

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE RELATIVE À L'OPTION DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (L'OPTION)**

Définition des strates d'effacement et appui financier dégressif

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0098](#), p. 4;
 - (ii) Pièce [B-0098](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0098](#), p. 13;
 - (iv) Pièce [B-0085](#), p. 13;
 - (v) Pièce [B-0098](#), p. 15.

Préambule :

(i) « 1.1. Veuillez corriger le tableau 3 afin de présenter, par marché et par niveau d'effacement, la répartition de l'ensemble des 356 clients ayant participé au programme pour l'hiver 2019-2020. Veuillez compléter le tableau en ajoutant les strates de 2 001 kW à 3 000 kW, de 3 001 à 4 000 kW, et de plus de 4 000 kW.

Réponse de Technosim :

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

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

(ii) « 1.3. Veuillez identifier dans quelles strates d'effacement se retrouvent les agrégateurs et pour chaque strate, en préciser le nombre ainsi que leur contribution totale à l'effacement.

Réponse de Technosim :

Le tableau suivant présente l'information demandée.

Effacement en kW		Marché		
De	À	Industriel	Institutionnel	Commercial
>0	<=200	3	0	6
>=201	<=400	2	0	2
>=401	<=600	1	0	1
>=601	<=800	1	0	4
>=801	<=1000	1	1	3
>=1001	<=1200	0	0	0
>=1201	<=1400	2	0	0
>=1401	<=1600	0	0	1
>=1601	<=1800	0	0	3
>=1801	<=2000	0	0	0
>=2001	<=3000	0	0	2
>=3001	<=4000	0	0	0
>4001	-	0	1	0
	Total	10	2	22

(iii) « Le tableau R-3.1.1 présente, pour l'hiver 2019-2020, la répartition des agrégateurs et leur contribution à l'effacement pour chacune des strates d'effacement.

TABLEAU R-3.1.1 :
VENTILATION DU NOMBRE D'AGRÉGATEURS ET DE LEUR CONTRIBUTION PAR STRATES
D'EFFACEMENT – HIVER 2019-2020

Strates de réduction de puissance (kW)	Agrégateurs	Effacement	Contribution à l'effacement par strates
De 15 à 199	21	1 720	3%
De 200 à 599	4	1 223	1%
De 600 à 1 199	1	657	1%
De 1 200 à 1 799	1	1 484	6%
De 1 799 et plus	0	0	0%
Total	27	5 084	2%

(iv)

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
Total	1 431	100%	295 059	100%	-

(v) « De plus comme illustré à la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignement n° 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0038), le nombre d'abonnements et celui des compteurs peuvent différer. Le tableau R-4.1 illustre d'ailleurs que le nombre de compteurs au tarif LG, à l'hiver 2017-2018, était plus élevé que le nombre d'abonnements. Toutefois, de

manière générale, et en cohérence avec sa proposition qui vise les abonnements, le Distributeur constate que le nombre d'abonnements participants au Programme à l'hiver 2019-2020 est inférieur à celui de l'hiver 2017-2018¹. Cependant, l'effacement moyen des participants de l'hiver 2019-2020 est supérieur à celui de l'hiver 2017-2018.

3.3 Veuillez préciser le nombre de compteurs correspondant au nombre d'abonnements présenté au tableau 2 (référence (ii)), pour chacune des strates de réduction de puissance.

Réponse : Le Distributeur présente au tableau R-3.3 la ventilation du nombre de compteurs par strates de réduction de puissance. Le Distributeur tient toutefois à rappeler que le calcul du crédit applicable pour la période d'hiver de l'Option est basé sur l'effacement réalisé par abonnement et non pas par compteur. » [nous soulignons]

TABLEAU R-3.3 :
VENTILATION DES COMPTEURS PAR STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre de compteurs
De 15 à 199	1 051
De 200 à 599	289
De 600 à 1 199	70
De 1 200 à 1 799	17
De 1 799 et plus	33
Total	1 460

¹ Décision D-2019-164, Tableau 13.

Demandes :

1.1. Veuillez valider la réponse de Technosim à la référence (i) à l'effet que 37 clients se retrouvent dans les strates de plus de 1800 kW, dont 15 dans la strate de 2001 à 3000 kW, 10 dans la strate de 3001 à 4000 kW et 10 dans la strate de plus de 4001 kW et plus. Sinon, veuillez corriger.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme l'exactitude des données présentées à la référence (i),**
2 **qui sont celles relatives aux projets (regroupement d'abonnements) du**
3 **programme GDP Affaires (le « Programme »).**

4 **Le Distributeur rappelle l'importance de distinguer la notion de « client » (ou**
5 **projet) de celle d'« abonnement ». En effet, un client ou un projet peut regrouper**
6 **plusieurs abonnements. Par exemple, un client qui est un centre de services**
7 **scolaire pouvait présenter un projet regroupant 80 abonnements sous sa**
8 **responsabilité. Ces abonnements peuvent donc individuellement se retrouver**
9 **dans différentes strates de réduction de puissance. Le seuil d'admissibilité en**
10 **vertu du Programme, soit 200 kW, s'appliquait alors au projet et non à chacun**
11 **des abonnements.**

1 Le tableau 2 de la référence (iv) présente, quant à lui, la ventilation du nombre
2 d'abonnements dont l'effacement était d'au moins 15 kW, soit le seuil
3 d'admissibilité par abonnement proposé dans le cadre de l'Option.

4 Ainsi, les 356 clients ayant participé au Programme à l'hiver 2019-2020
5 regroupaient 1 431 abonnements dont l'effacement était d'au moins 15 kW.

1.2. Veuillez concilier la réponse de Technosim de la référence (ii), indiquant qu'il y avait 34 agrégateurs à l'hiver 2019-2020 dont 9 dans la strate de 0 à 199 kW, 6 dans la strate de 200 à 599 kW, 10 dans la strate de 600 à 1 199 kW, 6 dans la strate de 1200 à 1799 kW et 3 dans la strate de plus de 1800 kW, avec la réponse du Distributeur à la référence (iii) où le total de nombre d'agrégateurs et leur ventilation par strate d'effacement diffèrent sensiblement de celle de Technosim.

Réponse :

6 Le Distributeur utilise la même définition d'agrégateur que Technosim, mais
7 constate toutefois une erreur dans la comptabilisation et la répartition des
8 agrégateurs présentées au tableau R-3.1.1 (référence iii), ainsi dans celles
9 présentées au tableau R-3.1.2 en réponse à la question 3.1.2 de la demande de
10 renseignement n° 5 de la Régie à la pièce HQD-7, document 1 (B-0098). Ces
11 données présentaient, de manière partielle, la contribution des abonnements
12 liés à des agrégateurs et non la contribution totale des agrégateurs.

13 Le Distributeur présente les tableaux R-3.1.1 et R-3.1.2 corrigés.

TABLEAU R-3.1.1 (CORRIGÉ) :
VENTILATION DU NOMBRE D'AGRÉGATEURS ET LEUR CONTRIBUTION PAR STRATES
D'EFFACEMENT – HIVER 2019-2020

Strates de réduction de puissance (kW)	Agrégateurs	Effacement	Contribution à l'effacement par
De 15 à 199	8	1 145	2%
De 200 à 599	7	2 232	2%
De 600 à 1 199	10	8 013	14%
De 1 200 à 1 799	6	9 247	38%
De 1 799 et plus	3	8 870	17%
Total	34	29 507	10%

**TABLEAU R-3.1.2 (CORRIGÉ) :
VENTILATION DES ABONNEMENTS EN DESSOUS D'UN SEUIL D'EFFACEMENT DE 15 kW –
HIVER 2019-2020**

	Marché			Total
	Industriel	Institutionnel	Commercial	
Nombre d'abonnements	27	235	119	381
<i>dont abonnements liés à un agrégateur</i>	15	10	78	103
Effacement réel (kW)	117	1 422	765	2 304
<i>dont abonnements liés à un agrégateur</i>	52	82	553	687

1 **Le Distributeur tient à préciser que cette correction ne change pas les**
 2 **conclusions des analyses d'impacts de l'Option présentée en réponse à la**
 3 **question 3.1.2 (B-0098) étant donné que celle-ci est basée sur la contribution**
 4 **des réductions de puissance par abonnement et non pas par projet.**

1.2.1. Veuillez expliquer la différence entre la définition d'un agrégateur tel que présentée par Technosim, et celle retenue par le Distributeur.

Réponse :

5 **Voir les réponses aux questions 1.1 et 1.2.**

1.3. La Régie observe une étroite correspondance entre le nombre d'abonnements (référence (iv)) et le nombre de compteurs (référence (v)) pour chacune des strates de 15 à 199 kW jusqu'à celles de 1 200 à 1 799 kW, le nombre de compteurs par abonnement se situant à 1,007 en moyenne.

Veuillez confirmer le nombre de compteurs et le nombre d'abonnements inclus dans la strate de plus de 1 799 kW indiqués aux deux tableaux en référence, et en précisant ce qui explique que le nombre de compteurs par abonnement passe à 2,35 pour cette seule strate d'effacement.

Réponse :

6 **La strate de réduction de puissance de 1 799 kW et plus regroupe**
 7 **presqu'exclusivement des abonnements au tarif LG, soit des clients de grande**
 8 **puissance, qui sont le plus susceptibles d'avoir plus d'un compteur.**

1.4. Veuillez ventiler la dernière strate de réduction de puissance de plus de 1 799 kW pour le nombre d'abonnements, à la référence (iv), en ajoutant les strates de 2 001 kW à 3 000 kW, de 3 001 kW à 4 000 kW et de plus de 4 000 kW. Veuillez également préciser l'effacement en kW pour chacune de ces 4 strates de plus de 1 799 kW.

Réponse :

1 Le tableau R-1.4 présente l'information demandée.

TABLEAU R-1.4 :
VENTILATION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS ET DE L'EFFACEMENT
PAR STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)			Écart type (kW)
	Nombre	%	Nombre	Moyenne	%	
De 15 à 199	1 050	73%	63 948	61	22%	43
De 200 à 599	280	20%	95 178	340	32%	99
De 600 à 1 199	70	5%	58 915	842	20%	164
De 1 200 à 1 799	17	1%	24 607	1 447	8%	86
De 1 800 à 1 999	1	0%	1 881	1 881	1%	-
De 2 000 à 2 999	4	0%	9 776	2 444	3%	293
De 3 000 à 3 999	4	0%	13 353	3 338	5%	67
De 4 000 et plus	5	0%	27 401	5 480	9%	1 108
Total	1 431	100%	295 059		100%	-

1.5. Veuillez présenter une mise à jour du tableau 13 mentionné à la référence (v), en indiquant la ventilation des abonnements et de l'effacement par tarifs pour l'hiver 2019-2020.

Réponse :

2 Le tableau R-1.5 présente l'information demandée.

TABLEAU R-1.5 :
VENTILATION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS ET DE L'EFFACEMENT PAR TARIFS
HIVER 2019-2020

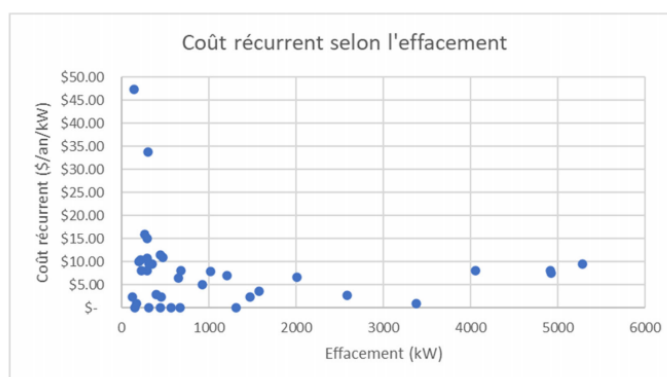
	Hiver 2019-2020	
	Abonnements	MW
Tarif DM et DP	49	5 146
Tarif G et G9	422	23 312
Tarif M	927	203 511
Tarif LG	33	63 090
Total	1 431	295 059

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 21;
 - (ii) Pièce [B-0085](#), p. 7;
 - (iii) Pièce [B-0098](#), p. 9;
 - (iv) Pièce [B-0085](#), p. 13 et 14;
 - (v) Pièce [B-0080](#), p. 28;
 - (vi) Pièce [B-0098](#), p. 10;
 - (vii) Pièce [B-0094](#), p. 4 ;
 - (viii) Pièce [B-0094](#), p. 6.

Préambule :

(i)

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. » [nous soulignons]

(ii) « Coûts directs

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 puissance, avec un maximum de 47,45 \$/kW pour la tranche de 0 à 200 kW. » [nous soulignons]

(iii) « 2.3. Veuillez ventiler par strate le nombre de répondants, leur effacement respectif, calculer et présenter le coût moyen d'exploitation et le coût médian d'exploitation pour les strates d'effacement de 0 à 200 kW, de 201 à 400 kW, de 401 à 600 kW, de 601 à 800 kW, de 801 à 1000 kW et de plus de 1 000 kW.

Réponse de Technosim :

Le tableau suivant présente l'information demandée (tableau 11 ajusté).

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

2.4. Veuillez qualifier et commenter la corrélation entre le coût d'exploitation et le niveau d'effacement des clients des strates d'effacement de 1 000 kW et moins.

Réponse de Technosim :

Le coût d'exploitation est relativement constant pour toutes les strates à l'exception des petits clients avec 200 kW ou moins d'effacement. » [nous soulignons]

(iv) « En fonction des résultats de l'hiver 2019-2020, le Distributeur présente au tableau 3 l'appui financier dégressif basé sur un appui financier moyen de 60 \$/kW. Cette rémunération dégressive comprend cinq prix, soit un prix par strate de réduction de puissance. 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. »

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\$
Appui financier total	60 \$	2,5 M\$	7,6 M\$	3,5 M\$	1,4 M\$	2,6 M\$	17,7 M\$
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		8%	6%	0%	-5%	-16%	0%

[...]

Par exemple, un effacement de 3 000 kW obtiendrait un appui financier de 154 000 \$, soit environ de 51 \$/kW. En appliquant la même rémunération dégressive aux strates de réduction

de puissance présentées par la Régie au tableau 17 dans sa décision D-2019-164²⁸, l'appui financier aurait été de 156 000 \$, soit environ 53 \$/kW. » [nous soulignons]

²⁸ Paragraphe 258.

(v)

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

(vi) « 2.6. *Veillez fournir l'ensemble des hypothèses utilisées afin de déterminer le coût d'exploitation moyen de 13,91 \$/kW pour le groupe électrogène et présenter le calcul effectué. Veillez également fournir le coût moyen par kW dans l'hypothèse où le nombre d'heures d'effacement était doublé.*

Réponse de Technosim :

Un total de 40 heures d'opération de la génératrice est considéré. La charge est celle de l'effacement du client. Le rendement de la génératrice est considéré à 30 %. Le coût du carburant considéré est de 0,80 \$/L. Un crédit de 4,50 ¢/kWh pour l'électricité non-consommée lorsque la génératrice est en fonction est considéré. En doublant le nombre d'heures, le coût d'exploitation pour les clients n'ayant que le groupe électrogène passe de 13,91 \$/kW à 18,89 \$/kW » [nous soulignons]

(vii) « *Les différentes quantifications fournies par les clients non-participants ont été traduites en appui financier minimal en \$/kW tel que présenté au tableau 1. Les résultats quantifiés démontrent que l'appui moyen qui serait exigé est de 97 \$/kW mais avec une variation importante de ce seuil minimal. L'appui minimum qui a été identifié est de 20 \$/kW. Dans ce cas, il s'agit d'un client de grande puissance du secteur de la santé mais non éligible au tarif LG. L'audit du programme GDP Affaires a démontré que les coûts d'implantation de la GDP dans ce secteur sont moins importants, ce qui pourrait expliquer le plus faible seuil fourni par ce client.* » [nous soulignons]

(viii)

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 :

2.1. Considérant que les coûts d'exploitation par kW effacé sont plus élevés pour la strate d'effacement de 200 kW et moins, tel que souligné aux références (i) et (ii), et apparemment plus élevés pour la strate de 201 à 400 kW, tel qu'il apparaît à la référence (iii), veuillez expliquer pourquoi la proposition d'appui financier dégressif présentée par le Distributeur n'offre, pour la strate d'effacement la plus faible, que 5 \$/kW de plus que l'appui financier moyen de 60 \$/kW.

Réponse :

1 **Comme mentionné à la pièce HQD-6, document 2 (B-0085)¹, le Distributeur a**
 2 **constaté un coût maximal moyen de 47,45 \$/kW pour un client dont la réduction**
 3 **de puissance se situait dans la strate 0-200 kW. De plus, il constate, en réponse**
 4 **à la question 2.3 de la demande de renseignements n° 5 de la Régie à la pièce**
 5 **HQD-7, document 1 (B-0098), que le coût maximal moyen pour un client dont la**
 6 **réduction de puissance se situait dans la strate 201-400 kW est de 15,89 \$/kW.**

7 **Cependant, le Distributeur remarque également que l'étendue de la distribution**
 8 **des effacements dans la strate 0-200 kW est aussi la plus importante. L'écart**
 9 **entre les valeurs moyenne, médiane et maximale le suggère, et la figure 2 de la**
 10 **pièce HQD-6, document 1 (B-0080)² l'illustre. En excluant les deux valeurs**
 11 **extrêmes de la strate d'effacement la plus faible, les coûts d'exploitation sont**
 12 **relativement constants pour chacune des strates de réduction de puissance.**
 13 **Ainsi, le Distributeur est d'avis que, compte tenu de l'impact très important des**
 14 **valeurs extrêmes dans un échantillon de petite taille, la calibration du crédit ne**
 15 **devrait pas reposer exclusivement sur la moyenne des effacements de**
 16 **l'échantillon, incluant les valeurs extrêmes.**

¹ Page 9.

² Page 21.

1 Le Distributeur tient également à rappeler que la calibration du crédit par strates
2 de réduction de puissance utilisait deux balises principales, à savoir la
3 répartition du nombre d'abonnements et la répartition des effacements. Comme
4 présenté à la pièce HQD-6, document 2 (B-0085)³, la répartition de l'effacement
5 de chacune des trois premières strates d'effacement est assez similaire, soit de
6 l'ordre de 20 % de l'effacement total réalisé. Aussi, compte tenu des
7 contributions à l'effacement similaires, le Distributeur estime qu'un écart de
8 rémunération de 5 \$ entre les différentes strates est approprié, car il assure
9 l'équilibre entre:

- 10 • le respect du principe d'une rémunération dégressive ;
- 11 • le reflet de la distribution de la contribution à l'effacement de chacune
12 des strates ;
- 13 • le maintien de l'intérêt des abonnements à fort potentiel d'effacement
14 pour les strates élevées de réductions de puissance.

15 Ainsi, le Distributeur estime que le crédit qu'il propose pour les strates de
16 réduction de puissance est adéquat, car il permet non seulement de couvrir les
17 coûts encourus par les clients pour procéder à des réductions de puissance,
18 mais également de les compenser pour les inconvénients et risques liés à leur
19 participation à l'Option.

20 Par ailleurs, le crédit dégressif a été calibré pour obtenir un crédit moyen de
21 60 \$/kW, compte tenu des effacements réels constatés par strates de réduction
22 de puissance. Ainsi, l'offre d'un crédit plus élevé dans les premières strates de
23 réduction de puissance aurait impliqué l'offre d'un crédit moindre dans les
24 dernières strates de réduction de puissance.

2.2. Veuillez élaborer sur les bénéfices potentiels qui pourraient découler d'une offre d'appui financier plus élevé uniquement pour la première strate d'effacement, en précisant l'impact que cela pourrait avoir sur le nombre de participants, sur la contribution de l'Option au bilan en puissance et sur le coût de l'Option.

Réponse :

25 Sans être en mesure de quantifier l'impact sur le nombre de participants, le
26 Distributeur est d'avis qu'une rémunération supérieure pour la première strate
27 d'effacement pourrait contribuer à augmenter le nombre de clients à l'Option.
28 En effet, ce scénario pourrait favoriser une plus grande participation des clients
29 anciennement sous agrégateurs, qui auraient alors un incitatif supérieur à
30 partager les gains avec les firmes de contrôle de charge, le cas échéant.

³ Voir tableau 2, page 13.

1 Afin d'offrir une rémunération supérieure pour la strate de réduction de
2 puissance de 15-200 kW, le Distributeur devrait réduire le crédit applicable aux
3 autres strates de réduction de puissance, dans la mesure où il s'agit de
4 maintenir un crédit moyen de 60 \$/kW. Cette rémunération supérieure pourrait
5 avoir comme conséquence d'inciter les plus grands contributeurs en réduction
6 de puissance à se concentrer uniquement dans la strate de réduction de
7 puissance de 15-200 kW.

8 Par ailleurs, une rémunération supérieure pour la première strate de réduction
9 de puissance pourrait également avoir l'impact négatif de cannibaliser les
10 clients adhérents aux options de tarification dynamique.

2.3. Veuillez expliquer le calcul permettant d'en arriver à la conclusion soulignée à la référence (iv) et corriger l'affirmation, au besoin.

Réponse :

11 Le tableau R-2.3 présente le calcul de l'appui financier d'un effacement de
12 3 000 kW selon les strates de réduction de puissance de la décision D-2019-164.

TABLEAU R-2.3 :
CALCUL DE L'APPUI FINANCIER POUR UN EFFACEMENT DE 3 000 kW

Strates de réduction de puissance (kW) - Décision D-2019-164	Proposition du Distributeur	Effacement ¹ (kW)	Appui financier
les premiers 200 kW	65,0 \$	200	13 000 \$
entre 200 et 500 kW	60,0 \$	300	18 000 \$
entre 500 kW et 1 000 kW	55,0 \$	500	27 500 \$
de 1 000 kW à 2500 kW	50,0 \$	1 500	75 000 \$
plus de 2 500 kW	45,0 \$	500	22 500 \$
Total	52,0 \$	3 000	156 000 \$

¹ Arrondi utilisé pour la segmentation de l'effacement par strates de réduction de puissance

2.4. En faisant référence aux coûts d'exploitation présentés aux points (i), (v) et (vi) du préambule, ainsi qu'aux observations des références (vii) et (viii), veuillez expliquer les motifs justifiant l'appui financier proposé de 45 \$ pour la strate de réduction de puissance de plus de 1 800 kW.

Réponse :

13 Voir la réponse à la question 2.1. De plus, le niveau de crédit proposé pourrait
14 avoir l'avantage d'inciter le maintien des plus gros clients du Distributeur à
15 l'Option. En effet, le Distributeur rappelle qu'en fonction des résultats de l'hiver

1 **2019-2020, il a présenté un crédit dégressif basé sur un crédit moyen de**
2 **60 \$/kW. Il rappelle également que le crédit de 45 \$/kW de la dernière strate de**
3 **réduction de puissance, qui représente 18 % de l'effacement total, correspond**
4 **à une réduction de l'ordre de 35 % par rapport au crédit uniforme de 70 \$/kW**
5 **offert jusqu'à présent. Le Distributeur réitère qu'il est essentiel de fixer un**
6 **niveau de rémunération compétitif pour la dernière strate de réduction de**
7 **puissance afin de maintenir l'incitatif, pour les clients ayant des abonnements**
8 **à fort potentiel d'effacement, à participer pour des niveaux de réduction de**
9 **puissance importants. Ce niveau de crédit se rapproche également du crédit**
10 **maximal offert dans le cadre des options d'électricité interruptible.**

2.5. Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients d'établir des strates de réduction de puissance plus larges que celles proposées par le Distributeur pour les strates supérieures, par exemple, à titre hypothétique, de 600 à 1 799 kW, de 1 800 à 2 999 kW et de 3000 kW et plus.

Réponse :

11 **Le Distributeur est d'avis qu'il est préférable, dans la mesure du possible, de**
12 **regrouper par strates les abonnements présentant des effacements similaires**
13 **et qui respectent les principes énoncés en réponse à la question 2.1.**

14 **De manière générale, l'établissement de strates de réduction de puissance plus**
15 **larges induirait une plus grande volatilité dans la distribution des effacements.**
16 **Par exemple, l'écart-type de la strate de réduction de puissance de 600 kW à**
17 **1 799 kW serait de l'ordre de 293, comparativement à 164 pour la strate de**
18 **réduction de 600 kW à 1 199 kW et 86 pour la strate de réduction de 1 200 kW à**
19 **1 799 kW.**

20 **Dans le cas des strates de puissance supérieures à 1 800 kW, une sous-**
21 **segmentation réduirait la volatilité dans la distribution des effacements, compte**
22 **tenu du très faible nombre d'abonnements de cette strate. Les strates de**
23 **réduction de puissance de 1 800 kW à 2 999 kW et 3 000 kW et plus incluraient**
24 **respectivement 4 et 9 abonnements. De plus, l'introduction de strates**
25 **additionnelles se traduirait par une baisse de la rémunération des strates de**
26 **réduction de puissance plus élevée qui pourrait avoir un impact sur l'intérêt à**
27 **participer pour les abonnements à fort potentiel d'effacement.**

Guide du participant et texte des Tarifs

3. **Références :** (i) Site web Hydro-Québec, [Guide du participant Hiver 2020-2021](#), p. 5 à 9;

(ii) Pièce [B-0090](#), p. 5 et 6.

Préambule :

(i) **Définitions :**

« *Mesures de GDP*

Moyens mis en œuvre pour réduire l'appel de puissance de bâtiments pendant un Événement de GDP.

[...]

Projet

Projet qui consiste à mettre en œuvre des Mesures de GDP dans des bâtiments munis d'un ou de plusieurs Compteurs communicants.

Puissance admissible (kW)

Puissance utilisée pour calculer le montant de l'Appui financier.

Réduction de puissance estimée

Abaissement de la puissance prévue par le Participant lors de l'inscription du Projet.

[...]

« 1.1 Conditions générales d'admissibilité

[...]

1.1.2 Seuil d'admissibilité

Un Projet est accepté uniquement si la Réduction de puissance estimée est d'au moins 200 kW.

Hydro-Québec se réserve le droit de refuser un Projet lors de l'inscription si :

- a) le compteur n'est pas communicant ;*
- b) la Réduction de puissance estimée est inférieure à 200 kW selon l'analyse d'Hydro-Québec de la concordance entre le profil de demande de puissance mesurée par les compteurs associés au Projet et les Heures de pointe d'Hydro-Québec ;*
- c) la Réduction de puissance estimée par le Participant, pour les compteurs associés au Projet, est égale ou inférieure à 10 % de l'appel maximal enregistré par ces compteurs pour la période d'hiver 2019-2020.*

1.1.3 Mise en œuvre des Mesures de GDP

Hydro-Québec laisse la mise en œuvre des Mesures de GDP à la discrétion du Participant, qui en a l'entière responsabilité. De plus, le Participant doit avoir mis ces mesures en œuvre au plus tard le 30 novembre 2020 pour pouvoir participer aux Événements de GDP de la Période d'hiver 2020-2021.

Mise en garde

Dans le cas où la stratégie de mise en œuvre des Mesures de GDP prévoit la modification des séquences de commande des systèmes CVCA ou d'équipements liés à la production, il est très important que le Participant s'assure, après un Événement de GDP, de bien gérer le retour aux conditions normales d'exploitation de ces équipements afin de ne pas créer une demande de puissance supérieure à la demande de puissance maximale enregistrée au cours des 12 mois précédant l'Événement de GDP. Tout dépassement de cette demande de puissance maximale aura un effet sur la puissance minimale à facturer conformément aux tarifs d'Hydro-Québec.

[...]

1.2.4 Période de soumission de Projets

Le Participant doit soumettre le Projet à Hydro-Québec entre le 1er août 2020 et le 15 septembre 2020 inclusivement. »

(ii)

4.75 Modalités d'adhésion

Pour adhérer à la présente option, le [demandeur-client](#) doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec avant le 15 septembre en remplissant le [Formulaire d'inscription à l'option de gestion de la demande de puissance](#) et le [formulaire Liste d'adresses courriel pour les avis d'événement de GDP](#), qui se trouvent sur le site www.hydroquebec.com. Après analyse, Hydro-Québec peut demander que des modifications y soient apportées.

<p>4.76 Conditions d'admissibilité Pour que l'abonnement soit admissible à la présente option, les conditions suivantes doivent être remplies :</p>	
<p>a) — le demandeur doit fournir à Hydro-Québec une estimation de la réduction de l'appel de puissance sur laquelle porte son engagement pour le ou les abonnements visés. Celle-ci doit être d'au moins kilowatts, mais toutefois être inférieure à 10 % de la puissance maximale appelée en période d'hiver. S'il y a plusieurs abonnements, la réduction de l'appel de puissance et la puissance maximale appelée correspondent respectivement à la somme des réductions de l'appel de puissance et à la somme des puissances maximales appelées de ceux-ci ;</p>	<p>Puisque la notion d'agrégateur est retirée, et en raison des modifications à l'article 4.80, cet alinéa devient caduc.</p>

Demandes :

3.1. Veuillez expliquer pourquoi les définitions suivantes: *Mesures de GDP*, de *Projet*, de *Puissance admissible (kW)* et de *Réduction de puissance estimée*, à la référence (i), ne se retrouvent pas à la section 4.74 *Définitions* du texte des Tarifs. Veuillez également préciser où se retrouveraient ces définitions et pourquoi il serait préférable que ces définitions se retrouvent ailleurs plutôt que dans le texte des Tarifs.

Réponse :

1 Le Distributeur est d'avis que les définitions mentionnées aux questions 3.1 et
2 3.2 se retrouvent bel et bien dans le texte de l'Option proposée, comme exposé
3 ci-après :

- 4 • **Mesures de GDP et la Mise en œuvre des Mesures de GDP** : l'article 4.73
5 « **Domaine d'application** » stipule que le client adhérent à l'Option doit
6 disposer de moyens pour mettre en œuvre sa réduction de puissance
7 pendant un événement de pointe critique. Tout comme l'article 1.1.3 du
8 Guide du participant, le texte du tarif proposé laisse toute discrétion aux
9 clients d'utiliser les moyens à leur disposition.
- 10 • **Projet** : comme mentionné à la pièce HQD-6, document 2 (B-0085)⁴, la
11 réduction de puissance est calculée par abonnement plutôt que par
12 projet. La définition de *Projet* ne s'avère ainsi plus pertinente.
- 13 • **Puissance admissible (kW) et Réduction de puissance estimée** : l'article
14 4.80 réfère à l'application du crédit à la « **puissance interruptible**
15 **effective** », qui s'apparente à la puissance admissible (kW) sous le
16 Programme, et qui est définie à l'article 4.74 comme « **une valeur,**
17 **exprimée en kilowatts, qui correspond à la moyenne des réductions de**
18 **puissance pendant l'ensemble des événements de pointe critique. La**
19 **puissance interruptible effective est calculée après la période d'hiver** ». La
20 réduction de puissance est quant à elle définie comme « **une valeur,**
21 **exprimée en kilowatts, qui correspond à l'écart entre la puissance de**
22 **référence et la puissance réelle lors d'un événement de pointe critique.** »
23 Quant à la définition de *Réduction de puissance estimée*, elle n'est plus
24 requise étant donné qu'il n'y a plus d'engagement de la part du client
25 pour participer à l'Option.
- 26 • **Seuil d'admissibilité** : cette définition est couverte par les articles 4.73
27 et 4.80 : tout client en mesure d'interrompre sa consommation en
28 période d'hiver peut participer à l'Option, mais aucune rémunération ne
29 sera offerte pour un effacement de moins de 15 kW.
- 30 • **Droit de refuser un Projet lors de l'inscription** : cette définition est
31 couverte par les articles 4.75 et 4.77. En effet, l'article 4.75 mentionne

⁴ Page 19.

1 que le Distributeur avise le client de sa décision d'accepter ou non la
2 participation du client à l'Option. L'article 4.77 mentionne quant à lui que
3 le Distributeur peut restreindre le nombre de demandes d'adhésion
4 acceptées.

- 5 • **Mise en garde et Période de soumission de Projets** : au sujet de la mise
6 en garde se retrouvant dans le Guide du participant, et contrairement à
7 un programme, la codification d'une option tarifaire implique que cette
8 option doit se lire de façon simultanée avec le tarif de base auquel le
9 client est assujéti. Ainsi, la notion d'un possible dépassement à la
10 puissance maximale appelée des 12 dernières périodes de
11 consommation est couverte par les modalités de facturation de la
12 puissance comprise dans chacun des tarifs⁵. Quant à la période de
13 soumission de projets, l'article 4.75 stipule que les clients ont jusqu'au
14 15 septembre pour adhérer à l'Option.

3.2. Veuillez expliquer pourquoi chacune des conditions et des précisions de la référence (i) concernant le *Seuil d'admissibilité*, le *droit de refuser un Projet lors de l'inscription*, la *mise en œuvre des Mesures de GDP*, la *mise en garde et la période de soumission de Projets*, ne se retrouve pas à la section 4.75 *Modalités d'adhésion* ou 4.76 *Conditions d'admissibilité* du texte des Tarifs. Veuillez préciser où se retrouveraient ces conditions et précisions, et pourquoi il serait préférable que ces conditions et précisions se retrouvent ailleurs plutôt que dans le texte des Tarifs.

Réponse :

15 Voir la réponse à la question 3.1.

3.3. Veuillez préciser sur quoi portera l'analyse d'Hydro-Québec mentionnée au paragraphe 4.75 et sur quelle base Hydro-Québec pourrait demander que des modifications soient apportées à la demande d'un client.

Réponse :

16 L'analyse mentionnée à l'article 4.75 consiste à valider si les modalités
17 d'adhésion sont respectées. À titre d'exemple, pourrait être exclu un client qui
18 entreprend des travaux et qui ne peut réduire sa consommation pendant les
19 événements de pointe critique ou dont le compteur présente des anomalies de
20 communication pendant de tels événements.

⁵ Par exemple, les articles 4.3 et 4.4 relatifs au tarif M.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0097](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), Guide du participant, article 2.1.2;
 - (iii) Pièce [B-0090](#), p. 5 et 11, articles 4.75, 4.80.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur rappelle que le Guide a été développé dans le cadre d'un programme commercial de gestion de la demande en puissance. Comme outil de soutien à la clientèle, ce guide se voulait un document explicatif contenant à la fois les obligations du Distributeur pour offrir ce programme, les obligations et conditions des participants pour y adhérer ainsi les modalités afférentes du programme.*

Dans le cadre d'une option tarifaire, ces obligations, conditions et modalités se retrouvent dans les Tarifs, tels qu'approuvés par la Régie. Que ce soit par l'entremise d'un Guide ou par un libellé tarifaire, les clients participants à l'option sont assurés de recevoir un encadrement précis de leurs droits et obligations.

Par conséquent, 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 des Tarifs proposé aux pièces HQD-6, document 3 (B-0090) et HQD-6, document 4 (B-0091), dans ses versions française et anglaise respectivement. »

(ii) « *2.1.2 Confirmation du montant de l'Appui financier*

Le montant de l'Appui financier ou du MAFM est confirmé au plus tard le 31 mai 2018. Le Participant reçoit un document qui présente le calcul du montant de l'Appui financier et qui détaille pour chaque compteur et chaque Événement de GDP les éléments suivants : la puissance de référence, la puissance réelle, la réduction de puissance de chaque événement et la Puissance admissible. » [nous soulignons]

(iii) Le texte des Tarifs d'électricité prévoit ce qui suit pour les articles 4.75 et 4.80 :

4.75 Modalités d'adhésion

Pour adhérer à la présente option, le ~~demandeur-client~~ doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec avant le 15 septembre ~~en remplissant le Formulaire d'inscription à l'option de gestion de la demande de puissance et le formulaire Liste d'adresses courriel pour les avis d'événement de GDP, qui se trouvent sur le site www.hydroquebec.com.~~ Après analyse, Hydro-Québec peut demander que des modifications y soient apportées.

[...]

4.80 [...] « *Le montant du crédit est confirmé au **client** au plus tard le 31 mai suivant la période d'hiver au cours de laquelle les événements ont lieu.* »

Demandes :

4.1. Considérant qu'il n'y a plus, au texte des Tarifs, de référence au formulaire d'inscription, veuillez élaborer sur les modalités d'adhésion du client et commenter la possibilité d'apporter des précisions à cet égard à l'article 4.75 (référence (iii)).

Réponse :

1 **Un client qui souhaite adhérer à l'Option pourra en faire la demande à partir des**
2 **canaux traditionnels, soit par courriel, téléphone ou lors d'une rencontre en**
3 **personne. Il devra dans tous les cas confirmer son intention à Hydro-Québec**
4 **par écrit. À l'instar de plusieurs options tarifaires, le Distributeur ne juge pas**
5 **nécessaire d'apporter des précisions additionnelles sur les modalités**
6 **d'adhésion présentes à l'article 4.75 proposé.**

4.2. Veuillez préciser si le client obtiendra le même niveau d'information que celui prévu à l'article 2.1.2 du Guide du Participant (référence (ii)) concernant le montant du crédit qui lui sera versé, soit, pour chaque événement de pointe critique : la puissance de référence, la puissance réelle, la réduction de puissance de chaque événement et la puissance admissible.

Réponse :

7 **À court terme, ce même niveau de détail pourra être fourni sur demande. Il**
8 **pourrait toutefois être accessible directement sur le portail de consommation**
9 **du client à la suite du développement de cet outil.**

4.2.1. Veuillez commenter la possibilité de décrire les informations qui seront fournies au client à cet égard à l'article 4.80 de l'Option (référence (iii)).

Réponse :

10 **Le Distributeur estime qu'il n'est pas nécessaire d'inclure ce niveau de détail à**
11 **l'article 4.80, à l'instar de ce qui se fait pour les options d'électricité**
12 **interruptible. Voir également la réponse à la question 4.2.**

Réduction de puissance

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0097](#), p.7;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), Formulaire d'inscription ;
 - (iii) Pièce [B-0038](#), R1.1, p. 4;

(iv) Pièce [B-0090](#), p. 5 et 6, articles 4.75 et 4.76.

Préambule :

(i) « De plus, sous le Programme, les participants fournissaient lors de l'inscription du projet un estimé de leur réduction de puissance, sujet à validation par le Distributeur pour notamment son niveau de raisonabilité. Cet estimé était utile pour des fins de planification des approvisionnements, particulièrement alors que le Distributeur cherchait à créer un bassin de participants au Programme. Toutefois, les participants n'étaient pas tenus d'atteindre une réduction de puissance précise. » [nous soulignons]

(ii) Le formulaire d'inscription du Programme prévoyait que le client estime la réduction de puissance.

(iii) « [...] »

[59] Dans ces circonstances, le Distributeur pourrait se trouver, en quelque sorte, à payer deux fois pour le même besoin de puissance puisqu'il doit acheter, précédemment à la période d'hiver, plus de puissance sur les marchés de court terme pour sécuriser son bilan de puissance.

[...]

Demandes :

1.1 Veuillez commenter la préoccupation de la Régie à l'effet que l'appui financier sur l'effacement supplémentaire à celui anticipé revient à payer deux fois pour le même besoin en puissance. Dans votre réponse, veuillez notamment élaborer sur l'utilité pour le Distributeur des kW effacés supplémentaires à ceux prévus initialement.

Réponse :

Le Distributeur souligne que les réductions de puissance inscrites par les clients ne sont pas utilisées directement pour la planification des approvisionnements. À cet effet, un facteur de correction est appliqué afin de tenir compte de la coïncidence du profil de demande de puissance du client avec les périodes de pointe du Distributeur. C'est donc cette réduction de puissance corrigée (coïncidente avec les périodes de pointe du Distributeur) qui est utilisée pour la planification des approvisionnements en puissance de l'hiver courant.

Par ailleurs, pour les clients ayant déjà participé au Programme au cours d'un hiver précédent, le risque d'écart entre les réductions de puissance anticipée et réelle est faible puisque la réduction de puissance réelle de l'hiver précédent est connue. Conséquemment, plus la participation de clients ayant déjà participé au Programme est importante, plus, globalement, cet écart sera faible.

Finalement, le Distributeur tient à rappeler que les achats d'électricité à court terme se font par blocs de 25 MW. La précision relative à ces achats est comparable à l'écart possible entre

l'apport anticipé du Programme et l'apport réel observé. À titre d'exemple, à l'hiver 2017-2018, cet écart n'a atteint que 27 MW.

En somme, bien que le risque soulevé par la Régie existe en théorie, il ne se vérifie pas en pratique. La crainte que le Distributeur paie deux fois pour la même puissance n'est donc pas justifiée, comme en témoignent les résultats du Programme. » [nous soulignons]

(iv) Les modifications apportées à l'article 4.75 font en sorte qu'il n'y a plus de référence au formulaire d'inscription et les modifications apportées à l'article 4.76 ne prévoient plus que le client fournisse une estimation de la réduction de l'appel de puissance en lien avec son abonnement.

4.75 Modalités d'adhésion

Pour adhérer à la présente option, le demandeur-client doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec avant le 15 septembre en remplissant le Formulaire d'inscription à l'option de gestion de la demande de puissance et le formulaire Liste d'adresses courriel pour les avis d'événement de GDP, qui se trouvent sur le site www.hydroquebec.com. Après analyse, Hydro-Québec peut demander que des modifications y soient apportées.

<p>4.76 Conditions d'admissibilité Pour que l'abonnement soit admissible à la présente option, les conditions suivantes doivent être remplies :</p>	
<p>a) le demandeur doit fournir à Hydro-Québec une estimation de la réduction de l'appel de puissance sur laquelle porte son engagement pour le ou les abonnements visés. Celle-ci doit être d'au moins kilowatts ans toutefois être inférieure à 10 % de la puissance maximale appelée en période d'hiver. S'il y a plusieurs abonnements, la réduction de l'appel de puissance et la puissance maximale appelée correspondent respectivement à la somme des réductions de l'appel de puissance et à la somme des puissances maximales appelées de ceux-ci;</p>	<p>Puisque la notion d'<i>agrégateur</i> est retirée, et en raison des modifications à l'article 4.80, cet alinéa devient caduc.</p>

Demandes :

5.1. Veuillez préciser si les explications fournies à la référence (iii), concernant la planification des approvisionnements en puissance de l'hiver courant, sont applicables dans le cadre de l'Option. Veuillez notamment préciser :

5.1.1. si le client soumettait une estimation de la réduction de sa puissance, tel qu'il était prévu à la référence (ii) et à l'article 4.76 du Tarif provisoire (référence (iv)).

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. Après cinq ans d'existence du Programme, le**
2 **Distributeur possède des statistiques d'effacement, par tarif ou marché par**
3 **exemple, qui permettront d'estimer l'effacement pour chaque nouvel**
4 **abonnement. L'estimation du client qui désire s'abonner à l'option tarifaire**
5 **n'est ainsi plus requise.**

6 **De plus, pour les clients ayant déjà participé au Programme ou s'étant déjà**
7 **inscrits à l'Option, la réduction de puissance réelle de l'hiver précédent sera**
8 **utilisée pour la planification.**

5.1.1.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser les modalités prévoyant cette estimation de la part du client et la possibilité de l'inscrire au texte des Tarifs.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 5.1.1.**

5.1.1.2. Dans la négative, veuillez justifier que cette information ne soit plus requise.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 5.1.1.**

5.1.2. Comment le Distributeur évaluera la réduction de puissance liée à l'Option dans le cadre de la prévision de ses approvisionnements annuels.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 5.1.1.**

Modalités de l'Option pour les clients à profil de consommation atypique

6. Référence : Pièce [B-0098](#), R4.1, p. 19 et 20.

Préambule :

« Clients mettant fin à leur abonnement avant la fin de l'hiver

Eu égard à la question 4.6, le Distributeur propose de modifier le libellé de l'article 4.80 de la façon suivante pour les clients adhérant à l'Option et qui mettent fin à leur abonnement avant la fin de l'hiver : »

Le texte proposé par le Distributeur se lit comme suit :

*« S'il n'y a aucune réduction de puissance pendant **pour plus de 4 événements de pointe critique au cours d'un hiver**, Hydro-Québec se réserve le droit de ne pas verser de crédit. Cette modalité ne s'applique toutefois pas à un client qui a fermé son abonnement au cours d'un même hiver. »*

Demandes :

- 6.1. La Régie constate que le libellé proposé à la référence exclut un client ayant fermé son abonnement au cours d'un même hiver de la modalité réservant les droits d'Hydro-Québec de ne pas verser de crédit, dans le cas d'absence de réduction de puissance pour plus de 4 événements de pointe critique.

Veuillez commenter le libellé suivant, qui permettrait d'appliquer la modalité prévue à l'article 4.80 dans le cas où le client ne réduirait pas sa puissance pour plus de 4 événements de pointe critique qui auraient lieu alors que son abonnement est en cours :

*« S'il n'y a aucune réduction de puissance **pour plus de 4 événements de pointe critique au cours d'un hiver**, Hydro-Québec se réserve le droit de ne pas verser de crédit. Cette modalité ne s'applique toutefois pas à des événements de pointe critique ayant lieu alors que l'abonnement du client est fermé. »*

Réponse :

1 **Le Distributeur comprend du cas évoqué par la Régie qu'un client ayant fermé**
2 **son abonnement au cours d'un hiver donné pourrait être protégé par cet article**
3 **dans le cas où il ne réduirait aucunement sa puissance pour plus de**
4 **4 événements de pointe critique au cours d'un hiver lorsque son abonnement**
5 **est actif.**

6 **Dans ce cas, le Distributeur pourrait retenir le libellé proposé par la Régie avec**
7 **quelques ajustements. Ces derniers s'avèrent nécessaires puisqu'ils**
8 **permettent de ne viser que les événements de pointe critique à considérer dans**
9 **le calcul du crédit :**

10 **« S'il n'y a aucune réduction de puissance pour plus de 4 événements de pointe**
11 **critique au cours d'un hiver, Hydro-Québec se réserve le droit de ne pas verser**
12 **de crédit. Cette modalité ne s'applique toutefois pas à un client dont**
13 **l'abonnement a été fermé au cours d'un même hiver et pour lequel les**

1 **événements de pointe critique survenus entre la fermeture de cet abonnement**
2 **et la fin de la période d'hiver sont exclus du calcul du crédit. »**

6.2. La Régie comprend de l'article 4.80 que le Distributeur a la possibilité de verser le crédit, même s'il n'y a aucune réduction de puissance pour plus de 4 événements de pointe critique.

Veillez élaborer sur les cas qui pourraient faire en sorte que le Distributeur verse tout de même le crédit, en précisant si le fait que les événements de pointe critique se produisent hors des heures d'opération d'un client peut être un critère à cet égard.

Réponse :

3 **Un exemple de versement du crédit pour le cas évoqué à la question 6.2 serait**
4 **celui où le Distributeur aurait été informé par le client d'un bris d'équipement**
5 **qui l'aurait empêché de participer à quelques événements de pointe critique.**
6 **Un autre exemple serait celui où des événements de pointe critique se**
7 **produisent hors des heures d'opération d'un client, comme par exemple des**
8 **événements de pointe critique survenant au cours de la relâche scolaire.**

**Modalités de calcul de la rémunération en l'absence de tout appel à effacement
au cours d'un hiver (MAFM)**

7. **Références :** (i) Pièce [B-0085](#), p. 20;
(ii) Pièce [B-0085](#), p. 21;
(iii) Décision [D-2019-164](#), p.79 ;
(iv) Pièce [B-0097](#), p.7.

Préambule :

(i) En réponse à la demande de la Régie de corriger la situation voulant que certains participants reçoivent un montant plus élevé en n'étant pas sollicités pour s'effacer à la pointe que s'ils devaient faire l'effort de le faire⁶, le Distributeur a procédé à une simulation des sommes qu'il aurait dû verser en vertu de l'article 4.80 pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020 dans le cas où il n'aurait envoyé aucun avis d'événement de pointe critique. Sur un total de 2 000 projets, seulement 35 et 37 projets auraient été favorisés par la formule au cours de ces deux hivers :

« La somme des écarts totaux versés aux participants pour ces projets [soit la différence entre, d'une part, 70 \$/kW × effacement moyen du client et, d'autre part, 15 % de 70 \$/kW × puissance maximale appelée du client enregistré au cours des

⁶ Décision D-2019-164, par. 292.

12 derniers mois] aurait totalisé près de 132 000 \$ et 185 000 \$ respectivement, soit environ 1 % de la rémunération globale pour ces hivers. »

(ii) « 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, au cas peu probable où il n'y aurait aucun événement de pointe critique au cours d'un hiver donné. » [nous soulignons]

Selon le Distributeur, 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 a pas lieu de corriger le MAFM.

(iii) Dans sa décision D-2019-164, la Régie motivait ainsi les raisons de sa demande de corriger le MAFM :

« [289] La formule actuelle de rémunération des participants qui ne seraient pas appelés à s'effacer lors d'un hiver, telle que décrite à la section 2.1.1 du Guide du participant, est basée sur la puissance maximale enregistrée du compteur de l'abonné et non sur la puissance déclarée comme pouvant être effacée dans l'entente contractuelle. Cette section prévoit ce qui suit :

Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée} \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\,000 \$$$

**Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2017-2018.*

[290] Selon la Régie, cette formule contient des incongruités dans certaines situations. Plus particulièrement, les participants qui s'engagent contractuellement à effacer une puissance, dont le ratio par rapport à leur puissance maximale enregistrée en tant qu'abonné est inférieur au ratio de 15 % entre les deux valeurs de rémunération (10,50 \$/70 \$), reçoivent un montant supérieur s'ils ne sont pas appelés à s'effacer que s'ils font l'effort de s'effacer en période de pointe.

[291] La situation n'est pas corrigée par le plafond de 20 000 \$ du MAFM pour les participants consommant moins de 2 MW. La clause 1.1.2 c) du Guide du participant, prévoyant la possibilité d'exclure les participants estimant ne pas pouvoir effacer plus de 10 % de l'appel maximal enregistré par leur compteur, ne corrige pas non plus la situation des participants s'engageant à effacer entre 10 et 15 % de leur appel maximum de puissance. »

(iv) « De plus, sous le Programme, les participants fournissaient lors de l'inscription du projet un estimé de leur réduction de puissance, sujet à validation par le Distributeur pour notamment son niveau de raisonnabilité. Cet estimé était utile pour des fins de planification des approvisionnements, particulièrement alors que le Distributeur cherchait à créer un bassin de participants au Programme. Toutefois, les participants n'étaient pas tenus d'atteindre une réduction de puissance précise.

La méthode de calcul proposée par la Régie ne pourrait donc être envisagée puisque qu'elle repose sur une donnée, la puissance d'effacement prévue par le client, qui sera inconnue du Distributeur au moment de l'adhésion du client à l'Option. De surcroît, si le Distributeur devait demander aux clients, ainsi qu'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 tout intérêt à surestimer sa valeur. »

Demandes :

7.1. Veuillez justifier, selon la formule de calcul du MAFM mentionnée en référence (iii), qu'entre deux participants ayant engagé la même mesure pour une même quantité de kW d'effacement, l'un puisse être dédommagé plus que l'autre en cas d'absence d'appel à effacement en raison d'une puissance totale appelée dans les 12 mois précédents plus élevée.

Réponse :

1 **Bien que le scénario évoqué par la Régie dans sa question soit plausible, le**
2 **Distributeur estime que l'utilisation de la puissance maximale appelée**
3 **(« PMA ») comme donnée à utiliser dans le calcul du montant d'appui financier**
4 **minimal (« MAFM ») constitue le meilleur intrant. En effet, la PMA est une**
5 **donnée fiable sur laquelle le Distributeur peut se baser pour rémunérer**
6 **adéquatement les clients dans le cas où un hiver ne comporterait aucun**
7 **événement de pointe critique.**

8 **En outre, le Distributeur réitère les arguments formulés aux pièces HQD-6,**
9 **document 2 (B-0085)⁷ et HQD-6, document 6 (B-0097)⁸ quant à l'utilisation de la**
10 **puissance d'effacement prévue par le client (« puissance engagée ») :**

- 11 • **Le Distributeur juge peu probable l'occurrence d'un hiver sans**
12 **événement de pointe critique, où il aurait donc à verser aux clients le**
13 **MAFM ;**
- 14 • **L'utilisation de la puissance engagée constitue une donnée pour**
15 **laquelle il n'y a aucun engagement de la part du client ; ce dernier aurait**
16 **donc avantage à surestimer sa valeur ;**

⁷ Page 21.

⁸ Pages 7 et 8.

- 1 • **L'utilisation de la puissance engagée pourrait augmenter les efforts**
2 **nécessaires à la gestion de l'Option puisqu'il y aurait des vérifications**
3 **supplémentaires à effectuer sur le caractère adéquat de ces puissances**
4 **engagées. De plus, compte tenu de la diversité des équipements en**
5 **place et de l'absence de personnel dédié à la gestion de l'énergie, il**
6 **pourrait s'avérer difficile pour le Distributeur de vérifier si l'engagement**
7 **du client est conforme à son profil de consommation.**

8 **Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur maintient sa proposition**
9 **relativement au MAFM.**

7.2. Veuillez expliquer les motifs pour lesquels la puissance maximale de consommation enregistrée au cours des 12 derniers mois est un intrant plus approprié pour déterminer le MAFM en cas d'absence d'appel à GDP que le nombre de kW qu'il prévoit mobiliser pour s'effacer.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 7.1.**

7.3. Veuillez élaborer sur la possibilité qu'avec la formule actuelle, selon les explications données en référence (iv) un client pourrait adhérer à l'Option même s'il n'a pas l'intention d'y participer parce qu'il pourrait, en absence d'appel à effacement, toucher une indemnité basée sur sa consommation des 12 derniers mois uniquement.

Réponse :

11 **Bien que le scénario évoqué par la Régie puisse s'avérer et ce, même avec**
12 **l'utilisation de la puissance engagée, le Distributeur estime, comme évoqué à**
13 **la pièce HQD-6, document 2 (B-0085)⁹, que l'application du MAFM se veut**
14 **exceptionnelle. Le Distributeur rappelle que le MAFM est une mesure**
15 **permettant aux clients de mitiger leur risque de ne pas pouvoir récupérer au**
16 **moins une partie des sommes encourues pour mettre en place des mesures de**
17 **GDP en l'absence d'événements de pointe critique.**

7.4. Veuillez confirmer que la simulation des sommes que le Distributeur aurait dû verser en vertu de l'article 4.80 pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020 dans le cas où il n'aurait envoyé aucun avis d'événement de pointe critique, mentionnés en référence (i), correspond à une période où la puissance totale d'effacement minimale était de 200 kW

⁹ Page 21.

Réponse :

1 **Bien que les calculs de la référence (i) découlent des données historiques**
2 **lorsqu'il s'agissait d'un programme commercial, le Distributeur a calculé les**
3 **simulations des sommes que le Distributeur aurait dû verser en vertu de l'article**
4 **4.80 pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020 sur la base d'abonnements (et non**
5 **de projets). Ainsi, certains de ces abonnements avaient une puissance**
6 **approuvée inférieure à 200 kW.**

7.4.1. Veuillez confirmer que, dans le cadre de cette période, si un agrégateur réunissait plusieurs participants pour atteindre ce seuil de participation de 200 kW, par exemple, 10 abonnés s'effaçant chacun en moyenne 20 kW, seul l'agrégateur aurait reçu le MAFM en cas d'absence d'appel à la GDP.

Réponse :

7 **Le Distributeur le confirme.**

7.4.2. Veuillez confirmer qu'avec l'abaissement du seuil d'admissibilité de 200 kW à 15 kW, chacun des 10 abonnés à 20 kW de l'exemple précédent pourrait participer à l'option GDP et, qu'en l'absence d'appel à la GDP, chacun de ceux-ci pourrait recevoir le MAFM.

Réponse :

8 **Le Distributeur le confirme.**

7.5. Veuillez indiquer si, parmi les 35 et 37 projets qui auraient été favorisés par la formule au cours des hivers mentionnés en référence (i), le MAFM aurait été versé à un agrégateur réunissant de multiples participants. Si oui, veuillez recalculer, le cas échéant, le nouveau nombre de projets et la nouvelle somme des écarts pour les mêmes abonnements;

Réponse :

9 **Pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020, le Distributeur recense 4 et 5 projets**
10 **respectivement pour lesquels le MAFM aurait été versé à un agrégateur.**
11 **Toutefois, ces agrégateurs ne représentaient qu'un seul client. La somme des**
12 **écarts se chiffre à 18 300 \$ et 18 900 \$ respectivement.**

7.6. En référence (ii), 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 la mesure où l'option tarifaire cherche à compenser les coûts directs et indirects lors des appels d'effacement, veuillez préciser à quelles sommes encourues le Distributeur fait référence en l'absence d'appel d'effacement.

Réponse :

1 **Par exemple, un client adhérant à l'Option pourrait engager des coûts en**
2 **combustible pour être en mesure de participer aux événements de pointe**
3 **critique. Comme il doit acquérir ce combustible avant la période d'hiver,**
4 **laquelle débute le 1^{er} décembre, ce client doit être en mesure de mitiger son**
5 **risque. Un autre exemple pourrait consister, pour un propriétaire d'immeubles,**
6 **à engager des coûts de programmation des CVCA pour assurer le confort des**
7 **employés et des clients lors des événements de pointe critique. Comme pour**
8 **le premier exemple, ce propriétaire d'immeubles doit également être en mesure**
9 **de mitiger son risque, ce que permet le MAFM.**

Analyse de rentabilité de l'Option

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0097](#), p. 8 et 9;
 - (ii) Pièce [B-0099](#);
 - (iii) Décision [D-2019-027](#), p. 80, par. 353, 355 et 360;
 - (iv) Dossier R-4110-2019, pièce [B-0106](#), p. 22;
 - (v) Dossier R-4110-2019, pièce [B-0114](#), p. 5;
 - (vi) Pièce [B-0097](#), p. 10.

Préambule :

(i) « Pour les années 2021 à 2026, le Distributeur utilise le coût évité de court terme pour la période d'hiver, en période de pointe, soit :

$$4,5 \text{ ¢/kWh} + \frac{1}{2} \times 1,326 \text{ ¢/kWh} = 5,2 \text{ ¢/kWh} (\$2020)$$

Le tableau 2 présente l'analyse économique intégrant ces coûts évités, comme demandé par la Régie.

TABLEAU 2 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LA MISE À JOUR DES COÛTS ÉVITÉS DE L'ÉNERGIE

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/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
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(21)	(23)	(26)	(26)
Perte de revenus											
¢/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)
Gain net (M\$)	43	122	(6)	(7)	(10)	10	11	14	15	17	17

»

(ii) Le Distributeur présente dans un fichier Excel l'analyse de rentabilité de l'option GDP (VAN) sur des horizons de 10 et 20 ans.

(iii) Tel qu'on peut le voir dans les paragraphes de la décision D-2019-027 qui suivent, la Régie approuvait un signal de coût évité de long terme en puissance notamment sur la base que celui-ci est effectif à partir du moment où la profondeur des marchés de court terme en puissance (1 100 MW) n'est plus suffisante pour combler les besoins du Distributeur et que, dès lors, un approvisionnement de long terme est nécessaire afin de respecter le critère de fiabilité en puissance :

« [353] Le signal de coût évité en puissance de long terme proposé par le Distributeur est de 112 \$/kW-an (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il correspond à une annuité établie à partir du coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-012.

[...]

[355] Ce signal est effectif à partir de 2024. La profondeur des marchés de court terme en puissance (1 100 MW) ne sera alors plus suffisante pour combler les besoins du Distributeur et un approvisionnement de long terme sera nécessaire afin de respecter le critère de fiabilité en puissance.

[...]

[360] La Régie approuve le coût évité en puissance de long terme proposé par le Distributeur, soit 112 \$/kW-an (\$ 2018), indexé à l'inflation, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01. » [références omises] [nous soulignons]

(iv) Dans l'état d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029, déposé en novembre 2020, le Distributeur présente les bilans en énergie et en puissance sur l'horizon 2021-2029 de même que ses stratégies d'approvisionnement sur ce même horizon. Le Distributeur précise à cet effet que :

« Jusqu'en 2026 inclusivement, les moyens planifiés, jumelés aux achats prévus sur les marchés de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés. Par la suite, les bilans montrent des besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme à partir de l'hiver 2026-2027, en puissance, et de l'année 2027, en énergie. » [nous soulignons]

(v) Dans un complément de preuve déposé le 25 février 2021 dans le cadre du plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur présente une mise à jour de son bilan et puissance sur l'horizon 2020-2029 et précise les changements observés depuis l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029 déposé en novembre 2020 :

« Comme dans l'État d'avancement 2020, le bilan de puissance montre que les approvisionnements planifiés sont suffisants pour répondre aux besoins jusqu'à l'hiver 2025-2026 inclusivement. À partir de l'hiver 2026-2027, la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1 100 MW, est prévue être atteinte et de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis. [...] » [nous soulignons]

(vi)

**TABLEAU 4 :
ANALYSE DE SENSIBILITÉ**

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

Demandes :

8.1. Selon la compréhension de la Régie, l'analyse économique de l'option GDP déposée en complément de preuve (référence (i)) tient compte d'un coût évité de court terme en énergie jusqu'en 2026 et ensuite d'un coût évité en énergie de long terme sur l'horizon restant.

En ce qui a trait aux coûts évités de puissance, le Distributeur considère, dans cette même analyse, l'entrée en vigueur d'un coût évité en puissance de long terme deux années plus tôt, par rapport à l'état d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029 déposé en novembre 2020, soit à partir de l'hiver 2024-2025.

La Régie comprend également des explications se trouvant aux références (iv) et (v) que, selon les plus récentes prévisions faites par le Distributeur, les marchés de court terme, en énergie comme en puissance, peuvent suffire aux besoins du Distributeur jusqu'en 2027.

Dans ce contexte, à l'instar de ce que le Distributeur fait pour les coûts évités en énergie (référence (i)), veuillez commenter l'à-propos d'utiliser des coûts évités de long terme en puissance à partir 2026-2027 plutôt qu'à partir de 2024-2025, c'est-à-dire à partir du moment où la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1 100 MW, serait atteinte et de nouveaux approvisionnements de long terme seraient également requis.

Réponse :

La question à laquelle le Distributeur doit répondre est la suivante : Quel serait son coût d'approvisionnement additionnel en l'absence de l'Option?

Selon le bilan de puissance utilisé aux fins de l'analyse économique de l'Option, soit celui de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, le besoin d'un nouvel approvisionnement en puissance de long terme apparaît à l'hiver 2026-2027, comme le rappelle la Régie. Toutefois, dès l'hiver 2024-2025, la puissance additionnelle requise atteint déjà 1 000 MW, et ce, malgré une contribution de 240 MW de l'Option. En conséquence, en l'absence de cette contribution, le besoin d'un moyen additionnel de long terme apparaîtrait vraisemblablement deux ans plus tôt que prévue. En d'autres termes, l'Option permet bien d'éviter le recours à un moyen de long terme dès l'hiver 2024-2025, et non 2026-2027.

Le tableau R-8.1 illustre quels auraient été les besoins additionnels de l'État d'avancement 2020 en l'absence de l'Option.

**TABLEAU R-8.1 :
BESOINS ADDITIONNELS EN PUISSANCE SANS GDP AFFAIRES
(BASÉ SUR L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020)**

Impacts sur le bilan de puissance (MW)	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	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
État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement sans la GDP Affaires									
Contribution des marchés de court terme	700	850	850	1000	1 100	1100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	100	0	350	1 800	2 350

Le problème peut être posé à l'inverse. Si le Distributeur se retrouvait dans une situation où son bilan montrait des besoins en puissance et qu'il devait analyser la pertinence d'une nouvelle mesure de GDP, il le ferait en se

1 demandant quel serait l'impact de cette mesure sur ses coûts. Pour ce faire, il
 2 utiliserait les coûts évités qui reflètent son bilan, lequel n'intègre pas encore
 3 cette nouvelle mesure. Le raisonnement est exactement le même dans le cas
 4 présent.

5 Le Distributeur mentionne que ce raisonnement ne tient pas en ce qui a trait
 6 aux moyens d'approvisionnement en énergie. En effet, le volume d'énergie
 7 libéré par le recours à l'Option est beaucoup trop faible pour avoir une influence
 8 sur l'année d'apparition du besoin d'un moyen additionnel de long terme en
 9 énergie.

8.2. Veuillez chiffrer et commenter l'impact du report de deux ans de l'entrée en vigueur du
 coût évité de puissance de long terme sur la rentabilité de l'Option de même que sur
 l'analyse de sensibilité (référence (vi)).

Réponse :

10 Les tableaux R-8.2-A et B présentent l'information demandée.

TABLEAU R-8.2-A :
ANALYSE ÉCONOMIQUE AVEC UN SIGNAL DE COÛT ÉVITÉ
DE PUISSANCE DE LONG TERME REPORTÉ EN 2026-2027

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2025- 2026	2026- 2027	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			150	170	220	260	300	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	7	8	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	18	108	115	127	140	143
M\$	138	336	3	3	4	5	33	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,70	5,81	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(65)	(66)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(17)	(20)	(21)	(23)	(26)	(26)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,81)	(4,90)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	2	78	(7)	(8)	(10)	(13)	12	13	15	16	16

TABLEAU R-8.2-B :
ANALYSE DE SENSIBILITÉ AVEC UN SIGNAL DE COÛT ÉVITÉ
DE PUISSANCE DE LONG TERME REPORTÉ EN 2026-2027

Facteur	10 ans	20 ans
Coûts évités	- 1 %	- 23 %
Appui financier	+ 1 %	+ 31 %

1 En considérant l'apparition du besoin d'un moyen de long terme en puissance
2 à l'hiver 2026-2027, l'Option présente toujours une valeur actuelle nette (VAN)
3 positive, soit de 2 M\$ sur 10 ans et 78 M\$ sur 20 ans.

4 Le Distributeur mentionne que le plus récent bilan de puissance déposé dans
5 le cadre du dossier R-4110-2019 (pièce HQD-4, document 7 [B-0114]) montre
6 qu'en l'absence de l'Option, des besoins pour un nouvel approvisionnement de
7 long terme apparaîtraient dès l'hiver 2023-2024, soit un an plus tôt que selon le
8 bilan utilisé aux fins de l'analyse du présent dossier. Or, l'impossibilité pour le
9 Distributeur de mettre en place de tels moyens à si brève échéance montre
10 l'importance que revêt l'atteinte des objectifs fixés pour l'Option pour assurer
11 l'équilibre de son bilan de puissance.

12 Le tableau R-8.2-C illustre quels auraient été les besoins additionnels de la plus
13 récente mise à jour en l'absence de l'Option.

TABLEAU R-8.2-C :
BESOINS ADDITIONNELS EN PUISSANCE SANS GDP AFFAIRES
(BASÉ SUR LA MISE À JOUR DE FÉVRIER 2021)

Impacts sur le bilan de puissance (MW)	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement									
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
Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement sans la GDP Affaires									
Contribution des marchés de court terme	800	950	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	100	200	50	450	1 900	2 350