\$/kW			17	17	18	18	18	108	115	127	143
M\$	224	534	6	7	8	8	9	51	54	60	67
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	5,81	10,04	11,08	12,48
M\$	6	13	0	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Appui financier</b>											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(66)	(70)	(78)	(87)
M\$	(236)	(425)	(20)	(24)	(29)	(30)	(31)	(31)	(33)	(36)	(41)
<b>Perte de revenus</b>											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(4,90)	(5,20)	(5,74)	(6,47)
M\$	(4)	(8)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Coûts d'exploitation</b>											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Gain net (M\$)</b>	<b>(15)</b>	<b>106</b>	<b>(14)</b>	<b>(18)</b>	<b>(21)</b>	<b>(22)</b>	<b>(22)</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>26</b>

Source : Pièce B-0126, p. 9, tableau R-1.2-A.

[245] Bien que la mise à jour du bilan en puissance de février 2021 fasse état de besoins additionnels en puissance de long terme qu'à partir de l'hiver 2027-2028, le Distributeur soumet que le coût évité de puissance de long terme doit être appliqué à partir de l'hiver 2026-2027. Il explique à cet effet :

« [...] le Distributeur ne peut planifier à long terme une utilisation maximale du potentiel d'achats de puissance sur les marchés de court terme, et ce, afin de conserver une marge de manœuvre pour lui permettre d'équilibrer finement son bilan à court terme. Par conséquent, bien que le plus récent bilan de puissance [...] ne montre aucun MW à la ligne « Approvisionnements de long terme », de

<sup>164</sup> Pièce [B-0126](#), p. 8.

*nouveaux approvisionnements de long terme seront requis dès l'hiver 2026-2027 »<sup>165</sup>.*

### **Analyses de sensibilité**

[246] L'analyse de sensibilité porte sur trois paramètres ayant un impact significatif sur les résultats, soit les coûts évités de puissance, l'année d'arrivée du signal de prix pour les coûts évités de long terme et le niveau de l'appui financier<sup>166</sup>.

[247] Lors du dépôt de sa preuve, le Distributeur indique que l'analyse démontre qu'il est possible de repousser l'arrivée du signal de coût évité de puissance de long terme de sept ans, avant que l'Option devienne moins avantageuse qu'un approvisionnement en puissance. En ce qui a trait aux coûts évités, ils doivent être réduits de plus de 33 % pour que l'Option devienne moins avantageuse qu'un approvisionnement. Pour ce qui est de l'appui financier, le point mort est atteint par une hausse d'au moins 48 %, soit avec un appui financier d'au moins 89 \$/kW<sup>167</sup>.

**TABLEAU 9**  
**ANALYSE DE SENSIBILITÉ TENANT COMPTE DES CHANGEMENTS DEMANDÉS**  
**PAR LA RÉGIE DANS LA DÉCISION D-2021-010**

<b>Facteur</b>	<b>10 ans</b>	<b>20 ans</b>
Signal de prix de long terme	2027-2028	2030-2031
Coûts évités de la puissance	- 22 %	- 31 %
Appui financier	+ 29 %	+ 45 %

*Source : Pièce B-0097, p. 10, tableau 4.*

## **7.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[248] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de prendre acte du fait que le coût évité de long terme en puissance devrait être appliqué à compter de l'hiver 2026-2027 dans l'analyse économique et non à compter de l'hiver 2024-2025, comme l'affirme le Distributeur. L'intervenant estime en effet que les besoins requis à l'hiver 2024-2025

<sup>165</sup> Pièce [B-0109](#), p. 40.

<sup>166</sup> Pièce [B-0085](#), p. 25.

<sup>167</sup> [Ibid.](#), p. 25.

peuvent être compensés par la bonification de l'électricité interruptible qui, selon lui « pourrait atte[i]ndre jusqu'à 340 MW au besoin, retardant ainsi le besoin pour des approvisionnements de long terme à l'hiver 2026-2027 même sans l'Option »<sup>168</sup>.

[249] Avec une telle hypothèse, l'analyse économique demeure, à toutes fins pratiques, neutre, avec un gain net de 2 M\$ sur l'horizon de 10 ans<sup>169</sup>.

[250] L'AQCIE-CIFQ soumet que, selon l'état d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029, en l'absence de l'Option, les besoins de puissance dépassent la capacité maximale des marchés de court terme en puissance de 1 100 MW, à partir de l'hiver 2024-2025. Selon son analyse économique effectuée à partir des données fournies par le Distributeur à la pièce B-0099, l'application de l'Option devient rentable dès la sixième année, lorsque des coûts de puissance de court terme jusqu'à l'hiver 2023-2024 et les coûts de puissance de long terme pour les années suivantes sont appliqués. L'Option générerait ainsi un bénéfice de 38,8 M\$ sur une période de 10 ans et un bénéfice de 114,4 M\$ sur une période de 20 ans<sup>170</sup>.

[251] Selon l'AQCIE-CIFQ, l'Option devient rentable dès la quatrième année, lorsque l'analyse économique est effectuée à partir de la mise à jour du bilan en puissance du Distributeur déposée le 25 février 2021, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2020-2029.

[252] Conséquemment, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'autoriser l'Option et d'exiger que le Distributeur fasse tous les efforts pour réaliser la pleine capacité de cette Option en termes de demande de puissance effacée, avant de contracter des approvisionnements de long terme en puissance ou de faire appel à des moyens de GDP plus coûteux<sup>171</sup>.

[253] La FCEI est d'accord avec la position du Distributeur à l'effet que l'année d'entrée en vigueur des coûts évités de long terme doit être basée sur un bilan en puissance duquel l'Option est exclue. Toutefois, l'intervenante constate que, sur la base du bilan en puissance

<sup>168</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0029](#), p. 41.

<sup>169</sup> *Ibid.*, p. 42.

<sup>170</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0022](#), p. 13.

<sup>171</sup> *Ibid.*, p. 15.

présenté dans l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029, le besoin de long terme identifié par le Distributeur en 2024-2025 est faible et transitoire, lorsqu'on exclut la contribution de l'Option au bilan. Ce ne serait qu'à partir de l'hiver 2026-2027 qu'un besoin de long terme plus substantiel et durable apparaît. Dans ce contexte, la FCEI estime qu'il est plus conservateur de retenir l'année 2026-2027 comme point de bascule entre les coûts évités de court et long terme, « *d'autant plus que plusieurs éléments d'incertitude subsistent quant au bilan en puissance du Distributeur* »<sup>172</sup>.

[254] Selon OC, le calcul de la VAN utilisée pour l'évaluation de la rentabilité de l'Option et le respect de la neutralité tarifaire devrait se limiter à 10 ans, soit la période de temps qui se rapproche de la période d'amortissement utilisée par Technosim pour amortir les dépenses d'implantation liée à l'Option, laquelle est de cinq ans.

[255] En ce qui a trait aux coûts évités en puissance de court terme à utiliser dans l'analyse économique de l'Option, OC note une tendance à la baisse de la valeur de la puissance sur les marchés de court terme, depuis les quatre à cinq dernières années. Selon l'intervenante, cette baisse s'expliquerait, entre autres, par une hausse de l'offre provenant de la GDP, et se refléterait dans les prix payés par le Distributeur pour de la puissance, puisque le réseau du Distributeur est bien intégré aux marchés voisins et donc soumis aux mêmes pressions du marché. Dans ce contexte, OC recommande d'utiliser une valeur de 10 \$/kW-hiver comme coût évité de la puissance de court terme, au lieu de 20 \$/kW-hiver (\$2020), tel que proposé par le Distributeur<sup>173</sup>.

[256] OC estime que les ressources en puissance de court terme à la disposition du Distributeur sont supérieures au potentiel de 1 100 MW, soit la valeur considérée traditionnellement par le Distributeur. Elle soumet que les marchés de court terme doivent inclure les ressources non commises du Québec, de même que celles du Nouveau-Brunswick. Selon l'intervenante, même en faisant abstraction de l'Option, une analyse conservatrice suggère que le recours au marché de long terme n'est nécessaire qu'à partir de l'hiver 2026-2027. Dans ce contexte, elle propose de déplacer le début des approvisionnements en puissance de long terme à 2026<sup>174</sup>.

<sup>172</sup> Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 4 et 5.

<sup>173</sup> Pièces [C-OC-0015](#), p. 19 et 20, et [C-OC-0022](#), p. 7.

<sup>174</sup> Pièces [C-OC-0015](#), p. 20 à 23, et [C-OC-0022](#), p. 8.

[257] Enfin, OC recommande de réduire l'appui financier moyen à 55 \$/kW, afin d'assurer la rentabilité de l'Option<sup>175</sup>.

[258] Le RNCREQ rappelle que, dans sa décision D-2019-164, la Régie jugeait qu'il était inapproprié d'appliquer le coût évité à long terme à partir de l'année où il y aurait apparition d'un besoin d'une nouvelle ressource à long terme, si le Programme devait disparaître. De ce fait, les coûts évités à long terme doivent être appliqués dès le moment où des approvisionnements de long terme seraient requis, tenant compte de l'apport préconisé de l'Option<sup>176</sup>.

[259] De plus, selon le RNCREQ, l'analyse économique doit également considérer les résultats de l'année 2020-2021.

[260] Selon l'intervenant, telle que calculée par le Distributeur, l'Option serait déficitaire de 48 M\$, sur un horizon de 10 ans, lorsqu'on considère l'entrée en vigueur des coûts évités en puissance de long terme à partir de l'hiver 2026-2027 ainsi que les résultats de l'hiver 2020-2021<sup>177</sup>.

[261] Le RNCREQ soumet également que les coûts évités par le Tarif GDP doivent supporter non seulement l'Option, mais également tout programme futur pour appuyer les investissements requis pour y participer. L'intervenant estime que, si l'objectif à long terme est de faire croître cette ressource continuellement, il est donc nécessaire de réserver des fonds à cette fin.

[262] Aux fins du calcul de la rentabilité de l'Option, SÉ recommande, quant à elle, de retenir l'hypothèse, du point de vue du Distributeur, d'une durée moyenne de participation des clients à l'Option pendant 10 ans. Les hypothèses alternatives d'une durée de 20 ou de 5 ans devraient ainsi être rejetées<sup>178</sup>.

---

<sup>175</sup> Pièce [C-OC-0015](#), p. 24.

<sup>176</sup> Pièce [C-RNCREQ-0035](#), p. 2.

<sup>177</sup> Pièce [C-RNCREQ-0035](#), p. 25.

<sup>178</sup> Pièce [C-SÉ-0032](#), p. 5.

[263] SÉ estime qu'il serait imprudent de baser l'analyse de rentabilité sur un report, à l'hiver 2026-2027, de son besoin d'un nouvel approvisionnement en puissance de long terme et donc de ne considérer le coût évité d'approvisionnement de long terme qu'à partir de l'hiver 2026-2027, pour les fins du calcul de rentabilité de l'Option. Compte tenu du risque inhérent à plusieurs des autres outils de puissance planifiés par le Distributeur d'ici cette période, l'intervenante soumet qu'il serait plus sage de conserver l'hiver 2024-2025 comme année-charnière du début du recours au coût évité d'approvisionnement en puissance de long terme (ou, à la rigueur, au moins l'année intermédiaire 2025-2026).

[264] Enfin, SÉ recommande de prendre acte de la rentabilité de l'Option, telle que présentée par le Distributeur au présent dossier.

### **7.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[265] La Régie est d'avis que l'analyse économique est un des outils d'aide à la décision, parmi l'ensemble des facteurs qu'elle doit considérer, afin d'optimiser l'appui financier offert par l'Option.

[266] La Régie ne retient pas la recommandation du RNCREQ d'inclure les résultats de l'hiver 2020-2021 dans l'analyse économique de l'Option. Bien qu'il soit vrai que les appuis financiers étaient alloués en fonction d'une décision provisoire, elle est d'avis qu'une analyse économique se veut avant tout prospective, à titre d'aide à la décision à venir.

[267] Aux fins de l'analyse économique, la Régie constate de la méthodologie utilisée dans sa décision D-2019-164, avec un signal de coût évité de puissance de long terme reporté à l'hiver 2026-2027 et la mise à jour de février 2021 de la contribution de l'Option au bilan en puissance, que la VAN démontre que l'Option ne serait pas rentable sur l'horizon de 10 ans (-15 M\$), mais le serait sur un horizon de 20 ans (+106 M\$).

[268] La Régie est consciente qu'en suivant la méthodologie telle que formulée dans sa décision D-2019-164<sup>179</sup>, le résultat de l'analyse économique est négatif, lorsqu'analysé sur un horizon de 10 ans, particulièrement en raison de l'utilisation des coûts évités de court terme jusqu'en 2026-2027.

[269] La Régie constate que, selon les hypothèses retenues par le Distributeur pour le calcul de la VAN, l'Option aura un impact favorable sur les tarifs. Par contre, l'analyse de sensibilité démontre que, lorsque certaines hypothèses plus restrictives sont appliquées, notamment en lien avec l'entrée en vigueur des coûts évités de long terme, l'effet favorable sur les tarifs s'observe sur une période de 20 ans.

[270] La Régie considère cependant que l'appréciation de ce résultat de l'analyse économique sur l'optimisation de l'appui financier doit être mise en perspective, notamment du nouveau contexte règlementaire depuis sa décision D-2019-164, par l'entrée en vigueur de la Loi sur la simplification. Ainsi, le législateur a modifié les modalités applicables aux ajustements annuels des tarifs de distribution d'électricité, qui ne sont plus systématiquement tributaires de l'examen du coût de service du Distributeur.

[271] Enfin, la Régie rappelle que l'examen de la phase 2 du présent dossier porte ultimement sur la fixation d'un tarif. La Loi prévoit que lorsque la Régie fixe un tarif, elle doit s'assurer qu'il soit juste et raisonnable. Pour ce faire, en vertu des articles 49 et 52.1 de la Loi, lorsqu'elle fixe un tarif, la Régie doit notamment tenir compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables et tenir compte des prévisions de ventes et des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

[272] Ainsi, la Régie a pris en compte l'impact de l'analyse économique dans son examen de l'appui financier, au même titre qu'elle a tenu compte du besoin d'harmonisation entre les divers tarifs et outils de gestion de pointe, avec leurs diverses modalités.

---

<sup>179</sup> Décision [D-2019-164](#), p. 62, par. 217.

## 8. TEXTE DU TARIF GDP

[273] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'Option<sup>180</sup>, conformément au texte déposé à la pièce HQD-6, document 3.1<sup>181</sup>, tel que modifié par la pièce HQD-10, document 8<sup>182</sup> à l'égard de l'article 4.81.

[274] Afin de permettre l'application des modalités en temps utile, en vue de l'hiver 2021-2022, le Distributeur demande également que la décision fixant le Tarif GDP soit rendue pour le 1<sup>er</sup> août 2021<sup>183</sup>.

[275] Finalement, il demande à la Régie de confirmer le Tarif GDP provisoire appliqué aux participants lors de l'hiver 2020-2021.

[276] La Régie a pris connaissance du texte de l'Option, dans ses versions française et anglaise, tel que constitué par la preuve du Distributeur, présenté respectivement aux pièces B-0090<sup>184</sup> et B-0091<sup>185</sup> et mis à jour, pour la version française, par la pièce B-0130.

[277] Par ailleurs, la Régie souligne que les articles 4.74 et 4.80 du Tarif GDP ont également été modifiés par la pièce B-0139<sup>186</sup>.

[278] Enfin, la Régie constate que les articles 2.76, 3.34 et 6.70 du tarif proposé prévoient une clause d'annulation équivalente à celle prévue à l'article 4.81, ayant fait l'objet d'une modification en audience. Elle demande au Distributeur d'en ajuster le texte, de façon à refléter la modification proposée à l'article 4.81 et assurer l'application uniforme des modalités de l'Option à tous les tarifs admissibles, en reprenant le troisième alinéa proposé<sup>187</sup> :

---

<sup>180</sup> Pièce [B-0149](#), p. 20.

<sup>181</sup> Pièce [B-0130](#).

<sup>182</sup> Pièce [B-0147](#).

<sup>183</sup> Pièce [B-0081](#), p. 2, modifiant la position du Distributeur à la pièce [B-0065](#).

<sup>184</sup> Pièce [B-0090](#).

<sup>185</sup> Pièce [B-0091](#).

<sup>186</sup> Pièce [B-0139](#).

<sup>187</sup> Pièce [B-0147](#), p. 3.

« *Le présent article ne s'applique toutefois pas à un client qui met fin à son abonnement au cours d'un hiver.* ».

[279] La Régie est d'avis que ce texte, avec les ajustements consignés, représente correctement la Demande du Distributeur, laquelle est accueillie par la présente décision.

[280] Elle demande au Distributeur de mettre à jour la version anglaise du texte de l'Option<sup>188</sup>, pour refléter les modifications apportées à la version française ci-haut énoncées.

[281] **En conséquence, la Régie approuve, sous réserve des modifications demandées à la présente section, le Tarif GDP, tel que présenté aux pièces B-0090 et B-0091, mises à jour par les pièces B-0130, B-0139 et B-0147 et fixe son entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2021.**

[282] **Par ailleurs, la Régie déclare le Tarif GDP provisoire, tel que fixé par sa décision D-2020-120<sup>189</sup>, final pour les fins de son application à la période d'hiver 2020-2021. Elle prononce également la caducité de ce même Tarif GDP provisoire par l'entrée en vigueur du Tarif GDP, tel qu'approuvé par la présente décision, qui le remplace aux textes des *Tarifs d'électricité*.**

[283] **La Régie demande au Distributeur de déposer, pour approbation, dans leurs versions française et anglaise, les modifications apportées aux textes des *Tarifs d'électricité*, conformément à la présente décision, au plus tard le 30 août 2021, à 12 h. Elle demande également au Distributeur de publier sur son site internet, sous forme d'addendum, le texte du nouveau tarif.**

---

<sup>188</sup> Pièce [B-0091](#).

<sup>189</sup> Décision [D-2020-120](#).

[284] **Enfin, conformément à la procédure retenue dans sa décision D-2020-147<sup>190</sup>, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, au plus tard le 30 août 2021, à 12 h, les modifications apportées à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* reflétant les textes finaux du Tarif GDP.**

[285] **Pour ces motifs,**

### La Régie de l'énergie :

**ACCUEILLE** la présente demande;

**FIXE** le Tarif GDP;

**DÉCLARE** le Tarif GDP provisoire final, pour les fins de son application à la période d'hiver 2020-2021;

**PRONONCE** la caducité du Tarif GDP provisoire par l'entrée en vigueur du Tarif GDP, tel qu'approuvé par la présente décision, qui le remplace aux textes des *Tarifs d'électricité*;

**APPROUVE**, sous réserve des modifications à la présente décision, le texte du Tarif GDP, tel que présenté aux pièces B-0090 et B-0091, mis à jour par les pièces B-0130, B-0139 et B-0147 et **FIXE** son entrée en vigueur au **1<sup>er</sup> août 2021**;

**ORDONNE** au Distributeur de déposer, pour approbation, dans leurs versions française et anglaise, les modifications apportées aux textes des *Tarifs d'électricité*, conformément à la présente décision, au plus tard le **30 août 2021, à 12 h**;

**ORDONNE** au Distributeur, conformément à la procédure retenue dans sa décision D-2020-147, de déposer, au plus tard le **30 août 2021, à 12 h**, les modifications apportées à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* reflétant les textes finaux du Tarif GDP;

---

<sup>190</sup> Décision [D-2020-147](#), p. 19 et ss.

**ORDONNE** au Distributeur de publier sur son site internet, sous forme d'addendum, le texte du nouveau tarif;

**ORDONNE** aux participants de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision.

Lise Duquette  
Régisseur

François Émond  
Régisseur

Esther Falardeau  
Régisseur

# ANNEXE 1

**Annexe 1 (1 page)**

**L. D.**

**F. É.**

**E. F.**

## LISTE DES ACRONYMES

DDR	demande de renseignements
GDP	gestion de la demande en puissance
kW	kilowatt
MAFM	montant d'appui financier minimal
MW	mégawatts
OÉI	option d'électricité interruptible
PFM	puissance à facturer minimale
PMA	puissance maximale appelée
VAN	valeur actuelle nette