

**RENSEIGNEMENTS MENTIONNÉS AU PARAGRAPHE 37
DE LA DÉCISION D-2020-147**

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. SONDAGE/AUDIT DES PARTICIPANTS	5
3. PARTICIPATION DES CLIENTS À PROFIL DE CONSOMMATION ATYPIQUE.....	6
4. COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS ET RÉELS	7

ANNEXE A : RAPPORT DE TECHNOSIM

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Comparaison des MW d'effacement planifiés et réels	7
--	---

1. INTRODUCTION

1 Dans sa décision [D-2019-164](#), la Régie de l'énergie (la Régie) statuait que le programme
2 GDP Affaires (le Programme) est de la nature d'une option tarifaire et demandait à
3 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) de présenter les
4 modalités et le texte des tarifs liés à cette option tarifaire au cours d'une seconde phase au
5 présent dossier.

6 Dans sa décision [D-2020-147](#), la Régie précise le déroulement de cette seconde phase et
7 demande au Distributeur de déposer, d'ici au 7 décembre 2020 et au préalable du dépôt d'une
8 nouvelle proposition tarifaire, les informations suivantes¹ :

- 9 • les résultats du sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme,
10 précisé à la section 5.2 de la décision D-2019-164² ;
- 11 • un suivi de la participation des clients à profil de consommation atypique, tel que
12 précisé à la section 5.4.2 de la décision D-2019-164, et du calcul de l'appui financier
13 applicable à ces participants³ ;
- 14 • une mise à jour de l'équivalent du tableau E-7 de la pièce [B-0050](#).

15 Par la présente, le Distributeur dépose les suivis demandés.

2. SONDAGE/AUDIT DES PARTICIPANTS

16 Dans le cadre de l'examen du dossier R-4041-2018, la Régie formulait la demande suivante
17 dans sa décision D-2019-164 :

18 [270] La Régie demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant auprès
19 des participants au Programme afin d'établir un portrait de la contribution des
20 principales mesures ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au
21 cours des derniers hivers. Une évaluation des différents coûts directs encourus par
22 ces derniers, liés aux effacements lors des événements de GDP, devra être fournie
23 et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance.
24 Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des résultats en
25 fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum. [...]

26 À cet égard, le Distributeur dépose, à l'annexe A, les résultats détaillés de cette analyse
27 réalisée par Technosim.

28 Le Distributeur souligne la difficulté pour les participants de chiffrer certains coûts encourus,
29 par exemple ceux associés au report de production⁴. En outre, il est important de noter que

1 Paragraphe 37

2 Paragraphe 270

3 Paragraphe 285

4 De plus, les informations relatives aux coûts de production sont sensibles et confidentielles pour le client industriel. Pour cette raison, ce dernier peut hésiter à les communiquer.

1 plusieurs coûts sont difficilement quantifiables, par exemple l'inconfort ressenti par les
2 occupants d'un immeuble en raison de la participation au Programme.

3. PARTICIPATION DES CLIENTS À PROFIL DE CONSOMMATION ATYPIQUE

3 Comme demandé au paragraphe 37 de la décision D-2020-147, cette section présente un
4 suivi de la participation des clients à profil de consommation atypique et de l'appui financier
5 applicable à ces participants.

6 Le Distributeur rappelle que, pour plusieurs participants, il peut établir plus d'une courbe de
7 puissance de référence (courbe de référence) afin d'utiliser celle qui est la plus représentative
8 du profil de consommation normal du client pour calculer l'effacement lors d'un événement de
9 GDP⁵. C'est le cas pour un participant ayant un profil de consommation qui peut varier d'un
10 événement de GDP à l'autre, notamment en fonction de ses heures d'opération, par exemple
11 une banque ou une industrie, ou selon des conditions climatiques et des considérations
12 opérationnelles, par exemple, les stations de ski. Le nombre d'abonnements⁶ ayant plus d'une
13 courbe de référence varie entre 40 % et 60 % environ d'un hiver à l'autre et cela, en fonction
14 du moment où les événements de GDP surviennent.

15 Parmi ces abonnements ayant plus d'une courbe de référence, il faut distinguer deux profils
16 de consommation dits « atypiques ». Il y a les abonnements à profils de consommation
17 atypiques et prévisibles, c'est-à-dire ceux pour lesquels le Distributeur est en mesure d'évaluer
18 leur charge sur le réseau, et les abonnements à profils de consommation atypiques et non
19 prévisibles, c'est-à-dire ceux pour lesquels le Distributeur ne peut prévoir leur charge sur le
20 réseau. Les abonnements des stations de ski entrent dans cette dernière catégorie puisque
21 leur profil de consommation est généralement tributaire des conditions météorologiques et des
22 mois d'opération lors de la période hivernale.

23 Pour l'hiver 2019-2020, les abonnements des stations de ski – profils « atypiques et non
24 prévisibles » – comptaient pour :

- 25 • 3,7 % de l'ensemble des abonnements inscrits au Programme (2018-2019 : 3,6 %) ;
- 26 • 13 044 kW d'effacement réel, dont 10 676 kW de puissance admissible⁷ (2018-2019 :
27 6 075 kW⁸) ;
- 28 • 4,2 % de l'appui financier global versé (2018-2019 : 2,4 %⁹).

⁵ Comme indiqué à la définition de « *puissance de référence* » à la section 2.2.2 du Guide du participant Hiver 2019-2020 et, depuis le 14 septembre 2020, à l'article 4.74 de la section 13 du chapitre 4 des Tarifs d'électricité. Voir également la décision D-2019-164, paragraphe 85.

⁶ Associés aux projets des participants (l'effacement se calcule par compteur/abonnement).

⁷ En accord avec l'ordonnance de sauvegarde (voir D-2018-113 et D-2019-092).

⁸ L'effacement réel n'excédait pas la puissance admissible pour cet hiver. Pour plusieurs des abonnements, les événements de GDP ont eu lieu après la fermeture du contrat d'abonnement.

⁹ *Ibid.*

1 Enfin, le Distributeur précise que le calcul de l'appui financier pour les abonnements ayant un
 2 tel profil de consommation atypique (non prévisible) est toujours celui décrit au cours de la
 3 phase 1 du présent dossier¹⁰. Il présentera sa position quant au traitement de ces clients au
 4 moment du dépôt de sa preuve relative au nouveau tarif.

4. COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS ET RÉELS

5 Le tableau 1 présente une mise à jour du tableau E-7 présenté à l'engagement n° 7¹¹, soit une
 6 comparaison entre les réductions de puissance prévues pour les fins de planification des
 7 approvisionnements¹² et les MW réellement effacés par les participants pour les cinq derniers
 8 hivers. Il fait également état des MW d'effacement ayant été rémunérés, lesquels, pour les
 9 deux derniers hivers, diffèrent de ceux réellement effacés, en accord avec l'ordonnance de
 10 sauvegarde¹³.

**TABLEAU 1 :
 COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS¹⁴ 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

11 Le Distributeur note que l'écart relatif entre les effacements planifiés et réels demeure peu
 12 significatif, et donc sans réelle incidence sur le coût des approvisionnements.

¹⁰ Pour ces abonnements atypiques, les jours sans profil de consommation sont retirés pour l'établissement de la courbe de référence.

¹¹ Pièce HQD-4, document 3.4 (B-0050).

¹² MW soumis par les participants, ajustés pour tenir compte de la coïncidence du profil de demande de puissance du client avec les périodes de pointe du Distributeur. À ce sujet, voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0038).

¹³ Décisions D-2018-113 et D-2019-092.

¹⁴ Volume utilisé aux fins de la planification des approvisionnements.

**ANNEXE A :
RAPPORT DE TECHNOSIM**



Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires

Rapport final

Présenté à :

Hydro-Québec Distribution

Développement Offres commerciales &
Expertise énergétique
Hydro-Québec Distribution
Complexe Desjardins
CP10000, succ. Place Desjardins, 15e étage
Montréal (Québec) H5B1H7

Présenté par :

Technosim inc.

1084-B rue Pierre-Beaumont
Lévis
Québec
G6Z 1N8

Michel Parent, ing.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Michel Parent'.

Novembre 2020

Table des matières

1. Contexte et objectif	2
2. Méthodologie	2
3. Marché visé	3
4. Échantillon	4
4.1 Réponses obtenues.....	5
4.2 Entrevues	6
5. Résultats et analyses	6
5.1 Résultats quantitatifs	6
5.1.1 Coût d'implantation	8
5.1.2 Coût d'exploitation	9
5.1.3 Coût unitaire total actualisé	10
5.2 Résultats qualitatifs.....	15
5.2.1 Mesures implantées	15
5.2.2 Tarifs interruptibles	18
5.2.3 Observations générales.....	18
Annexe 1 – Guide d'entrevue.....	20
Annexe 2 – Résultats par client pour les coûts des mesures.....	25
Annexe 3 – Exemple de calcul du coût unitaire total et de l'annuité.....	27

1. Contexte et objectif

Hydro-Québec Distribution (HQD) a retenu les services de la firme Technosim dans le but d'effectuer un sondage auprès des participants inscrits au programme GDP affaires afin d'identifier la contribution des mesures en efficacité énergétique du programme dont celles-ci ont été propices à l'effacement de consommation électrique pour chacun de ces participants. Ce sondage fait suite à une demande à cet effet de le Régie de l'énergie, Décision D-2019-164, paragraphe 270, p. 74 :

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

2. Méthodologie

La méthodologie retenue pour l'audit est la suivante :

- 1- Analyse de la base de données des participants au programme pour l'hiver 2019-2020
 - a. L'analyse visera à cibler un échantillon de 10% de participants soit approximativement 40 clients. Un échantillon de 50% supérieur sera initialement identifié afin d'obtenir 10% de clients qui seront disposés à répondre aux questions. L'échantillon sera basé sur une représentativité par segment de marché, par tarif et par importance de l'effacement en puissance obtenu. L'échantillon sera obtenu par une analyse quantitative et qualitative sans nécessairement appliquer des méthodes statistiques étant donné la taille limitée de l'échantillon et les critères à considérer.
 - b. Soumission de l'échantillon initiale à Hydro-Québec pour révision et approbation.
- 2- Prise de contact auprès des clients sélectionnés. Hydro-Québec devra fournir soit une lettre d'introduction ou envoyer une communication aux clients ciblés afin de permettre la prise de contact et identifier les 10% finaux qui sont prêts à répondre.
- 3- Mise en place d'un guide d'entrevu sommaire.
- 4- Entrevues auprès des clients

5- Analyse des résultats qualitatifs et quantitatifs

3. Marché visé

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. Ces 356 clients ont donc été retenus aux fins de l'audit du programme. L'objectif fixé pour l'audit était de contacter 10% des clients ayant participé au programme, soit un total de 36 clients.

La répartition des clients selon le secteur d'activité soit commercial, institutionnel et industriel est présenté au tableau 1. Le secteur commercial est celui avec le plus grands nombre de participants, soit près de 50%.

Tableau 1 : Répartition des clients par marché

Secteur	#	% du marché
Industriel	76	21.3%
Institutionnel	115	32.3%
Commercial	164	46.1%
Non classé	1	0.3%
Total	356	100%

L'importance de ces marchés selon le niveau d'effacement obtenu pour l'hiver 2019-2020. Le tableau 2 présente la répartition de l'effacement par marché. Il apparait clairement que le secteur institutionnel est significativement plus important que sa part de marché en # de participants l'indique. Ceci est attribuable à la taille plus importante des bâtiments de type institutionnel comparativement au commercial.

Tableau 2 : Effacement total 2019-2020 par marché

Secteur	Effacement total (kW)	% du marché
Industriel	37 148	12.5%
Institutionnel	152 880	51.4%
Commercial	105 609	35.5%
Non classé	1 726	0.6%
Total	356	100%

Enfin, la répartition des participants selon leur niveau d'effacement et les tarifs associés aux compteurs des bâtiments des bâtiments participants a également été

considérée. Cette répartition pour l'ensemble des participants est présentée aux tableaux 3 et 4.

Tableau 3 : Répartition des clients par marché et niveau d'effacement

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

Tableau 4 : Répartition des clients par tarif

	Industriel	Institutionnel	Commercial
Combinaison de tarifs	9	20	7
DM	0	1	0
DP	2	0	0
G	0	5	3
G9	2	0	7
LG	0	13	12
M	63	76	136
Total	76	115	165

4. Échantillon

L'audit visait à contacter 10% de la clientèle totale, soit 36 répondants. L'échantillon des clients à contacter a été établi en tentant de tenir compte dans la mesure du possible de la répartition des clients par marché, par niveau d'effacement et par tarif. Toutefois, comme le nombre total de clients à contacter est restreint, la sélection a été effectuée en ne tenant compte que des tarifs principaux, soit le M, le LG et les autres tarifs dans leur ensemble. La répartition des répondants souhaités est présentée au tableau 5.

Tableau 5 : Objectif initial pour les entrevues

Effacement en kW		# de réponses visées		
De	À	Industriel	Institutionnel	Commercial
>0	<=200	2	1	2
>=201	<=400	2	2	7
>=401	<=600	1	2	2
>=601	<=800	1	1	1
>=801	<=1000	1	1	1
>=1001	<=1200	0	1	0
>=1201	<=1400	0	1	0
>=1401	<=1600	0	1	0
>=1601	<=1800	0	0	0
>1800	>1800	0	3	2
	Total	7	13	16
	M (seulement)	5	8	12
	Mixte*	2	3	2
	LG	0	2	2

* Comptes multiples pour un client avec combinaison de plusieurs tarifs

4.1 Réponses obtenues

L'audit visait à contacter 10% de la clientèle totale, soit 36 répondants. Un total de 37 clients ont répondu. Le décompte des répondants par marché, tarif et niveau d'effacement est présenté au tableau 6. Le total rencontre donc l'objectif malgré qu'il existe certains écarts au niveau de la répartition finale, principalement entre les différents paliers d'effacement. Cet écart s'explique avant tout par le fait que peu de clients étaient disponibles pour certains paliers, rendant l'atteinte du nombre de répondants requis difficile. L'analyse des résultats va démontrer que les réponses obtenues dans les divers secteurs est suffisamment uniforme que l'écart entre la répartition initiale et celle finale n'a pas de conséquences significatives sur les conclusions pouvant être tirées de l'audit.

Tableau 6 : Nombre de répondants par marché, tarif et effacement

Effacement		Industriel				Commerical				Institutionnel			
De	À	M	Mixte	LG	Total	M	Mixte	LG	Total	M	Mixte	LG	Total
>0	<=200	1	1		2	2			2	1			1
>=201	<=400	2	1		3	7	1		8	1	1		2
>=401	<=600	1			1	1	1		2		1		1
>=601	<=800	1			1	1			1	1			1
>=801	<=1000				0				0	1			1
>=1001	<=1200				0				0		1		1
>=1201	<=1400				0				0	2			2
>=1401	<=1600				0	1			1	1			1
>=1601	<=1800				0				0				0
>1800					0	1		2	3	1		2	3
Total		5	2	0	7	13	2	2	17	8	3	2	13

4.2 Entrevues

Les clients contactés ont été sélectionnés au hasard pour chaque catégorie du tableau 6. Un guide d'entrevue basé sur les objectifs de l'audit a été mis en place et est présenté à l'annexe 1. Globalement, les entrevues visaient à établir les quatre éléments suivants :

- 1- Établir de manière qualitative la liste des mesures implantées ou moyens utilisés pour la réduction de puissance pendant les événements de GDP
- 2- Établir le coût d'implantation des mesures de GDP
- 3- Établir le coût d'exploitation des mesures de GDP, incluant les coûts de main-d'œuvre, de carburant et autres coûts d'exploitation.
- 4- Vérifier si les clients connaissent l'Option d'électricité interruptible (OÉI)

5. Résultats et analyses

Les résultats des entrevues se traduisent en deux types d'observations, soit des mesures quantitatives des coûts pour l'implantation et l'exploitation des mesures de GDP puis des relevés qualitatifs sur les mesures implantées et la connaissance du tarif interruptible.

5.1 Résultats quantitatifs

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.

Ces deux coûts peuvent également être combiné pour obtenir un coût unitaire total actualisé pour les mesures en tenant compte d'une durée de vie pour les mesures et d'un taux d'actualisation associé aux coûts récurrents. Ce coût total est basé sur l'annuité correspondant au coût d'implantation et d'exploitation actualisé sur la durée de vie divisé par l'effacement obtenu. Ceci permet de traduire le coût des mesures un en coût unitaire par kW pour une durée prévisible de la participation au programme. Aux fins de l'analyse une durée de vie de 5 ans et un taux d'actualisation de 3.4% ont été retenus. Ce coût unitaire actualisé total peut au besoin être comparé au coût évité en puissance du distributeur, comme il est généralement effectué dans une analyse de potentiel de gestion de la demande en puissance.

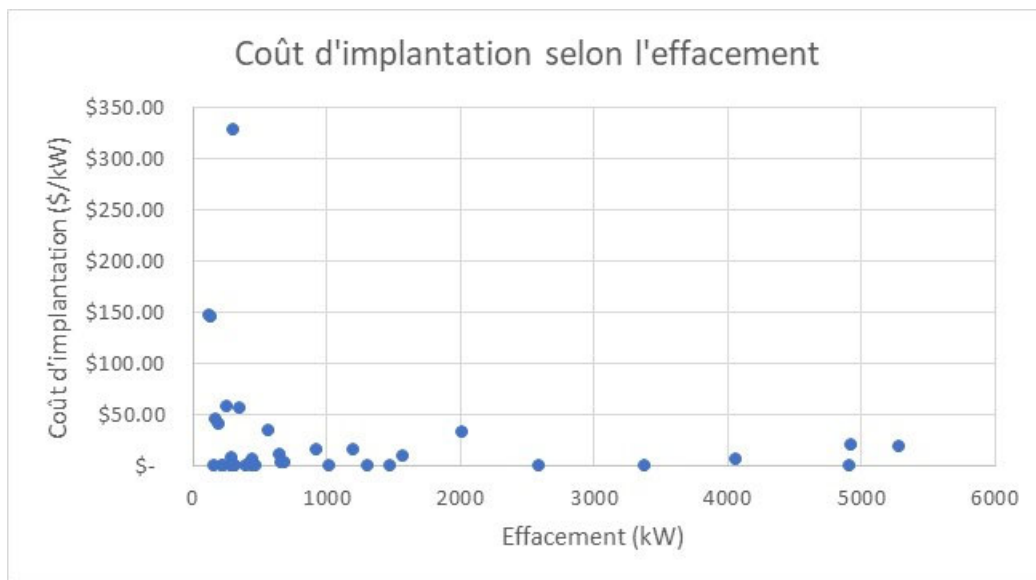
Certaines observations se doivent également d'être indiquées quant au recueil d'information sur les coûts associés aux mesures :

- La vaste majorité des clients contactés n'avaient aucune difficulté à fournir les coûts d'implantation des mesures. Dans quelques cas, le coût fournit englobait des équipements qui servaient d'autres buts, principalement la mise en place d'un système de contrôle centralisé et le coût total d'une telle installation ne devrait généralement pas être attribué à la mise en place des mesures de GDP mais uniquement une portion de ce coût. Cette répartition est difficile à effectuer pour le client.
- Les coûts récurrents sont également assez bien connus des clients sauf en ce qui concerne le coût des combustibles pour l'utilisation d'équipements de chauffage au combustible pendant les demandes de réduction ou des groupes électrogènes. Dans plusieurs cas l'information qualitative fournie par les clients sur l'utilisation de ces appareils a été traduit en coût de combustible par Technosim en utilisant des rendements typiques pour les appareils, soit 70% pour les appareils à combustion et 30% pour les groupes électrogènes, avec un coût unitaire de gaz naturel de 0.5 \$/m³ et un coût de diesel/mazout de 0.8 \$/L.
- Dans plusieurs cas, aucun coût récurrent n'est considéré par les clients.
- Dans le secteur industriel, les coûts associés au report de production sont plus difficiles à obtenir bien que seulement 1 client a refusé de fournir la valeur, alors que dans les autres cas, les clients ont exprimé qu'il était difficile de chiffrer ce coût.
- 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.

5.1.1 Coût d'implantation

Les coûts d'implantation ont été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020. Le coût moyen d'implantation pour l'ensemble de l'échantillon est de 19.33¹ \$/kW. Il existe toutefois une répartition importante des coûts avec un écart type de 35.53 \$/kW et la médiane se retrouvant à 4.45 \$/kW. Au total, 15 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'implantation puisque l'équipement et les contrôles requis pour participer au programme étaient déjà en place. La figure 1 illustre la répartition des coûts d'implantation des mesures.

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



La figure 1 démontre qu'il n'y a pas de corrélation forte entre le coût d'implantation et le niveau d'effacement des clients bien que ce coût soit généralement plus élevé pour les plus petits clients. Ce paramètre est plus fortement influencé par l'équipement déjà en place chez les clients et également le marché. Le coût d'implantation moyen par marché est présenté au tableau 7.

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

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

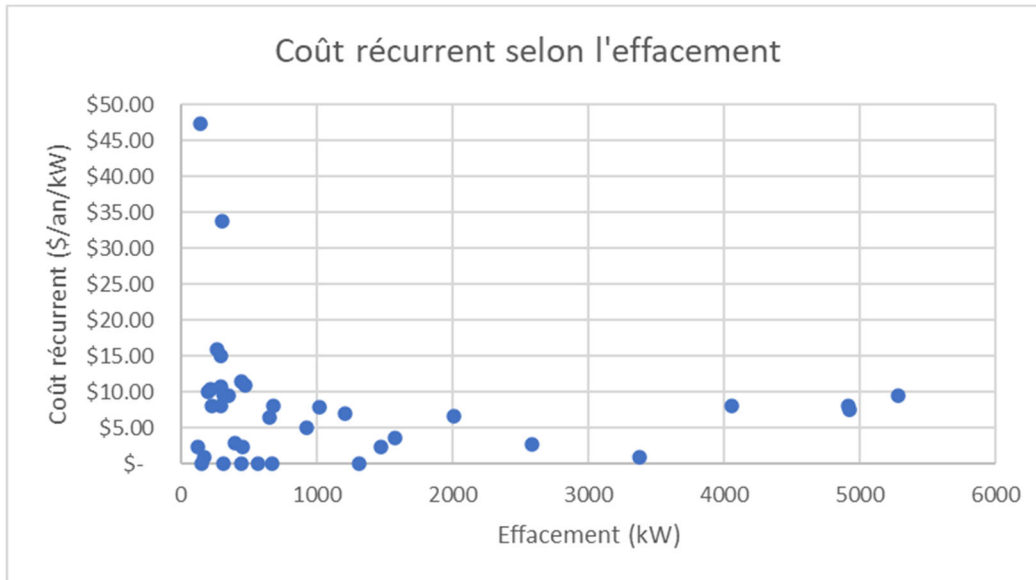
* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

Le secteur commercial démontre des coûts d'implantation et un écart type significativement plus élevé que les deux autres marchés. Ce secteur comprend beaucoup de plus petits clients et l'investissement initial, surtout en programmation de systèmes de contrôles, devient alors plus important relativement à l'effacement obtenu. Les petits clients n'ont souvent pas l'expertise interne pour modifier eux-mêmes les contrôles. En contrepartie, le secteur industriel et institutionnel utilisent l'équipement et les contrôles déjà en place et les coûts de programmation sont plus faible par rapport à l'effacement.

5.1.2 Coût d'exploitation

Les coûts d'exploitation ont également été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020 mais en utilisant un total de 40 heures pour l'opération des groupes électrogène et appareils de chauffage au combustible. Le coût moyen d'exploitation pour l'ensemble de l'échantillon est de 7.99 \$/kW. La répartition des coûts d'exploitation est significativement plus restreinte que celle des coûts d'implantation avec un écart type de 9.19 \$/kW et la médiane se retrouvant à 7.52 \$/kW. Au total, seulement 6 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'exploitation. La figure 2 illustre la répartition des coûts d'exploitation des mesures.

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



La figure 2 montre qu'il existe ici aussi une faible corrélation entre le coût d'exploitation et le niveau d'effacement des clients, avec les plus petits clients présentant en moyenne un coût plus élevé. Le coût d'exploitation moyen par marché est présenté au tableau 8.

Tableau 8 : Coût d'exploitation par marché (\$/kW)

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	3.99	0	5.01	0.00	10.16
Institutionnel	6.21	7.09	2.63	0.95	10.76
Commercial	10.99	8.17	12.45	0.00	47.45
Total - échantillon	7.99	7.52	9.19	0.00	47.45

La tendance observée pour les coûts d'implantation se confirme avec les coûts d'exploitation où le secteur commercial démontre des coûts plus élevés que les deux autres marchés. Le secteur industriel est celui avec les coûts d'exploitation les plus faibles mais la difficulté de quantifier les coûts de déplacement de production peut expliquer en partie cette observation.

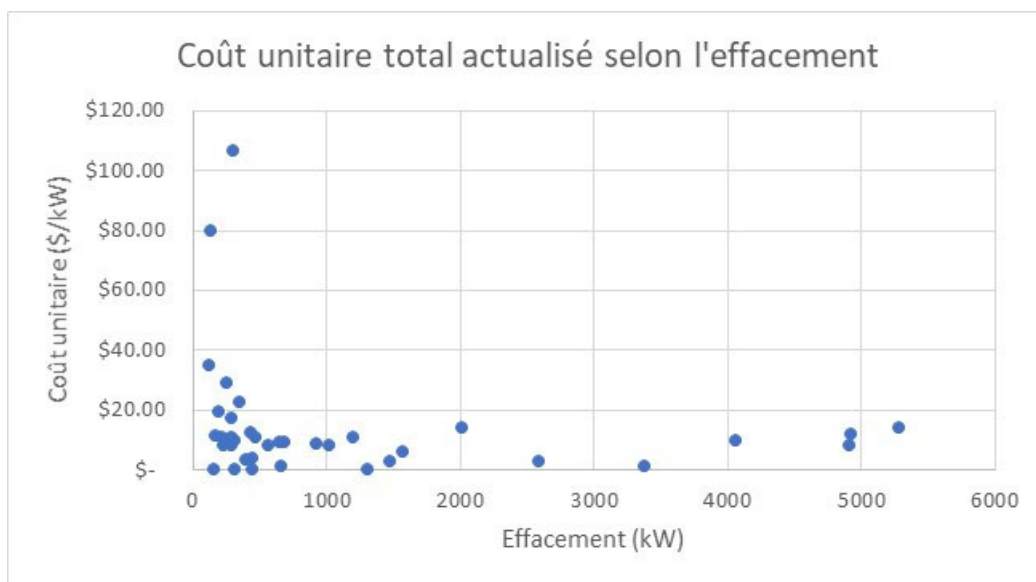
5.1.3 Coût unitaire total actualisé

Un indicateur global du coût d'une mesure de réduction de puissance, qui est utilisée dans l'évaluation du potentiel des mesures de gestion de la demande en puissance, est le coût unitaire actualisé des mesures. Ce coût unitaire total tient

compte tant des coûts d'implantation que des coûts d'exploitation. Afin d'évaluer ce coût, une durée de vie et un taux d'actualisation sont requis. La durée de vie est normalement associée à la vie utile de la mesure installée. Toutefois, dans le cadre d'un programme, une durée représentative de la durée du programme, ou de la participation d'un client au programme, peut être retenue. Une hypothèse de 5 ans a servi à évaluer les coûts unitaires et un taux d'actualisation de 3.4% a également été retenu. Ce taux correspond à celui utilisé dans l'analyse du potentiel technico-économique de la gestion de la demande en puissance effectuée par Technosim pour Hydro-Québec. L'annexe 3 fournit un exemple du calcul de ce coût et de l'annuité.

Le coût unitaire total pour l'ensemble de l'échantillon est de 11.54 \$/kW avec un écart type de 14.01 \$/kW et une médiane se retrouvant à 9.18 \$/kW. Au total, seulement 4 des 37 clients ont un coût unitaire nul. La figure 3 illustre la répartition des coûts d'exploitation des mesures. L'annexe 2 fournit le détail des différents coûts unitaire pour chaque client.

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



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. Le tableau 9 présente le coût unitaire moyen par tranche d'effacement. Il est à noter qu'un client avec effacement de 304 kW et un coût d'implantation élevé a été exclu de ce tableau. Ce client a attribué l'ensemble du coût de son système de contrôle aux mesures de réduction de puissance et n'a pu indiquer la portion qui était vraiment attribuable aux mesures de GDP.

Tableau 9 : Différents coûts unitaires moyens par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût unitaire total actualisé (\$/kW)	Coût d'implantation (\$/kW)	Coût d'exploitation (\$/kW)
0 à 200	\$ 29.01	\$ 76.06	\$ 12.21
plus de 200 à 500	\$ 10.39	\$ 9.58	\$ 8.28
plus de 500 à 1000	\$ 7.20	\$ 14.62	\$ 3.97
plus de 1000 à 2000	\$ 5.44	\$ 5.47	\$ 4.23
plus de 2000	\$ 8.81	\$ 11.55	\$ 6.26

Les tableaux 10 à 16 présentent plus de détails par marché, par tranche d'effacement, par tarif et présentent également les valeurs minimales et maximales pour chaque type de coût.

Tableau 10 : Coût unitaire total actualisé par marché (\$/kW)

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	7.24	0.99	9.73	0.00	22.31
Institutionnel	8.85	9.22	3.17	2.85	13.66
Commercial*	15.60	10.08	19.49	0.00	79.71
Total - échantillon	11.54	9.18	14.01	0.00	79.71

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

Tableau 11 : Détails du coût unitaire d'exploitation par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût d'exploitation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 200	\$ 12.21	\$ 2.47	\$ -	\$ 47.45
plus de 200 à 500	\$ 8.28	\$ 9.63	\$ -	\$ 15.89
plus de 500 à 1000	\$ 3.97	\$ 5.17	\$ -	\$ 8.17
plus de 1000 à 2000	\$ 4.23	\$ 3.58	\$ -	\$ 8.03
plus de 2000	\$ 6.26	\$ 7.52	\$ 0.95	\$ 9.47

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

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

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

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

Tableau 14 : Détails du coût unitaire d'exploitation par tarif (\$/kW)

Par Tarif	Coût d'exploitation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
Mixte	\$ 6.15	\$ 8.10	\$ -	\$ 11.59
M	\$ 7.74	\$ 10.08	\$ -	\$ 47.45
LG	\$ 6.68	\$ 8.97	\$ 0.95	\$ 9.47

Tableau 15 : Détails du coût unitaire d'implantation par tarif (\$/kW)

Par Tarif	Coût d'implantation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
Mixte	\$ 1.26	\$ 8.10	\$ -	\$ 6.67
M	\$ 27.44	\$ 10.08	\$ -	\$ 147.06
LG	\$ 6.74	\$ 8.97	\$ -	\$ 18.94

Tableau 16 : Détails du coût unitaire total actualisé par tarif (\$/kW)

Par Tarif	Coût unitaire actualisé			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
Mixte	\$ 6.43	\$ 8.10	\$ -	\$ 12.35
M	\$ 13.81	\$ 10.08	\$ -	\$ 79.71
LG	\$ 8.17	\$ 8.97	\$ 1.08	\$ 13.66

Une répartition des différents coûts unitaires selon les segments de marché a également été établie. Les tableaux 17 à 19 présentent ces résultats.

Tableau 17 : Coût unitaire d'exploitation par segment de marché (\$/kW)

Segment	Coût d'exploitation			
	Moyen	Médiane	Minimum	Maximum
Commerces de détail et services	\$ 8.87	\$ 11.43	\$ -	\$ 15.89
Édifices à bureau	\$ 9.99	\$ 7.04	\$ 0.95	\$ 33.84
Centres de données	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Établissement d'enseignement	\$ 4.96	\$ 8.75	\$ 0.95	\$ 8.17
Secteur de la santé	\$ 7.83	\$ 12.01	\$ 6.50	\$ 9.47
Secteur industriel	\$ 3.92	\$ 0.99	\$ -	\$ 9.65
Autres	\$ 13.17	\$ 9.47	\$ -	\$ 47.45

Tableau 18 : Coût unitaire d'implantation par segment de marché (\$/kW)

Segment	Coût d'exploitation			
	Moyen	Médiane	Minimum	Maximum
Commerces de détail et services	\$ 17.95	\$ 11.43	\$ -	\$ 57.92
Édifices à bureau	\$ 31.68	\$ 7.04	\$ -	\$ 147.06
Centres de données	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Établissement d'enseignement	\$ 13.30	\$ 8.75	\$ -	\$ 46.24
Secteur de la santé	\$ 17.20	\$ 12.01	\$ 12.35	\$ 20.33
Secteur industriel	\$ 8.85	\$ 0.99	\$ -	\$ 57.47
Autres	\$ 31.17	\$ 9.47	\$ -	\$ 145.99

Tableau 19 : Coût unitaire total actualisé par segment de marché (\$/kW)

Segment	Coût d'exploitation			
	Moyen	Médiane	Minimum	Maximum
Commerces de détail et services	\$ 12.84	\$ 11.43	\$ 3.01	\$ 28.69
Édifices à bureau	\$ 12.22	\$ 7.04	\$ 1.08	\$ 34.97
Centres de données	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Établissement d'enseignement	\$ 7.90	\$ 8.75	\$ 2.85	\$ 11.17
Secteur de la santé	\$ 11.63	\$ 12.01	\$ 9.22	\$ 13.66
Secteur industriel	\$ 5.87	\$ 0.99	\$ -	\$ 22.31
Autres	\$ 20.06	\$ 9.47	\$ -	\$ 79.71

5.2 Résultats qualitatifs

De l'information de nature qualitative sur la nature des mesures implantées par les participants a été recueillie lors des entrevues. Dans plusieurs cas, les mesures étaient déjà bien identifiées, entre autres lorsque les mesures ne visent que l'utilisation d'un groupe électrogène ou d'un appareil de chauffage au combustible, mais une validation a tout de même été effectuée.

L'autre aspect ayant fait l'objet d'une question était lié à la connaissance des tarifs interruptibles.

5.2.1 Mesures implantées

Les mesures implantées par les clients sont classées dans quatre catégories, soit :

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

La répartition du nombre de mesures implantées par catégorie pour l'échantillon est présentée au tableau 20. Les groupes électrogènes représente la catégorie la plus souvent retenue par les clients mais suivi de près par le contrôle des systèmes de CVCA. Contrairement à la catégorie « Groupe électrogène », celle du CVCA englobe plusieurs mesures qui varient d'un client à l'autre. Le tableau 23 présente le portrait des mesures mentionnées comme étant utilisé dans la catégorie CVCA.

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

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

Le tableau 21 montre que la majorité des clients n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure. La mesure la plus répandue pour les clients ne faisant appel qu'à une seule mesure est le Groupe électrogène, tel qu'illustré au tableau 22. Il est également à noter que la majorité des groupes électrogènes servent à effacer complètement la consommation électrique des bâtiments. En effet, 80% des répondants n'utilisant que le groupe électrogène ont indiqués qu'un effacement complet est effectué. Les systèmes de chauffage à combustible servent dans une proportion similaire à effacer entièrement le chauffage électrique des clients.

Tableau 21 : Répartition des clients selon le nombre de catégorie utilisée pour leur réduction de puissance

# de catégories utilisées	# clients	% des clients
1	21	57%
2	9	24%
3	6	16%
4	1	3%

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

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

Tableau 23 : Mesures incluses dans la catégorie CVCA

Mesure	Fréquence
Préchauffage suivi d'un arrêt du chauffage électrique	3
Réduction du chauffage sans préchauffage	2
Arrêt des humidificateurs	2
Arrêt d'équipements à batterie	1
Arrêt des compresseurs	1
Arrêt ou réduction de débit d'une portion de ventilateurs, pompes	7
Fermeture des volets d'air extérieur	1
Arrêt des pompes de piscine	1
Accumulateur thermique	1

5.2.2 Tarifs interruptibles

La forte majorité des clients ignore l'existence des tarifs interruptibles, avec ceux de catégorie LG généralement informé de ce tarif pour le LG. La vaste majorité des clients qui connaissent le tarif juge que ce dernier est moins avantageux que le programme GDP Affaires ou qu'il n'est pas adapté à leur opération. Un seul répondant qui connaissait ce tarif n'avait pas d'avis ferme sur son applicabilité pour dû à une connaissance insuffisante du tarif.

Tableau 21 : Connaissance des tarifs interruptibles

Connaissance du tarif interruptible	# répondants	%
Ne connait pas ce tarif	30	81.1%
Connait le tarif mais uniquement pour le LG	1 (client au tarif M)	2.7%
Connait le tarif mais évalue moins approprié que le programme GDP	5	13.5%
Connait le tarif mais pas suffisamment pour y souscrire vs GDP	1	2.7%

5.2.3 Observations générales

En plus des informations recueillies sur la base des questions posées aux participants, il a également été possible de recueillir certaines observations de nature plus globale de la part auprès des clients.

- 1- Les clients du secteur industriel ont généralement indiqué qu'il était difficile de quantifier l'impact du report de production pour répondre à une demande de réduction de puissance. Dans tous les cas, aucun coût n'a été attribué par les participants à de tels reports de production. Dans certains cas, les

- clients ont clairement indiqué qu'ils ne considéraient pas de coûts car ils pouvaient réorganiser l'emploi du temps du personnel, comme par exemple à des tâches d'entretien, pendant les périodes d'interruption.
- 2- La très vaste majorité des clients a exprimé une satisfaction très élevée envers le programme. Seulement 1 des 37 participants a exprimé une réserve envers le programme, découlant d'une incompréhension sur la méthode de calcul de l'effacement reconnu par le programme.

ANNEXE 1 – GUIDE D'ENTREVUE

INTRODUCTION

Bonjour, est-ce que je pourrais parler à < **NOM DE LA PERSONNE INTERROGÉE** >?

Je m'appelle _____. J'appelle de Technosim de la part d'Hydro-Québec afin de récolter de l'information sur votre participation au Programme de Gestion de Demande de Puissance. Êtes-vous la personne de votre entreprise qui connaît le mieux la participation à ce programme?

1. Bonne personne [**CONTINUER**]
2. Mauvaise personne [**DEMANDER À PARLER À LA PERSONNE QUI CONNAÎTRAIT LE PROGRAMME ET RECOMMENCER**]
3. Répondant non disponible [**ORGANISER UN RAPPEL AVEC LA BONNE PERSONNE**]
4. Refus [**REMERCIER ET TERMINER**]

L'information fournie aidera d'Hydro-Québec à améliorer le programme. Vos réponses seront tenues strictement confidentielles. L'appel prendra environ entre 15 et 30 minutes. Est-ce que c'est un bon moment?

1. Oui [**CONTINUER**]
2. Ce n'est pas un bon moment [**DEMANDER AU RÉPONDANT S'IL VOUDRAIT PLANIFIER UN MEILLEUR MOMENT**]
3. Refus [**REMERCIER ET TERMINER**]

A. Mesures implantées ou moyens utilisés pour réduire la puissance pendant les événements de GDP

Comme vous le savez, le programme consiste en des événements à des heures précises durant lesquels Hydro-Québec vous invite à diminuer votre demande en puissance. Cette première question porte sur les actions que vous prenez lors d'une demande de réduction de puissance.

- A1. Lors des événements du programme, quelles mesures avez-vous mis en œuvre pour réduire votre demande de puissance?

Valider :

1. Avez-vous arrêté complètement les équipements ou seulement partiellement réduit leur consommation?
2. Si pertinent : Est-ce tous les équipements ou seulement quelques-uns qui ont été arrêté/ralenti?

B. Coût d'implantation des mesures de GDP

- 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.

[Si nécessaire, ajouter : Par exemple, avez-vous du ajouter des équipements ou avoir un travail substantiel de programmation? Vous pouvez donner un estimé à haut niveau]

Notes :

1. Si possible, distinguer les coûts internes (temps d'un employé) des coûts externes
2. Un estimé au meilleur de vos connaissances est suffisant

C. Coût d'exploitation des mesures de GDP

- C1. Toujours par rapport aux coûts, quels seraient les coûts d'exploitation de ces mesures lors d'une interruption? Par exemple, quels seraient les coûts de main d'œuvre, d'entretien, d'autres combustibles comme le diesel, ou de perte de production?

[Si nécessaire, ajouter : Votre meilleure estimation suffira. Vous pouvez donner un coût par heure ou par événement.]

Notes :

1. Si le participant à une mesure de bouilloire ou chaudière non-électrique ou de génératrice, demander la capacité de l'équipement.
2. Un estimé au meilleur de vos connaissances est suffisant ou un descriptif de ce qui entraîne les coûts d'exploitation, tel coût de diesel pour la génératrice.

D. Option d'électricité interruptible (OÉI)

D1. Finalement, connaissez-vous l'Option d'Électricité Interruptible d'Hydro Québec?

Si oui : Pourquoi n'adhérez-vous pas à cette option tarifaire?

Si non : [Dire : C'est une option tarifaire accordant des crédits lorsque vous réduisez votre consommation d'électricité sur demande.]

CONCLUSION

Nous avons fait le tour des questions que j'avais pour vous.

Si jamais nous avons besoin de quelques clarifications, serait-il possible de vous rappeler?

Merci de votre temps et bonne fin de journée!

ANNEXE 2 – RÉSULTATS PAR CLIENT POUR LES COÛTS DES MESURES

Secteur	Effacement - kW	Coût unitaire	Impl. \$/kW	Récurrent \$/kW
Commercial, < 200, Tarif M	119	\$ 34.97	\$ 147.06	\$ 2.47
Commercial, < 200, Tarif M	137	\$ 79.71	\$ 145.99	\$ 47.45
Industriel, <200 kW, Tarif Mixte	154	\$ -	\$ -	\$ -
Institutionnel, < 200, Tarif M	173	\$ 11.17	\$ 46.24	\$ 0.95
Industriel, <200 kW, Tarif M	195	\$ 19.23	\$ 41.03	\$ 10.16
Commercial, < 400, Tarif M	214	\$ 10.51	\$ -	\$ 10.51
Industriel, <400 kW, Tarif Mixte	228	\$ 8.17	\$ -	\$ 8.17
Commercial, < 400, Tarif M #4	259	\$ 28.69	\$ 57.92	\$ 15.89
Institutionnel, <400 kW, Tarif mixte	289	\$ 10.76	\$ -	\$ 10.76
Commercial, < 400, Tarif M	289	\$ 17.00	\$ 8.65	\$ 15.09
Institutionnel, <400 kW, Tarif M	290	\$ 8.17	\$ -	\$ 8.17
Commercial, < 400, Tarif M	304	\$ 106.53	\$ 328.95	\$ 33.84
Industriel, <400 kW, Tarif M	309	\$ -	\$ -	\$ -
Commercial, < 400, Tarif M	311	\$ 9.65	\$ -	\$ 9.65
Industriel, <400 kW, Tarif M	348	\$ 22.31	\$ 57.47	\$ 9.61
Commercial, < 400, Tarif M	394	\$ 3.01	\$ -	\$ 3.01
Commercial, < 400, Tarif Mixte	438	\$ 12.35	\$ 3.42	\$ 11.59
Industriel, <600 kW, Tarif M	440	\$ -	\$ -	\$ -
Institutionnel, < 600, Tarif Mixte	450	\$ 3.95	\$ 6.67	\$ 2.47
Commercial, < 600, Tarif M	472	\$ 10.95	\$ -	\$ 10.95
Commercial, < 400, Tarif M	561	\$ 7.88	\$ 35.65	\$ -
Institutionnel, <800 kW, Tarif M	648	\$ 9.22	\$ 12.35	\$ 6.50
Industriel, <800 kW, Tarif M	667	\$ 0.99	\$ 4.50	\$ -
Commercial, < 800, Tarif M #1	680	\$ 9.14	\$ 4.41	\$ 8.17
Institutionnel, <1000 kW, Tarif M	926	\$ 8.75	\$ 16.20	\$ 5.17
Institutionnel, <1200 kW, Tarif Mixte	1021	\$ 8.03	\$ -	\$ 8.03
Institutionnel, < 1400, Tarif M	1204	\$ 10.76	\$ 16.61	\$ 7.09
Commercial, < 600, Tarif Mixte	1309	\$ -	\$ -	\$ -
Commercial, < 1600, Tarif M	1470	\$ 2.47	\$ -	\$ 2.47
Institutionnel, < 1600, Tarif M	1572	\$ 5.95	\$ 10.73	\$ 3.58
Commercial	2012	\$ 14.12	\$ 33.55	\$ 6.71
Institutionnel, 2588, Tarif M	2588	\$ 2.85	\$ -	\$ 2.85
Commercial, 3378, Tarif LG	3378	\$ 1.08	\$ 0.62	\$ 0.95
Institutionnel, 4057, Tarif LG	4057	\$ 9.80	\$ 7.39	\$ 8.17
Commercial, 4200, Tarif LG	4916	\$ 8.14	\$ -	\$ 8.14
Institutionnel	4920	\$ 12.01	\$ 20.33	\$ 7.52
Institutionnel, 5279, Tarif LG	5279	\$ 13.66	\$ 18.94	\$ 9.47

ANNEXE 3 – EXEMPLE DE CALCUL DU COÛT UNITAIRE TOTAL ET DE L'ANNUITÉ

Le coût de revient total de l'effacement en puissance, soit le coût unitaire total actualisé, est obtenu en calculant le rapport entre le coût annuel d'une mesure d'efficacité énergétique et la réduction de puissance qui lui est attribuable, selon la formulation suivante :

$$\text{Coût unitaire total} = \frac{\text{Annuité}}{\text{Effacement}} \left[\frac{\$}{kW} \right]$$

Le calcul utilise la formule générale pour obtenir une annuité, soit :

$$P = C_i * A / (1 - (1 + A)^{-n}) + C_r$$

Où :

P : Annuité
C_i : Coût d'implantation
C_r : Coût récurrent
A : Taux d'actualisation
n : Durée de vie de la mesure

Et :

$$\text{Coût unitaire} = P/E$$

Où :

E = Effacement du client

Un exemple est présenté ci-dessous.

Durée de vie de 5 ans
Actualisation : 3.84%
Effacement = 119 kW
C_i = 17 500 \$
C_r = 294 \$

$$P = 4161.4 \$ \text{ (annuité)}$$

$$\text{Coût unitaire total actualisé} = 4161.4 \$ / 119 kW = 34.97 \$/kW$$