

## **R-4041-2018 phase 2 : GDP Affaires**

### **Demande de renseignements n° 1 du Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») au Distributeur**

#### **DEMANDES À L'INTENTION DE TECHNOSIM**

#### **1 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, pages 6-7 (p. 17-18 pdf)**

##### **Citation :**

Deux types de coûts ont été relevés auprès des participants :

- Coûts d'implantation associés à la mise en place initiale des mesures ou mécanismes requis pour participer au programme GDP Affaires.
- Coûts d'exploitation annuels typiques pour rencontrer les demandes de réduction de puissance du programme.

##### **Demandes :**

**1.1 Est-ce que Technosim a distingué entre a) les mesures mises en place spécifiquement pour répondre aux exigences du Programme GDP Affaires, et b) ceux qui étaient déjà en place pour répondre à d'autres besoins (p. ex., génératrices d'urgence)?**

**1.1.1 Le cas échéant, veuillez préciser si Technosim a traité ces deux situations de façon distincte dans son analyse, et si oui comment.**

**1.1.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi.**

#### **2 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 7 (p. 18 pdf)**

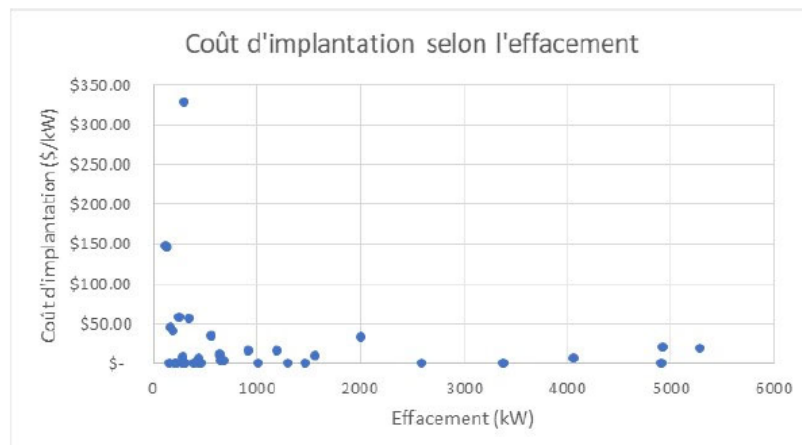
##### **Citation :**

Aux fins de l'analyse, une durée de vie de 5 ans et un taux d'actualisation de 3.4% ont été retenus.

**Demands :**

- 2.1 Veuillez expliquer comment le taux d'actualisation de 3.4% a été choisi.
  - 2.2 Est-ce que des études de sensibilité ont été faites à l'égard de la durée de vie présumée et du taux d'actualisation? Le cas échéant, veuillez préciser les résultats.
  - 2.3 En termes qualitatifs, veuillez décrire les effets sur les coûts récurrents et sur les coûts unitaires actualisés qui résulteraient d'une augmentation a) de la durée de vie et b) du taux d'actualisation.
- 3 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 8 (p. 19 pdf), Figure 1 et page 9 (p. 20 pdf), Tableau 7

**Figure 1 : Coût d'implantation des mesures - \$/kW**



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

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

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

**Citation (p. 8):**

Le coût moyen d'implantation pour l'ensemble de l'échantillon est de 19.33<sup>1</sup> \$/kW.

(...)

<sup>1</sup> Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

**Préambule :**

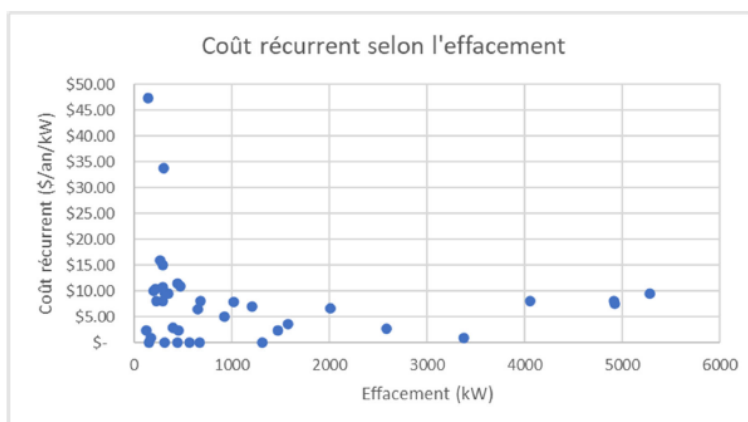
La Figure 1 montre trois valeurs aberrantes (« *outliers* »), avec des coûts d'implantation d'entre 150\$ et 325\$/kW, respectivement.

**Demandes :**

- 3.1** Veuillez confirmer que, parmi les 37 clients répertoriés à l'Annexe 2 (p. 37 du pdf), ces valeurs aberrantes correspondent aux clients identifiés aux première et deuxième lignes (Commercial, < 200 kW, Tarif M) et à la ligne 12 (Commercial, < 400 kW, Tarif M).
- 3.2** Pour chacune de ces valeurs aberrantes (« *outliers* »), veuillez préciser a) les mesures utilisées, et b) toute autre circonstance pouvant expliquer les coûts d'implantation si élevés.
- 3.3** Veuillez confirmer si le client représenté par le point le plus élevé sur le graphique (coût d'implantation d'environ 325\$/kW) est celui visé par la mention « Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation » figurant à la note de bas de page 1 et la note au Tableau 7.
- 3.4** Veuillez élaborer sur la nature des difficultés qui ont mené à l'exclusion du client avec effacement de 304 kW de l'analyse des coûts d'implantation.
- 3.5** Veuillez expliquer pourquoi, si ce client a été exclu desdites analyses, il est néanmoins inclus à la Figure 1.
- 3.6** Veuillez préciser s'il a été inclus ou exclu des Tableaux 7, 12 et 15, et des autres analyses de TechnoSim.

**4 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 10 (p. 21 pdf), Figure 2 et page 26 (p. 37 pdf)**

**Figure 2 : Coût d'exploitation des mesures - \$/kW**



**Préambule :**

La Figure 2 indique deux valeurs aberrantes (« *outliers* »), avec des coûts récurrents d'environ 34\$ et 48\$/kW, respectivement.

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez préciser les mesures ou moyens utilisés par chacun de ces deux clients, ainsi que toute autre circonstance pouvant expliquer les coûts d'implantation si élevés.
- 4.2 Veuillez confirmer que le client avec les coûts récurrents d'environ 48\$/kW correspond à l'un des trois clients identifiés comme valeur aberrante (« *outlier* ») à la Figure 1, soit celui dont le coût d'implantation est de 145,99\$/kW, figurant à la deuxième ligne du tableau de l'Annexe 2 (p. 37 pdf).
- 4.3 Veuillez confirmer si le client avec les coûts récurrents d'environ 34\$/kW est le même client que celui mentionné à la note de bas de page 1 et la note au Tableau 7, qui avait été exclu de l'analyse des coûts d'implantation « dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation ».
- 4.4 Veuillez indiquer si le coût unitaire attribué à ce client (106,53\$/kW), qui est beaucoup plus élevé que l'ensemble des autres clients, a également été enlevé de l'ensemble des autres analyses présentées dans le rapport.
- 4.5 Veuillez expliquer toute circonstance connue par Technosim qui pourrait expliquer les coûts récurrents si élevés.

**4.6 Veuillez expliquer si les données concernant ces trois valeurs aberrantes (« outliers ») ont été incluses ou exclues des Tableaux 8, 11 et 19, et des analyses présentées dans le rapport, et expliquer pourquoi.**

**5 Référence : B-0098, HQD-7, doc. 1, réponse 2.3, page 9**

**Citation :**

Tranche d'effacement	Coût d'exploitation				# de répondants	Effacement moyen (kW)
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum		
0 à 200	\$12,21	\$2,47	\$ -	\$47,45	5	130
plus de 201 à 400	\$9,09	\$9,63	\$ -	\$15,89	10	293
plus de 401 à 600	\$5,00	\$2,47	\$ -	\$11,59	5	472
plus de 601 à 800	\$4,89	\$6,50	\$ -	\$8,17	3	665
plus de 801 à 1000	\$5,17	\$5,17	\$5,17	\$5,17	1	926
plus de 1000	\$5,41	\$6,90	\$ -	\$9,47	12	2811

**Préambule :**

La réponse indique que, pour chacune des tranches d'effacement, les coûts d'exploitation moyen et médian sont toujours moins que 13\$/kW, et que, à l'exception de la plus petite tranche, ils sont moins que 10\$/kW.

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez confirmer l'interprétation de la Citation en préambule.**
- 5.2 Veuillez expliquer pourquoi un client avec un coût d'exploitation de moins que 10\$/kW aura besoin d'un appui financier de 60\$/kW afin d'inciter sa participation à l'Option tarifaire GDP Affaires (ci-après « l'Option »), considérant que selon la décision D-2019-164 (para. 267), les investissements non récurrents ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent.**

**6 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 9 (p. 20 pdf), Tableau 7 et page 26 (p. 37 pdf)**

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

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

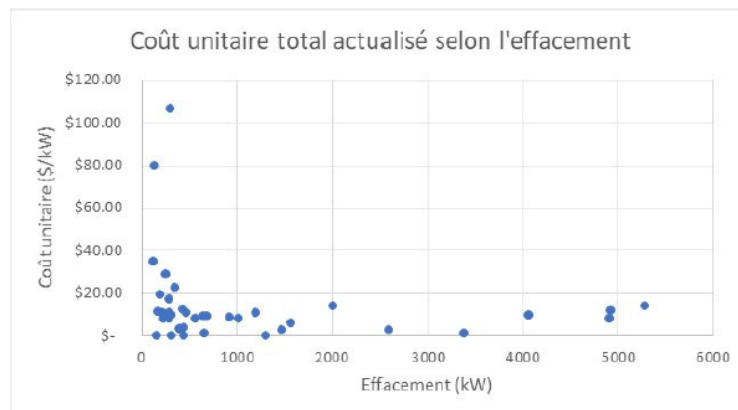
\* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

**Demandes :**

- 6.1** Veuillez confirmer que, dans l'élaboration du Tableau 7, les quatre clients sondés qui n'ont indiqué aucun coût d'implantation ni aucun coût récurrent (lignes 3, 13, 18 et 28 du tableau de la p. 26 (p. 37 pdf)) ont été représentés par des coûts nuls.
- 6.2** Veuillez commenter les quatre (4) cas où tant le coût d'implantation que le coût récurrent est nul. TechoSim considère-t-elle que ces réponses représentent bien la réalité de ces entreprises?
- 6.2.1** Si oui, veuillez fournir une explication des moyens utilisés et pourquoi leurs coûts peuvent être nuls.
- 6.2.2** Sinon, veuillez expliquer pourquoi ces réponses ont été incluses dans l'analyse.

**7 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 11 (p. 22 pdf), Figure 3**

**Figure 3 : Coût d'exploitation des mesures - \$/kW**



**Citation :**

La Figure 3 démontre que le coût unitaire total actualisé est plus élevé pour les plus petits effacements, soit ceux de moins de 300 kW et par la suite ne démontre pas une corrélation significative avec le niveau d'effacement.

**Demandes :**

- 7.1 **Veillez confirmer que le titre de la Figure 3 devrait se lire : « Coût unitaire total actualisé des mesures - \$/kW »**
- 7.2 **Veillez confirmer que les deux points les plus élevés représentent les mêmes clients que les deux points les plus élevés aux Figures 1 et 2.**
- 7.3 **Veillez confirmer que, à l'exception des cinq clients avec des coûts totaux au-delà de 20\$/kW (dont trois sont les valeurs aberrantes identifiées ci-dessus), il n'y a pas de différence notable des coûts unitaires totaux en fonction du niveau d'effacement.**
- 7.4 **Veillez expliquer si les données concernant ces deux valeurs aberrantes (« outliers ») ont été incluses ou exclues des Tableaux 9, 10, 13 et 16, et des analyses présentées dans le rapport, et expliquer pourquoi.**

**8 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe 2 de l'Annexe A (p. 37 pdf)**

**Préambule :**

L'Annexe 2 présente un tableau avec une ligne pour chacun des 37 clients sondés, indiquant pour chacun l'effacement en kW, le Coût unitaire, le coût d'implantation (\$/kW), et les coûts récurrents (\$/kW).

**Demandes :**

- 8.1 **Veillez compléter le tableau de l'Annexe 2 en rajoutant les colonnes suivantes (celles en italiques étant déjà présentes à l'Annexe 2):**

Colonne 1 : Numéro de ligne (1 à 37)

*Colonne 2 : Secteur*

Colonne 3 : Type d'établissement (p. ex., hôpital, magasin grand surface, etc.)

*Colonne 4 : Effacement (kW)*

*Colonne 5: Coût unitaire (\$/kW)*

*Colonne 6 : Coût implantation (\$/kW)*

Colonne 7 : Coûts récurrents (\$/kW)  
Colonne 8\* : Chaudière combustible?  
Colonne 9\* : Contrôle CVCA?  
Colonne 10\* : Gestion chaîne production?  
Colonne 11\* : Groupe électrogène?  
Colonne 12 : Appui minimal (\$/kW) (lorsque disponible, selon l'Audit supplémentaire)

**Pour les colonnes 8 à 11, veuillez préciser la situation de chaque client à l'aide de l'une des réponses suivantes :**

- « non » : l'équipement n'est pas présent
- « oui » ; l'équipement est présent

**Si la réponse est « oui » veuillez la préciser avec l'une ou plusieurs des réponses suivantes, lorsque connues :**

- « existant » : l'équipement était déjà présent avant la participation au programme GDP Affaires
- « additionnel » : l'équipement a été acquis spécifiquement pour le programme GDP Affaires
- « GDP » : l'équipement sert uniquement à la GDP
- « autres fonctions » : l'équipement sert également à d'autres fonctions.

**Veuillez répondre à cette demande de concert avec le Distributeur, afin de pouvoir fournir des réponses les plus complètes possibles.**

**9 Référence : B-0094, HQD-6, doc. 5, page 6 (p. 9 du pdf), Tableau 2**

**Citation :**

**Clients participants**

Les 10 participants ont pu identifier le seuil minimal requis pour une adhésion à un tarif de GDP. Les résultats par client sont présentés au tableau 2.



Tableau 2 : Seuil minimal identifié par les clients participants

Effacement passé (kW)	Appui minimal (\$/kW)
119	\$ 70
137	\$ 84
289	\$ 70
290	\$ 75
304	\$ 66
438	\$ 34
450	\$ 70
561	\$ 70
1309	\$ 50
5279	\$ 11
Moyenne	\$ 60
Médiane	\$ 70
Écart-type	\$ 22

**Demandes :**

- 9.1** Veuillez compléter le Tableau 2 en rajoutant des colonnes qui indiquent a) le type d'établissement, b) les coûts d'implantation, c) les coûts récurrents, d) les coûts totaux actualisés, et e) les mesures utilisées, et ce, pour chacun des 10 participants qui ont indiqué l'appui minimal. Lorsque connu, veuillez aussi fournir le secteur d'activité du client.
- 9.2** Veuillez commenter les seuils d'appui minimaux indiqués par ces dix clients, en relation avec leurs coûts récurrents et d'implantation.
- 9.3** Plus particulièrement, veuillez commenter la situation du dernier des dix clients, qui a un effacement passé de 5 279 kW et un seuil minimal de seulement 11 \$. Pouvez-vous expliquer pourquoi son seuil minimal est si bas, comparé aux autres clients sondés? Veuillez fournir votre meilleure explication.

**DEMANDES À L'INTENTION DU DISTRIBUTEUR**

**10 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, page 7, Tableau 1**

**TABLEAU 1 :  
COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS<sup>14</sup> ET RÉELS**

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

\* Pour respecter l'ordonnance de sauvegarde

**Demande :**

**10.1** Veuillez expliquer en détail, en faisant référence aux ordonnances de sauvegarde, pourquoi les MW payés en 2018-2019 et en 2019-2020 sont moins élevés que les MW planifiés et Réels.

**11** Référence : (i) B-0085, HQD-6, doc. 2, page 8, lignes 34 à 37.  
(ii) D-2019-164

**Citation 1 (réf. (i)):**

À cet effet, le Distributeur souligne que ce que constitue un niveau adéquat d'appui financier varie évidemment selon les clients. Pour certains, les coûts directs et les contraintes sont plus faibles, alors que pour d'autres, ils sont plus importants. Pour d'autres encore, l'appui financier est insuffisant pour compenser les inconvénients subis. Plusieurs clients ont d'ailleurs refusé de participer au Programme pour cette raison. Cela illustre l'importance pour le Distributeur d'établir l'appui financier à un niveau qui lui permet d'atteindre ses objectifs, et non pas de tenter de le calquer sur les coûts directs et indirects des clients. (notre soulignement)

**Citation 2 (réf. (i)):**

De plus, le Distributeur réitère que l'appui financier doit non seulement couvrir les coûts d'effacement, mais doit également permettre aux participants d'obtenir un gain en contrepartie de celui-ci. (notre soulignement)

**Citation 3 (réf. (ii)) :**

[234] [La Régie] estime qu'une telle approche [d'établir la valeur maximale de l'appui financier sur la base des coûts évités en puissance de long terme] ne permet pas de déterminer si l'appui financier offre uniquement la rémunération suffisante pour mener à l'effacement visé par le Programme, tout en cherchant à minimiser ses coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle qui le paie. Autrement dit, cette approche ne permet pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables.

(...)

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

**Demandes :**

- 11.1** **Étant donné la décision D-2019-164, le Distributeur est-il d'accord que l'appui financier du programme, qui sera fixé afin de permettre aux participants d'obtenir un gain en contrepartie de leur coût d'effacement, devrait tenir compte uniquement des coûts récurrents de participation, et non des coûts d'implantation? Sinon, veuillez expliquer pourquoi.**
- 11.2** **Veuillez confirmer que l'appui nécessaire afin d'augmenter la participation à l'Option, c'est-à-dire afin d'intéresser des clients qui jusqu'ici n'ont pas choisi de participer au GDP Affaires, sera plus élevé que l'appui nécessaire pour maintenir la participation des clients existants, notamment parce qu'ils ont déjà en place les équipements requis.**
- 11.2.1** **Veuillez confirmer que la proposition de 60\$/kW en moyenne reflète l'appui financier que le Distributeur considère nécessaire afin « d'atteindre ses objectifs » de croissance de l'apport de l'Option au bilan de puissance.**
- 11.2.2** **Veuillez estimer l'appui qui serait requis uniquement pour maintenir la participation à son niveau actuel, c'est-à-dire pour garder les clients actuels de GDP Affaires.**

- 11.3** Veuillez indiquer qu'est-ce que le Distributeur considère être une marge adéquate, au-delà des coûts récurrents de participation, afin d'atteindre ses objectifs de participation à l'Option tarifaire.
- 11.4** Cette « marge adéquate » serait-elle moins élevée si, plutôt que d'accroître la participation à l'Option, l'objectif était de maintenir la participation des clients actuels de GDP Affaires en attendant la mise en place d'un programme d'efficacité énergétique qui supporterait les coûts d'implantation des équipements requis par des nouveaux participants ? Veuillez élaborer sur votre réponse.

**12** Référence : (i) B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, Annexe 2 (p. 37 du pdf)  
(ii) B-0080, p. 22, ou (p. 33 du pdf)

**Préambule :**

L'Annexe 2 de l'Audit de TechnoSim démontre que, des 37 clients sondés, seulement deux (2) avaient des coûts récurrents au-delà de 16\$/kW, et seulement quatre (4) avaient des coûts récurrents au-delà de 11 \$/kW.

**Demandes :**

- 12.1** Veuillez confirmer que les calculs des coûts récurrents de TechnoSim étaient basés sur des appels de 40h par année.
- 12.2** Veuillez préciser les gains que toucherait un participant à l'Option, selon la proposition du Distributeur, en présumant qu'il a un effacement de 100 kW, et des coûts récurrents de 15 \$/kW.
- 12.3** Est-ce que le Distributeur estime que des gains de cette ampleur seraient suffisants pour inciter la participation?

**Citation (réf. (ii)) :**

B1. Maintenant, j'aimerais savoir environ combien a coûté l'implantation des différentes mesures de réduction de la puissance que vous avez mises en place, qu'elles aient été utilisées ou pas durant les événements du programme.

- 12.4** Veuillez confirmer que les données récoltées et analysées par TechnoSim à l'égard des coûts d'implantation ne concernent que des coûts déjà engagés par des clients existants de GDP Affaires.

- 12.5** Étant qu'il s'agit d'équipements déjà en place, veuillez expliquer la pertinence des coûts d'implantation à l'égard de la participation future des clients actuels de GDP Affaires.
- 12.6** Veuillez confirmer que les coûts d'implantation sont pertinents uniquement à l'égard du recrutement de nouveau participants à l'Option, plutôt qu'à la rétention des participants actuels.

**13** Référence : B-0085, p. 10-11.

**Citation :**

Compte tenu de ce qui précède, du caractère critique de la contribution de l'Option au bilan de puissance, des indications reçues de la Régie à ce jour et de l'absence de données précises relatives à l'ensemble des coûts à considérer, le Distributeur propose de fixer l'appui financier moyen au montant de 60 \$/kW. Ce montant est dérivé du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW, duquel est soustraite une approximation des coûts d'équipement requis pour l'effacement, que la Régie a suggéré de compenser par voie d'un éventuel programme d'efficacité énergétique.

**Demandes :**

- 13.1** Veuillez confirmer que l'approche du Distributeur est de soustraire de l'appui financier antérieur de 70 \$/kW un montant de 10 \$/kW, qui devrait représenter les coûts d'équipements requis pour l'effacement.
- 13.2** Veuillez indiquer en détail, chiffres à l'appui (en format Excel, avec les formules intacts), comment la valeur de 10 \$/kW a été établie afin de représenter les coûts d'équipements requis pour l'effacement.
- 13.3** Veuillez justifier le montant de 10\$/kW à la lumière des résultats présentés à l'Annexe 2 du rapport de TechnoSim (B-0080), selon lequel 41% des participants sondés avaient des coûts d'implantation plus grands que 10\$/kW, et 25% des participants sondés avaient des coûts d'implantation plus grands que 50\$/kW.
- 13.4** Est-ce que l'Option GDP Affaires, tel que proposée, distingue d'une façon ou d'une autre entre les clients qui répondent aux appels en utilisant des équipements déjà acquis pour d'autres fins (p. ex. des génératrices d'urgences), par rapport à ceux qui ont acquis ou doivent acquérir des équipements spécifiquement pour pouvoir répondre aux appels de l'Option GDP Affaires?

**13.5** Étant donné que l'appui financier ne doit pas couvrir des coûts de l'acquisition d'équipement, et en l'absence d'un programme pour appuyer l'acquisition de tels équipements, veuillez indiquer en quoi un client n'ayant pas déjà de tels équipements aura intérêt à s'inscrire.

**13.6** En tenant compte de la réponse précédente, veuillez expliquer sur quelle base le Distributeur présume que l'impact de l'Option passera de 150 MW en 2021-2022 à 300 MW en 2026-2027, tel qu'indiqué au Tableau 8 (page 24), ou à 470 MW en 2024-2025, tel qu'indiqué à B-0114 (R-4110-2019), au Tableau 2.1.

**14** Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, p. 15 (p. 26 du pdf)

**Préambule :**

TechnoSim identifie quatre (4) catégories de mesures implantées par les clients de GDP Affaires, soit :

- Chaudière combustible (ou appareils de chauffage à combustible)
- Contrôle système CVCA
- Gestion chaîne production, et
- Groupe électrogène.

**Demandes :**

**14.1** Veuillez ventiler la croissance prévue parmi les quatre catégories de mesures identifiées par TechnoSim.

**14.2** Veuillez décrire, en termes qualitatifs et, quand possible, quantitatifs, des coûts d'exploitation (coûts récurrents) de chacune de ces quatre catégories.

**14.3** Dans un cas où il s'avère qu'il y a une différence importante entre les coûts récurrents d'une catégorie de mesures de GDP par rapport à une autre, veuillez confirmer que :

**14.3.1** si l'appui financier offert fournit un gain adéquat aux clients utilisant la mesure la moins coûteuse, il pourrait être insuffisant pour les clients utilisant la mesure la plus coûteuse; et

**14.3.2** si l'appui financier offert fournit un gain adéquat aux clients utilisant la mesure la plus coûteuse, les dépenses associées à son utilisation par des clients utilisant la mesure la moins coûteuse pourraient être jugées non justifiées.

**15 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 7 (p. 18 pdf)**

**Citation :**

La majorité des clients fournissaient les coûts d'exploitation selon une hypothèse de 10 appels de réduction de puissance de 4 heures. Cette mesure a donc été retenue pour tous les coûts récurrents. Il est important de noter que cela ne représente pas le nombre d'appels de 2019-2020.

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez préciser le nombre d'appels fait aux clients de GDP Affaires pour chaque hiver, depuis le début du programme.**
- 15.2 Veuillez indiquer pour chacun de ces appels si c'était tous les clients de GDP Affaires qui étaient appelés ou si c'était seulement une partie d'entre eux.**
- 15.3 Dans l'éventualité où ce n'était pas tous les clients qui étaient appelés lors d'un appel, veuillez indiquer (pour chaque appel), a) quel pourcentage de la clientèle GDP Affaires a été appelée et b) de quelle façon le choix des clients appelés a-t-il été fait.**

**16 Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 3 (p. 14 pdf)**

**Préambule :**

Le programme GDP Affaires existe depuis 2016, connu originalement sous le nom « Programme Charges interruptibles – Bâtiments CI ». Présumons que, dans ses pratiques courants d'affaires, le Distributeur connaît et maintient contact avec sa clientèle affaires.

**Citation (B-0080, p. 14 du pdf):**

La base de données de clients qui ont participé au programme GDP Affaires en 2019-2020 comprend un total de 373 participants. De ce total, 356 clients ont participé au programme pour l'hiver 2019-2020.

**Demandes :**

- 16.1 Veuillez fournir :**

- 16.1.1** votre meilleure estimation (quantitative si possible, sinon qualitative) du nombre de ces clients participants (et du nombre de kW d'effacement affecté) qui ont fait des investissements spécifiquement afin de participer au Programme; et
- 16.1.2** un ordre de grandeur de l'ampleur de ces investissements, en \$/kW.
- 16.2** Est-ce que la réponse aux sous-questions précédentes varie selon les mesures où moyens utilisés par les différents clients? Le cas échéant, veuillez les distinguer et préciser la nature de la variation.
- 16.3** Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux systèmes de contrôle de CVCA afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe, veuillez indiquer avec le plus de précision possible, le nombre de clients et le nombre de MW d'effacement qu'ils représentent, pour chacune des catégories de clients suivantes :
- 16.3.1** Clients qui ont acquis ces équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires; et
- 16.3.2** Clients qui avaient déjà ces équipements en place, pour remplir une autre fonction.
- 16.3.3** Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux systèmes de contrôle de CVCA afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe et qui ont acquis des équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires, veuillez présenter votre meilleure estimation du nombre d'années de participation au Programme qui serait requis afin d'amortir le coût de cet investissement.
- 16.4** Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux groupes électrogènes afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe, veuillez indiquer avec le plus de précision possible le nombre de clients et le nombre de MW d'effacement qu'ils représentent, pour chacune des catégories de clients suivantes :
- 16.4.1** Clients qui ont acquis ces équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires; et
- 16.4.2** Clients qui avaient déjà ces équipements en place, pour remplir une autre fonction (p. ex., génératrice d'urgence).
- 16.4.3** Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux groupes électrogènes afin de réduire leur consommation lors des



**événements de pointe et qui ont acquis ces équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires, veuillez présenter votre meilleure estimation du nombre d'années de participation au Programme qui serait requis afin d'amortir le coût de cet investissement.**

**16.5 Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux chaudières à combustible afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe, veuillez indiquer avec le plus de précision possible le nombre de clients et le nombre de MW d'effacement qu'ils représentent, pour chacune des catégories de clients suivantes :**

**16.5.1 Clients qui ont acquis ces équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires; et**

**16.5.2 Clients qui avaient déjà ces équipements en place, pour remplir une autre fonction.**

**16.5.3 Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux chaudières à combustible afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe et qui ont acquis des équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires, veuillez présenter votre meilleure estimation du nombre d'années de participation au Programme qui serait requis afin d'amortir le coût de cet investissement.**

**17 Référence : (i) B-0097, HQD-6, doc. 6, page 6  
(ii) B-0094, Annexe A, p. 6, p. 9-10 du pdf  
(iii) B-0080, Annexe 2, p. 37 du pdf**

**Citation 1 (réf. (i)):**

Le Distributeur constate que les résultats de cet exercice sont en ligne avec ceux obtenus lors d'échanges antérieurs avec les clients ainsi que les partenaires du marché afin de déterminer l'appui financier nécessaire pour atteindre les objectifs visés du Programme. En effet, les résultats du sondage font état d'un seuil minimal d'appui financier requis pour adhérer à l'Option qui est en moyenne égale (participants) ou supérieure (non-participants) à l'appui financier moyen de 60 \$/kW proposé par le Distributeur. Par ailleurs, ce seuil est en moyenne beaucoup plus élevé pour les non-participants (97 \$/kW) que pour les participants (60 \$/kW).

**Citation 2 (réf. (ii)) :**

Pour les clients qui connaissaient le programme mais n’y avaient jamais participé, la raison principale identifiée est avant tout technique et non pas liée à l’incitatif. Un seul client a indiqué clairement ne pas avoir participé dû au niveau d’appui offert. Dans les autres cas, plusieurs clients ont indiqué que le délestage n’était pas possible, dont les centres de traitement de données et quelques industries où le déplacement de la production est un obstacle majeur. Enfin, deux des clients ayant déjà participé ont indiqué qu’ils voulaient poursuivre mais qu’ils s’y sont pris trop tard alors qu’un seul a indiqué avoir quitté le programme dû à l’appui financier insuffisant. (notre soulignement)

**Demandes :**

**17.1 Veuillez confirmer que, malgré les appuis minimaux moyens de 97\$/kW identifiés par les clients non-participants (B-0097), leur non-participation n’est pas liée à l’incitatif. Est-ce la compréhension du Distributeur que, même si l’appui minimal était augmenté pour avoisiner la moyenne de 97\$/kW, la majorité des non-participants n’adhéreraient néanmoins pas à l’Option?**

**17.2 Veuillez confirmer que, lorsqu’un client utilise un groupe électrogène comme moyen d’effacement, il n’y a pas de délestage.**

**Citation 3 (réf. (ii)) :**

Tableau 2 : Seuil minimal identifié par les clients participants

Effacement passé (kW)	Appui minimal (\$/kW)
119	\$ 70
137	\$ 84
289	\$ 70
290	\$ 75
304	\$ 66
438	\$ 34
450	\$ 70
561	\$ 70
1309	\$ 50
5279	\$ 11
Moyenne	\$ 60
Médiane	\$ 70
Écart-type	\$ 22

**Préambule :**

Le Tableau 2 indique qu’un seul client, qui représente plus que 50% de l’effacement total des clients inclus au sondage, avait un appui minimal de seulement 11 \$/kW. Selon l’Annexe 2 de B-0080, il s’agit apparemment d’un

consommateur institutionnel au tarif LG, avec des coûts récurrents de 9,47 \$/kW.

- 17.3** Veuillez confirmer que le dernier client mentionné au Tableau 2 (Citation 2), avec 5279 kW d'effacement passé, est le dernier client mentionné à l'Annexe 2 de B-0080 (p. 26 (p. 37 pdf)), soit un consommateur institutionnel au tarif LG, avec des coûts récurrents de 9,47 \$/kW.
- 17.4** Veuillez décrire le type d'institution qu'est ce client. (S'agit-il d'un hôpital, d'une université, etc.?)
- 17.5** Quels sont les mesures ou moyens utilisés par ce client afin de fournir l'effacement? Ces équipements servent-ils à d'autres fins?
- 17.6** Veuillez fournir une moyenne pondérée des appuis minimaux identifiés par les clients sondés par TechnoSim (Tableau 2, Citation 2).

**18** Référence : B-0097, HQD-6, doc. 6, page 8

**Citation 1 :**

Tout comme pour les coûts évités de la puissance, le Distributeur utilise la mise à jour des coûts évités<sup>5</sup> présentée dans l'*État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*. Ceux-ci sont présentés au tableau 1.

**TABLEAU 1 :**  
**COÛTS ÉVITÉS DE L'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)

**Demande :**

- 18.1** Veuillez fournir une référence précise à l'État d'avancement 2020 pour la « Différenciation pointe et hors pointe », en indiquant comment elle a été fixée et comment elle est utilisée.

**19 Référence : B-0085, HQD-6, doc. 2, page 18  
B-0098, R. 1.3, page 5**

**Citation 1 :**

Le Distributeur est donc 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.

**Préambule :**

La réponse 1.3 de B-0098 semble indiquer qu'il y a 34 agrégateurs parmi la clientèle du Programme, dont six (6) qui contribue plus que 1600 kW d'effacement. Par contre, le Tableau R-3.1.1 du même document indique un total de 27 agrégateurs, pour un total de 5 084 kW.

**Demande :**

**19.1 Veuillez clarifier et élaborer davantage sur l'apparence de contradiction identifiée au préambule.**

**19.2 Veuillez fournir l'effacement total fourni par les agrégateurs.**

**19.3 Veuillez fournir un portrait de ces agrégateurs, en indiquant entre autres :**

- **Combien d'entre eux sont des sociétés québécoises, canadiennes, et américaines ;**
- **Combien d'eux offrent un éventail de services énergétiques, versus ceux pour lesquels l'agrégation est l'activité principale;**
- **Toute autre information que le Distributeur considère utile afin de comprendre l'écosystème d'agrégateurs au Québec.**

**19.4 Le Distributeur considère-t-il que, avec le remplacement du programme GDP Affaires par l'Option, le créneau d'agrégation au Québec disparaîtra? Ou existe-t-il d'autres programmes qui continueront d'avoir besoin de ce type de service?**

**19.5 Est-ce que le Distributeur est confiant que chacun des clients actuellement représenté dans le Programme par un agrégateur s'inscrira individuellement à l'Option? Sinon, veuillez préciser sa cible (en pourcentage).**

- 20 Référence :**
- (i) B-0085, HQD-6, doc. 2, page 24, Tableau 8**
  - (ii) B-0097, Complément de preuve du 19 février 2021, HQD-6, doc. 6, page 10, Tableau 3**
  - (iii) R-4110-2019, B-0009, HQD-2, doc. 3, p. 18, Tableau 3.2**
  - (iv) R-4110-2019, État d'avancement 2020, HQD-4, doc. 6, p. 24, Tableau 3.2**
  - (v) R-4110-2019, B-0114 (Complément de preuve du 25 février 2021), HQD-4, doc. 7, p. 5, Tableau 2.1**

**Citation 1 (réf. i) :**

**TABLEAU 8 :  
ANALYSE ÉCONOMIQUE**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2030- 2031	2035- 2036	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	108	117	130	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	33	35	39	43
¢/kWh			7,75	7,91	8,07	8,23	8,39	8,56	9,26	10,23	11,29
M\$	4	8	0	0	0	0	1	1	1	1	1
<b>Appui financier</b>											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(66)	(72)	(79)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(20)	(22)	(24)	(26)
<b>Perte de revenus</b>											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(4,90)	(5,31)	(5,86)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
<b>Gain net (M\$)</b>	<b>44</b>	<b>122</b>	<b>(6)</b>	<b>(7)</b>	<b>(10)</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>17</b>

**Citation 2 (réf. ii) :**

**TABLEAU 3 :**  
**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>

**Citation 3 (réf. iii) :**

**TABLEAU 3.2 :**  
**BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars)	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>En MW</b>										
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 783</b>	<b>39 489</b>	<b>40 196</b>	<b>40 550</b>	<b>40 815</b>	<b>41 056</b>	<b>41 139</b>	<b>41 064</b>	<b>41 287</b>	<b>41 522</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 445</b>	<b>43 234</b>	<b>44 013</b>	<b>44 464</b>	<b>44 812</b>	<b>45 106</b>	<b>45 225</b>	<b>45 152</b>	<b>45 402</b>	<b>45 666</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>										
<b>Approvisionnement planifiés</b>										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Citation 4 (réf. iv) :

**TABLEAU 3.2 :**  
**BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 775</b>	<b>39 382</b>	<b>39 790</b>	<b>40 156</b>	<b>40 498</b>	<b>40 572</b>	<b>40 909</b>	<b>41 228</b>	<b>41 550</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 638	3 759	3 845	3 917	3 983	4 019	4 067	4 102	4 138
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 413</b>	<b>43 152</b>	<b>43 636</b>	<b>44 073</b>	<b>44 481</b>	<b>44 591</b>	<b>44 976</b>	<b>45 330</b>	<b>45 688</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>									
<b>Approvisionnements planifiés</b>									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 405	1 596	1 811	2 148	2 340	2 511	2 584	2 585	2 611
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	667	596	811	1 048	1 120	1 171	1 244	1 255	1 271
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	168	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	79	106	141	176	185	186	188	189	190
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDUM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>									
Contribution des marchés de court terme	350	700	700	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du sens de l'intégration éolienne.

**Citation 5 (réf. v) :**

**TABLEAU 2.1 :  
 BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 775</b>	<b>39 392</b>	<b>39 790</b>	<b>40 156</b>	<b>40 498</b>	<b>40 572</b>	<b>40 909</b>	<b>41 228</b>	<b>41 550</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 407</b>	<b>43 166</b>	<b>43 643</b>	<b>44 083</b>	<b>44 509</b>	<b>44 627</b>	<b>45 005</b>	<b>45 359</b>	<b>45 717</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>									
<b>Approvisionnement planifiés</b>									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

**Préambule :**

La Citation 1 présente l'analyse économique de l'Option selon le dossier original, déposé en janvier 2021.

La Citation 2 présente l'analyse économique de l'Option selon le Complément de preuve déposé le 19 février 2021. Ce document inclut une section mettant à jour les coûts évités de l'énergie, mais il n'y a pas de section équivalente sur les coûts évités de puissance. Cette analyse, tout comme celle de la Citation 1, applique le coût évité de long terme de puissance à partir de 2024-2025.

La Citation 3 présente le bilan de puissance du Plan d'approvisionnement 2020-2029, tel que déposé en novembre 2019.

La Citation 4 présente le bilan de puissance selon l'État d'avancement 2020 du même Plan.



La Citation 5 présente le bilan de puissance selon le complément de preuve déposé au dossier R-4110-2019 le 25 février 2021, tel que demandé par la Régie.

**Demandes :**

- 20.1** Veuillez confirmer que l'impact de l'Option selon la Citation 1 et la Citation 2 est cohérent avec le bilan de l'État d'avancement (Citation 4), avec 300 MW à partir de 2026-2027, mais pas avec celui du Plan d'approvisionnement original (Citation 3), avec 515 MW en 2025-2026, ni avec le dernier complément de preuve du dossier R-4110-2019 (Citation 5), avec 465 MW en 2023-2024 et 470 MW dès 2024-2025.
- 20.2** Veuillez expliquer pourquoi les analyses économiques incluses dans le Complément de preuve déposé dans ce dossier en février 2021 (Citation 2), ne reflètent pas l'impact de GDP Affaires prévu au bilan de puissance déposé par le Distributeur le 25 février 2021 (Citation 5).
- 20.3** Veuillez corriger les Tableaux 2 et 3 de B-0097 en tenant compte de l'impact de l'Option prévu au bilan. Si le Distributeur est d'avis que l'analyse telle que présentée est correcte, veuillez expliquer pourquoi il indique un impact différent de celui du bilan de puissance (Citation 5).

**Préambule :**

Aux analyses économiques présentées au dossier (Citations 1 et 2), le coût évité de puissance de long terme est appliqué à partir de 2024-2025.

Le Plan d'approvisionnement original (Citation 3) prévoyait l'ajout d'approvisionnements de puissance du long terme à partir de 2025-2026. Toutefois, l'État d'avancement 2020 (Citation 4) prévoyait l'ajout d'approvisionnements de puissance du long terme seulement à partir de 2026-2027, et le Complément de preuve du dossier R-4110-2019 (Citation 5) le prévoit seulement à partir de 2027-2028.

- 20.4** Veuillez confirmer ou corriger la lecture des citations en préambule.
- 20.5** Veuillez ajuster l'analyse économique de l'Option afin de refléter le dernier bilan de puissance du dossier R-4110-2019 (Citation 5).
- 20.6** Si le Distributeur est d'avis que c'est le bilan de puissance de la Citation 5 qui est erroné, veuillez expliquer comment cela est arrivé et corriger l'erreur.

**20.7 Si le Distributeur juge que ni l'analyse économique de l'Option (citation 1 et 2) ni le Bilan de puissance du complément de preuve déposé au dossier R-4110-2019 (Citation 5) ne comporte d'erreur, veuillez justifier l'application du coût évité de puissance de long terme à partir de 2024-2025 dans son analyse économique.**