

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE L'AHQ-ARQ**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE L'AHQ-ARQ

ÉTABLISSEMENT DE L'APPUI FINANCIER

1. Références :

- (i) B-0052, page 3;
- (ii) B-0085, page 15, tableau 4;
- (iii) B-0054, page 11, paragraphe 55;
- (iv) R-4110-2019, B-0106, page 22, tableau 3.2 révisé;
- (v) B-0085, page 10, tableau 1;
- (vi) R-4110-2019, B-0114, page 5, tableau 2.1.

Préambule :

- (i) *« Le Distributeur réitère que l'exercice auquel il a procédé ne peut permettre de donner qu'un ordre de grandeur de l'impact de l'introduction d'un appui financier dégressif tel que celui proposé par la Régie. Cette estimation est basée sur sa grande expérience et sa connaissance des clients participants.*

Selon l'évaluation du Distributeur, cet appui financier dégressif aurait un faible impact sur la participation des clients dont l'effacement est inférieur à 1 000 kW, à la hausse pour les clients dont l'effacement est le plus faible et à la baisse pour les autres. Ce résultat n'est pas surprenant et reflète l'accroissement de l'appui financier pour la tranche d'effacement inférieure à 200 kW.

Toutefois, l'impact défavorable pour les projets supérieurs à ce niveau serait substantiel, considérant la baisse notable de l'appui financier pour les plus importants niveaux d'effacement. Le Distributeur rappelle que la somme maximale que peut recevoir un client adhérant aux options d'électricité interruptible équivaut à 40 \$/kW. Or, la participation à ces options des clients visés par le Programme a toujours été, au mieux, marginale. Ce constat confirme que l'impact d'une baisse de l'appui financier sous ce niveau risque d'être très important.

Après une analyse globale des projets présents à l'hiver 2017-2018, le Distributeur estime que la mise en place d'un appui financier dégressif tel que celui proposé par la Régie entraînerait une baisse de l'effacement total de l'ordre de 50 à 60 %. Ce résultat était attendu puisque les projets les plus durement touchés par l'introduction d'une telle structure d'appui financier représentent plus de la moitié de l'effacement procuré par le Programme. » (Nous soulignons)

(ii)

TABLEAU 4 :
APPUI FINANCIER DÉGRESSIF EN FONCTION
DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE – SCÉNARIO RÉGIE

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		15 - 200	200 - 500	500 - 1 000	1 000 - 2 500	plus de 2 500	
15 kW - 200 kW	65 \$	2,5 M\$	5,3 M\$	0,9 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	9,1 M\$
200 kW - 500 kW	60 \$	-	2,3 M\$	1,3 M\$	0,3 M\$	0,3 M\$	4,1 M\$
500 kW - 1 000 kW	55 \$	-	0,1 M\$	1,3 M\$	0,5 M\$	0,4 M\$	2,2 M\$
1 000 kW - 2 500 kW	50 \$	-	-	0,1 M\$	0,4 M\$	1,0 M\$	1,4 M\$
plus de 2 500 kW	45 \$	-	-	-	-	0,8 M\$	0,8 M\$
Appui financier total	60 \$	2,5 M\$	7,6 M\$	3,5 M\$	1,4 M\$	2,6 M\$	17,6 M\$
Ecart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		8%	6%	-2%	-7%	-16%	0%

(iii) « 55. Enfin, l'application d'un appui financier dégressif, qu'elle le soit par projets ou par compteurs, amènerait vraisemblablement une hausse de l'appui financier moyen versé, et ce, tout en réduisant la capacité du Programme à répondre aux besoins en puissance du Distributeur. » (Nous soulignons)

(iv)

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ¹ :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 409	43 147	43 630	44 068	44 480	44 591	44 975	45 330	45 688
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 378	1 570	1 776	2 113	2 331	2 510	2 583	2 594	2 610
▪ Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande de puissance	640	570	776	1 013	1 111	1 170	1 243	1 254	1 270
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
▪ Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

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

(v)

 TABLEAU 1 :
 COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS¹⁷ 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

(vi)

 TABLEAU 2.1 :
 BILAN DE PUISSANCE

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

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

Demandes :

1.1 Veuillez présenter le calcul détaillé qui a amené le Distributeur à l'estimation soulignée à la référence (i) pour les projets présents à l'hiver 2017-2018.

Réponse :

 1 **Le Distributeur aimerait rappeler ses propos, apparaissant au premier**
 2 **paragraphe du préambule (i) :**

 3 **Le Distributeur réitère que l'exercice auquel il a procédé ne peut permettre**
 4 **de donner qu'un ordre de grandeur de l'impact de l'introduction d'un appui**

1 financier dégressif tel que celui proposé par la Régie. Cette estimation est
2 basée sur sa grande expérience et sa connaissance des clients
3 participants.

4 (Le Distributeur souligne.)

5 Le Distributeur avait d'ailleurs tenu les mêmes propos dans le cadre de
6 l'audience au cours de laquelle l'engagement n° 9 (référence (i)) avait été pris :

7 [...] Y aller sur la mathématique puis faire des régressions - je suis
8 économiste moi aussi - oui, mais on est dans le commercial. On n'est pas
9 dans la... Tu sais, c'est bien le « fun » de mettre des variables puis avec une
10 analyse de régression avec un R carré au bout, mais ce n'est pas ça dont
11 on parle. On parle d'un montant d'argent qu'on rend disponible pour que
12 les gens embarquent là-dedans. Donc, c'est pour ça qu'on met beaucoup
13 de nuances dans la... l'exercice. Puis, s'il faut le faire, on va le faire, mais il
14 va falloir qu'on mette les bémols qu'on a dû mettre dans le cadre du dossier
15 à l'égard de ce que ça veut vraiment dire.

16 (Pièce A-0040, pages 116-117)

17 Ainsi donc, tel qu'il est exprimé dans ces propos du Distributeur, son
18 estimation ne découle pas d'un calcul détaillé, mais plutôt de son expérience et
19 de sa connaissance des participants.

20 Cela étant, le préambule (i) fournit des éléments de réponse. Le Distributeur
21 rappelle que le scénario analysé était un appui financier dégressif dont les
22 tranches allaient de 80 \$/kW pour les 200 premiers kW à 20 \$/kW au-delà de
23 2 500 kW¹. En conséquence, il jugeait que l'impact de l'appui dégressif proposé
24 par la Régie serait important, notamment pour les plus hauts niveaux
25 d'effacement. Ses explications au préambule (i) lui semblent limpides à cet
26 égard.

27 Enfin, le Distributeur rappelle que l'appui financier qu'il propose dans le cadre
28 de la présente phase du dossier est de 45 \$/kW pour les plus hautes strates de
29 réduction de puissance, un niveau bien supérieur au 20 \$/kW du scénario
30 examiné dans le cadre de la phase 1. Ceci explique que l'impact attendu sur la
31 participation ne soit pas du même ordre.

1.2 En se basant maintenant sur les projets présents pour chacun des hivers 2018-2019,
2019-2020 et 2020-2021, veuillez présenter les calculs détaillés de l'estimation du
Distributeur de la baisse de l'effacement total qui serait entraîné par la mise en place

1 Voir le préambule (v) de la question 4 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce A-0031.

d'un appui financier dégressif tel que celui proposé par la Régie et dont il est question à la référence (i).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.3 En se basant sur les projets présents pour chacun des hivers 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021, veuillez présenter les calculs détaillés de l'estimation du Distributeur de la baisse de l'effacement total qui serait entraîné par la mise en place d'un appui financier dégressif tel que celui proposé par le Distributeur à la référence (ii).

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.4 Veuillez indiquer si la baisse de 63 % pour la ligne GDP Affaires de la référence (iv) entre la valeur de 407 MW pour 2020-2021 et de 150 MW pour 2021-2022 est basée sur l'appui financier dégressif proposé par le Distributeur ou celui proposé par la Régie. Dans le cas où cette baisse de 63 % est basée sur l'appui financier dégressif proposé par la Régie, veuillez fournir la baisse qui serait basée sur l'appui financier dégressif proposé par le Distributeur.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
4 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-7, document 4.**

1.5 Veuillez confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la valeur des MW d'effacement planifiés de l'option GDP Affaires pour l'hiver 2020-2021, selon la définition de la référence (v), est de 407 MW tel qu'il apparaît à la référence (iv). Si ce n'est pas le cas, veuillez fournir la bonne valeur.

Réponse :

5 **Le Distributeur le confirme.**

1.6 En se basant sur les projets présents pour chacun des hivers 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021, veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle « l'application d'un appui dégressif, qu'elle soit par projets ou par compteurs, amènerait vraisemblablement une hausse de l'appui financier moyen versé ».

Réponse :

6 **Concernant la démonstration chiffrée demandée, voir la réponse à la**
7 **question 1.1.**

1 Concernant plus spécifiquement l'impact d'un appui dégressif sur l'appui
2 moyen, le Distributeur souhaitait souligner qu'il faut interpréter avec prudence
3 les résultats présentés, notamment, en réponse au scénario proposé par la
4 Régie dans sa demande de renseignements n° 3². Le Distributeur indiquait
5 d'ailleurs ce qui suit en réponse à la question 4.5 de cette dernière :

6 En effet, cette approche inciterait les clients ayant des projets multi-
7 bâtiments à scinder ces projets en plusieurs petits projets de 200 kW afin
8 de maximiser l'appui financier à 80 \$. [...]

9 De plus, il est probable que cette approche entraîne, pour plusieurs clients
10 dont la réduction de puissance est importante (supérieur à 1 000 ou
11 2 500 kW, par exemple) une réduction de la taille des projets ou carrément
12 leur abandon, considérant le bas niveau d'appui financier offert pour les
13 tranches supérieures de MW. En d'autres termes, des clients pourraient
14 simplement choisir de laisser tomber les tranches supérieures de MW,
15 puisque l'appui financier ne serait pas suffisant pour justifier les efforts
16 additionnels de réduction de la demande.

17 Et encore, en réponse à la question 4.6 :

18 À nouveau, le Distributeur souligne que ces résultats reposent sur
19 l'hypothèse que les clients ne modifieraient pas leurs projets afin de les
20 adapter à la nouvelle structure d'appui financier. Or, comme mentionné en
21 réponse à la question 4.5, la première réaction des clients ayant des projets
22 multi-bâtiments sera de scinder leurs projets en de multiples petits projets
23 afin de maximiser l'appui financier reçu, résultant en un appui financier
24 *supérieur* à celui présentement versé. L'effet serait donc contraire à celui
25 recherché.

26 Par ailleurs, et comme mentionné en réponse à la question 4.5, lorsqu'une
27 telle scission est difficile, il est possible que les clients réduisent la taille
28 de leurs projets ou mettent carrément fin à leur participation au
29 Programme. Dans de tels cas, non seulement un appui financier dégressif
30 n'entraînerait pas une réduction significative de l'appui financier unitaire,
31 mais il aurait pour conséquence une baisse de la réduction de puissance
32 dégagée par le Programme.

33 À nouveau, et bien que la dégressivité de l'appui financier proposé par le
34 Distributeur soit moins prononcée que le scénario proposé par la Régie dans le
35 cadre de la phase 1, on ne peut ignorer qu'il existe une possibilité que cette
36 nouvelle structure ait une incidence sur l'effacement moyen des clients.

² Voir notamment les réponses aux questions 4.5 et 4.6 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0038).

- 1.7 Veuillez indiquer les éléments nouveaux qui ont fait passer la colonne 2021-2022 de la ligne « GDP Affaires » du bilan de puissance de 150 MW le 16 novembre 2020 (référence (iv)) à 325 MW le 25 février 2021 (référence (vi)).

Réponse :

- 1 **Le Distributeur réfère l'intervenant à la section 1.2 du complément de preuve**
2 **du Plan d'approvisionnement 2020-2029 à la pièce HQD-4, document 7 (B-0114)**
3 **du dossier R-4110-2019.**

2. Références :

- (i) B-0085, page 10, note de bas de page no. 22;
(ii) R-4045-2018 – Phase 1, A-0178, pages 64 et 65;
(iii) R-4110-2019, B-0106, page 22, tableau 3.2 révisé.

Préambule :

- (i) « Le Distributeur souligne que cette conclusion repose sur l'hypothèse d'achats de puissance de court terme à hauteur de 1 100 MW. Or, on doit rappeler que le Distributeur ne peut s'appuyer sur une utilisation maximale du potentiel de puissance de court terme et ce, afin de conserver une marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance. À cet effet, voir notamment les pages 64 et 65 des notes sténographiques du 20 octobre 2020 à la pièce A-0178 du dossier R-4045-2018 – Phase 1. » (Nous soulignons)
- (ii) « Donc, pour pallier à ce déséquilibre, le Distributeur à recours aux marchés de court terme. Le recours aux marchés de court terme, l'objectif, aussi, c'est de respecter les critères de fiabilité et de s'assurer que nous avons tous les moyens nécessaires pour répondre à la demande.

Donc, le marché de court terme, ici, sa contribution maximale est estimée à mille cent mégawatts (1100 MW). Ce qu'on peut observer, dans ce bilan, c'est que dès... Excusez-moi. Dès deux mille vingt et un (2021), deux mille vingt-neuf (2029), donc, dès le tout début de l'horizon, nous sommes extrêmement serrés sur le marché de court terme.

Je voudrais préciser que le marché de court terme n'est pas un moyen de gestion. C'est un moyen pour équilibrer le bilan lors des déséquilibres. Donc, l'idée, c'est qu'il y ait une marge de manoeuvre dont le Distributeur bénéficie pour pouvoir équilibrer son bilan. Cette marge de manoeuvre là, bien, l'idée, ce n'est pas de s'accoter directement sur le potentiel maximum.

Parce que finalement, l'objectif de ce marché-là... cette marge de manoeuvre là, bien, on n'aurait plus de marge de manoeuvre tout de suite. Donc, dès le début de l'horizon, on voit déjà qu'on utilise plus de soixante pour cent (60 %) de cette marge

de manoeuvre. Donc, c'est déjà... On peut considérer que notre bilan en puissance est déjà serré, dès le début de l'horizon.

Donc, si je devais conclure sur le bilan en puissance, c'est qu'on a un bilan qui est extrêmement serré. Et une deuxième chose, c'est que la contribution des marchés de court terme, il faut garder à l'esprit que c'est un moyen pour équilibrer le bilan. Donc, c'est notre marge de manoeuvre pour pallier soit à une future révision de la demande, soit à une diminution des moyens de production, à nos moyens de gestion. » (Nous soulignons)

(iii)

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ¹ :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 409	43 147	43 630	44 068	44 480	44 591	44 975	45 330	45 688
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 378	1 570	1 776	2 113	2 331	2 510	2 583	2 594	2 610
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	640	570	776	1 013	1 111	1 170	1 243	1 254	1 270
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

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

Demandes :

- 2.1** Relativement aux références (i) et (ii), veuillez quantifier en MW, pour chacune des dix prochaines années, la « *marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance* » que le Distributeur doit conserver en sus de la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » de l'ordre de 4 000 MW qui apparaît déjà à son bilan de puissance de la référence (iii).

Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur mentionne que cette question très spécifique relève
2 davantage de l'examen de son plan d'approvisionnement que de celui d'une
3 nouvelle option tarifaire. Toutefois, il juge utile de rappeler certains concepts.

4 Tout d'abord, le Distributeur rappelle que la réserve est établie de façon à
5 assurer le respect du critère de fiabilité et doit nécessairement être
6 approvisionnée. Cette réserve ne constitue pas une marge de manoeuvre en
7 approvisionnement. La réserve découle du résultat d'analyses probabilistes qui
8 combinent un nombre important de scénarios d'offres et de demandes. En ce
9 sens, elle tient compte en effet d'aléas sur la demande, notamment climatiques
10 et économiques, ainsi que des risques d'indisponibilité des différents moyens.

11 Le Distributeur doit donc s'assurer de répondre aux besoins en puissance,
12 incluant la réserve requise. Le maintien d'une certaine marge de disponibilité
13 pour les achats de puissance sur les marchés de court terme procure au
14 Distributeur un ultime moyen pour équilibrer finement le bilan de puissance à
15 court terme. Si cette marge est systématiquement planifiée à son maximum, elle
16 ne jouera plus son rôle d'équilibrage fin à plus court terme afin de palier des
17 variations de la demande. Les marchés de court terme offrent donc un
18 approvisionnement permettant de s'adapter dans de courts délais à des
19 modifications conjoncturelles de la demande. En pratique, contrairement aux
20 approvisionnements de long terme dont l'acquisition doit se planifier plusieurs
21 années à l'avance, les produits de puissance de court terme peuvent être
22 acquis dans de courts délais et sont modulables.

23 Ainsi, le Distributeur considère qu'une marge de manoeuvre est nécessaire
24 pour lui permettre de jouer adéquatement son rôle de responsable de la fiabilité
25 des approvisionnements. À cet effet, le Distributeur rappelle qu'il est tenu de
26 déposer à chaque année une démonstration du respect des critères de fiabilité
27 en énergie et en puissance, et ce, en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie
28 (article 72) et du guide de dépôt émis par la Régie (article 18).

- 2.2** Relativement à la référence (i), veuillez fournir les références aux documents réglementaires qui justifient de retenir une « *marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance* », en sus de la « *Réserve pour respecter le critère de*

fiabilité » de l'ordre de 4 000 MW qui apparaît déjà au bilan de puissance de la référence (iii).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.3 Veuillez décrire les « *critères de fiabilité* » qui sont mentionnés à la référence (ii), en justifiant notamment l'utilisation du pluriel, et indiquer s'ils équivalent au critère de fiabilité qui est respecté par la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » qui apparaît au bilan de puissance de la référence (iii).

Réponse :

2 **De façon générale, le Distributeur doit assurer le respect de critères de fiabilité**
3 **à la fois en énergie et en puissance. Voir à cet effet la section 4 de la pièce**
4 **HQD-2, document 3 (B-0009) du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*.**

5 **Le Distributeur confirme que, en ce qui concerne le bilan de puissance, le**
6 **critère de fiabilité décrit à la section 4.2 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009)**
7 **est celui utilisé pour établir la réserve pour respecter le critère de fiabilité.**

2.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » qui apparaît au bilan de puissance de la référence (iii) tient déjà compte de tous les aléas de prévision auxquels le Distributeur doit faire face.

Réponse :

8 **La réserve pour respecter le critère de fiabilité tient effectivement compte des**
9 **aléas de la prévision de la demande, qu'ils soient climatiques ou économiques,**
10 **ainsi que des caractéristiques de chacune des ressources (taux de panne, taux**
11 **de réserve associés aux divers moyens de gestion de la demande en puissance,**
12 **etc.). Le recours aux achats de court terme permet ultimement de respecter le**
13 **critère de fiabilité.**

2.5 Veuillez définir les termes « *moyen de gestion* » et « *moyen pour équilibrer le bilan lors des déséquilibres* » utilisés par le Distributeur à la référence (ii) et expliquer les différences entre ces deux notions en ce qui a trait, notamment à leur contribution au bilan de puissance et au critère de fiabilité.

Réponse :

14 **À la référence (ii), le Distributeur a établi cette distinction pour expliquer qu'il**
15 **ne pouvait planifier une utilisation complète de la contribution maximale des**

- 1 achats de puissance sur les marchés de court terme et ce, afin de conserver ce
2 moyen pour équilibrer finement le bilan de puissance à court terme.
- 3 Cette affirmation s'applique dans le contexte de planification. Lorsque les
4 achats de puissance sont réellement effectués, le Distributeur considère les
5 produits de puissance comme un moyen de gestion.

HARMONISATION AVEC LES CRÉDITS APPLICABLES AUX OPTIONS OÉI ET CRÉDIT HIVERNAL

3. Références :

- (i) B-0085, page 11, lignes 10 à 25;
- (ii) <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20190401>, page 118;
- (iii) B-0090, pages 8 et 9;
- (iv) B-0018, pages 7 et 8, réponse 4.1;
- (v) B-0098, page 20, lignes 7 et 8;
- (vi) [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin\(D-2020-055\)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin(D-2020-055)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf), page 15, tableau 5.
- (vii) B-0090, page 4.

Préambule :

- (i) *« Aux fins de comparaison de l'appui financier moyen de l'Option avec celui des autres options tarifaires du Distributeur, un client au tarif G adhérant à l'option de crédit hivernal a droit à un crédit de 50 ¢/kWh pour chaque kWh d'énergie effacée. Compte tenu de la faiblesse, voire de l'absence de coûts récurrents pour bien des adhérents à cette option, ce montant vise à rémunérer essentiellement l'inconfort et le désagrément qui leur sont causés. En ce qui a trait à l'option 1 de l'OEI, un client peut recevoir un crédit pouvant atteindre 40 \$/kW, dépendamment du nombre d'heures demandé par le Distributeur. Ainsi, l'appui financier moyen de 60 \$/kW de l'Option s'inscrit dans la continuité tarifaire demandée par la Régie. De plus, contrairement à un client au crédit hivernal qui n'encourt aucun risque s'il ne s'efface pas à la demande du Distributeur, un client participant à l'Option, dans laquelle tous les événements de pointe critique sont interdépendants, verrait son effacement moyen, ainsi que son niveau d'appui financier, diminuer, ou, si deux périodes de restriction ne sont pas respectées, réduit à zéro. Cette contrainte d'un crédit calculé sur la base de la puissance effacée moyenne (vs effective) rend l'Option plus pénalisante pour le client que le crédit hivernal. Ceci milite en faveur*

d'un appui financier plus élevé, tout en mitigeant les risques de migration des clients inscrits au crédit hivernal vers l'Option. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

(ii) «

Modalités applicables aux interruptions		6.18	
Les interruptions effectuées en vertu de la présente section doivent respecter les modalités suivantes :			
		Options	
		I	II
Délai du préavis :			
Jours de semaine (heures)		2	2
Jours de fin de semaine		15 h 30 la veille	15 h 30 la veille

»

(iii) « Les avis d'événement de pointe critique sont transmis selon les modalités suivantes :

- *au plus tard à 15 h le jour ouvrable précédant tout événement de pointe critique qui aura lieu de 6 h à 9 h ;*
- *au plus tard à 12 h le jour même de tout événement de pointe critique qui aura lieu de 16 h à 20 h ;*
- *au plus tard à 15 h le jour ouvrable précédant 2 événements de pointe critique qui auront lieu de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h le même jour. »*

(iv)

TABLEAU R-4.1-A :
ÉVÉNEMENTS DE GDP AU COURS DE L'HIVER 2015-2016

Événement de GDP	MW
5 janvier 2016 AM	25
5 janvier 2016 PM	23
19 janvier 2016 AM	24
12 février 2016 AM	27
15 février 2016 AM	26
Moyenne	25

AM : 6h à 9h / PM : 16 h 20 h.

TABLEAU R-4.1-B :
ÉVÉNEMENTS DE GDP AU COURS DE L'HIVER 2016-2017

Événement de GDP	MW
16 décembre 2016 AM	178
9 janvier 2017 AM	186
10 février 2017 AM	185
Moyenne	183

AM : 6h à 9h / PM : 16 h 20 h.

TABLEAU R-4.1-C :
ÉVÉNEMENTS DE GDP AU COURS DE L'HIVER 2017-2018

Événement de GDP	MW
15 décembre 2017 AM	278
28 décembre 2017 PM	280
29 décembre 2017 PM	295
5 janvier 2018 PM	293
15 janvier 2018 AM	290
15 janvier 2018 PM	274
26 janvier 2018 AM	298
Moyenne	287

AM : 6h à 9h / PM : 16 h 20 h.

(v) « Par exemple, pour l'hiver 2019-2020, cinq événements de pointe critique ont eu lieu. »

(vi)

TABLEAU 5 :
RÉPARTITION DES ÉVÉNEMENTS ET HEURES DE POINTE – HIVER 2019-2020

	Nombre d'événements de pointe		Nombre d'heures de pointe	
	Crédit hivernal	Flex	Crédit hivernal	Flex
6 h - 9 h	14	15	42	45
16 h - 20 h	7	9	28	36
Total	21	24	70	81

- (vii) « « *puissance interruptible effective* » : une valeur, exprimée en kilowatts, qui correspond à la moyenne des réductions de puissance pendant l'ensemble des événements de pointe critique. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1** Aux fins de comparaison de l'appui financier moyen de l'Option avec l'option 1 de l'OÉI dont il est question à la référence (i), veuillez chiffrer en \$/kW l'avantage pour le Distributeur des options de l'OÉI qui exigent un délai d'appel beaucoup plus court que l'Option GDP Affaires, selon ce qui apparaît aux références (ii) et (iii). Dans le cas, où le Distributeur ne peut chiffrer un tel avantage, veuillez expliquer pourquoi il ne peut pas le faire.

Réponse :

1 **Les deux moyens de gestion mentionnés servent à équilibrer le bilan de**
2 **puissance du Distributeur et participent à la fiabilité des approvisionnements.**
3 **Le délai d'appel n'est pas un élément pris en compte pour établir la contribution**
4 **au bilan de puissance des moyens de gestion.**

5 **Par ailleurs, le délai d'appel d'une option tarifaire ou d'un programme doit aussi**
6 **tenir compte des moyens utilisés par les clients pour effacer leur**
7 **consommation. Dans le cadre de l'Option, certains clients préchauffent le**
8 **bâtiment avant un événement de pointe critique et utilisent la masse thermique**
9 **du bâtiment. Un délai plus long permet donc d'optimiser le préchauffage pour**
10 **une contribution maximale.**

- 3.2** Veuillez fournir, pour chacun des hivers entre 2018-2019 et 2020-2021 (à date), les tableaux tels que ceux fournis à la référence (iv).

Réponse :

11 **Les tableaux R-3.2-A et R-3.2-B présentent l'information demandée pour les**
12 **hivers 2018-2019 et 2019-2020 respectivement. Les données pour l'hiver 2020-**
13 **2021 ne seront disponibles qu'à la fin du mois de mai.**

TABLEAU R-3.2-A :
EFFACEMENT LORS DES ÉVÉNEMENTS DE POINTE CRITIQUE DE L'HIVER 2018-2019

Jour	Période	Effacement (MW)
2019-01-14	AM	288
2019-01-17	AM	299
2019-01-21	AM	287
2019-01-21	PM	260
2019-01-22	AM	276
2019-01-31	AM	280
2019-01-31	PM	272
2019-02-01	AM	277
2019-02-12	AM	277
2019-02-19	AM	284
2019-02-27	AM	284
Moyenne		280

TABLEAU R-3.2-B :
EFFACEMENT LORS DES ÉVÉNEMENTS DE POINTE CRITIQUE DE L'HIVER 2019-2020

Jour	Période	Effacement (MW)
2020-01-17	AM	311
2020-01-20	AM	288
2020-01-21	AM	281
2020-02-14	AM	313
2020-02-14	PM	290
Moyenne		297

3.3 Veuillez expliquer pourquoi l'option de crédit hivernal, avec 21 événements de pointe à l'hiver 2019-2020 (référence (vi)) a été mise à contribution beaucoup plus que l'Option GDP Affaires avec seulement 5 événements de pointe critique (référence (v)) pour ce même hiver. Veuillez notamment expliquer pourquoi l'option de crédit hivernal, avec un coût variable de 50 ¢/kWh (500 \$/MWh) pour chaque kWh d'énergie effacée (référence (i)) est mise à contribution beaucoup plus souvent que l'Option GDP Affaires qui a pourtant un coût variable nul.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur rappelle que près de 20 000 clients ont adhéré à la tarification**
- 2 **dynamique pour l'hiver 2019-2020, alors que le Programme était déjà dans le**
- 3 **portefeuille des moyens de gestion du Distributeur et que l'adhésion des clients**
- 4 **à ce programme était en croissance. Ainsi, pour valider les hypothèses de la**

1 conception du crédit hivernal et assurer un déploiement à plus grande échelle,
2 le Distributeur a eu recours à ce moyen plus souvent qu'à celui du Programme,
3 dont les modalités et les contributions étaient connues depuis trois ans.

4 De plus, le Distributeur a procédé à des interruptions des clients adhérant au
5 crédit hivernal lors de fortes demandes les fins de semaine afin de vérifier le
6 potentiel d'effacement en dehors des jours de semaine. Cette modalité est
7 propre au crédit hivernal et permet aussi d'expliquer une possible utilisation
8 supérieure de ce moyen comparativement aux autres moyens de gestion dans
9 le futur.

10 À terme, le portefeuille des moyens de gestion offrira plusieurs solutions pour
11 réduire la charge. Chacun de ces moyens pourra être utilisé de façon spécifique
12 pour assurer l'équilibre offre-demande tout en maintenant le niveau d'adhésion
13 aux cibles recherchées et la satisfaction des clients de participer aux
14 différentes options ou programmes dans un contexte gagnant-gagnant. Ce
15 faisant, le coût du portefeuille de moyens de gestion du Distributeur est
16 globalement inférieur à un moyen de long terme, tout en procurant les mêmes
17 avantages pour sa clientèle.

3.4 Aux fins de comparaison de l'appui financier moyen de l'Option GDP Affaires avec
l'option de crédit hivernal dont il est question à la référence (i), veuillez chiffrer en \$/kW
l'avantage pour le Distributeur de l'option de crédit hivernal qui contribue plus souvent
que l'Option GDP Affaires, selon ce qui apparaît aux références (v) et (vi). Dans le cas
où le Distributeur ne peut chiffrer un tel avantage, veuillez expliquer pourquoi il ne peut
pas le faire.

Réponse :

18 Le Distributeur ne peut chiffrer d'avantage d'une option par rapport à l'autre. Il
19 utilise ces options afin d'assurer leur développement et leur pérennité. En
20 complément de réponse sur l'utilisation des différentes options, voir les
21 réponses aux questions 3.1 et 3.3.

3.5 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ
selon laquelle les prévisions de la ligne Tarification dynamique qui apparaissent au
bilan de puissance du Distributeur tiennent déjà compte du fait qu'ils ne s'effaceront
pas tous lors d'une demande du Distributeur, tel que ce dernier le sous-entend à la
référence (i).

Réponse :

22 Le Distributeur le confirme.

3.6 Veuillez indiquer le pourcentage de réduction que le Distributeur a appliqué aux prévisions des MW planifiés pour obtenir les prévisions de la ligne GDP Affaires qui apparaissent à son bilan de puissance afin de tenir compte de la possibilité évoquée à la référence (i) que des périodes de restriction pourraient ne pas être respectées par certains clients.

Réponse :

1 **Le Distributeur utilise la réduction de puissance réelle connue des hivers**
2 **précédents pour les clients ayant déjà participé au Programme alors que pour**
3 **les nouveaux abonnements, le Distributeur utilise des statistiques d'effacement**
4 **basées sur les cinq ans d'existence du Programme.**

3.7 Veuillez définir ce que le Distributeur entend par les termes de la « *puissance effacée moyenne (vs effective)* » de la référence (i) et expliquer la distinction entre les deux termes. Veuillez comparer ces deux termes avec le terme « *puissance interruptible effective* » de la référence (vii).

Réponse :

5 **Le texte de la référence (i) aurait dû se lire : « Cette contrainte d'un crédit**
6 **calculé sur la base de la puissance effacée effective rend l'Option plus**
7 **pénalisante pour le client que le crédit hivernal ». Ce texte se compare ainsi à**
8 **la définition de *puissance interruptible effective* de la référence (vii).**

3.8 Veuillez expliquer en quoi le fait que la « *contrainte d'un crédit calculé sur la base de la puissance effacée moyenne (vs effective) rend l'Option plus pénalisante pour le client que le crédit hivernal* » aurait pour effet de mitiger « *les risques de migration des clients inscrits au crédit hivernal vers l'Option* », tel qu'exprimé à la référence (i).

Réponse :

9 **Comme mentionné à la pièce HQD-6, document 2 (B-0085)³, le Distributeur est**
10 **d'avis que le risque de migration des clients au crédit hivernal vers l'Option, en**
11 **raison, notamment, de la rémunération potentiellement plus élevée, est mitigé**
12 **par le fait que le calcul du crédit pour l'Option est basé sur l'ensemble des**
13 **événements de pointe critique et expose ainsi les participants à une réduction**
14 **de leur crédit unitaire s'ils ne participent pas à tous les événements pour**
15 **lesquels ils sont appelés.**

3.9 Veuillez expliquer en quoi la « *migration des clients inscrits au crédit hivernal vers l'Option* » constitue un risque pour le Distributeur, tel qu'exprimé à la référence (i).

³ Page 11.

Réponse :

1 **La migration des clients inscrits au crédit hivernal vers l'Option pourrait**
2 **constituer un risque pour le Distributeur puisqu'elle pourrait avoir comme**
3 **impact d'augmenter le nombre de participants à un moyen plus coûteux.**

4. Référence : B-0085, page 12, ligne 10, à page 13, ligne 13.

Préambule :

« Le Distributeur note que 75 % de l'effacement total réalisé au cours de l'hiver 2019-2020 est surtout attribuable aux niveaux d'effacement de moins de 1 200 kW qui, par ailleurs, regroupent 98 % des abonnements inscrits au Programme. De façon plus particulière, le Distributeur fait les constats suivants :

- *Strate 15 - 199 kW : regroupe environ 75 % des abonnements totaux inscrits au Programme, majoritairement composés d'établissements d'enseignement, de succursales de services ou de stations de ski, contribuant pour 22 % de l'effacement total réalisé ;*
- *Strate 200 - 599 kW : regroupe environ 20 % des abonnements totaux inscrits au Programme, majoritairement des commerces de détail, des entreprises de services ou des établissements du secteur de la santé, contribuant pour environ 32 % de l'effacement total réalisé. De l'ensemble des abonnements au tarif M inscrits au Programme, ceux compris dans cette strate, soit environ 23 %, sont les plus contributifs à l'effacement total attribuable aux abonnements à ce tarif ;*
- *Strate 600 - 1 199 kW : regroupe 5 % des abonnements totaux inscrits au programme, contribuant à hauteur de 20 % de l'effacement total réalisé. Cette strate est celle qui présente la plus grande hétérogénéité des strates bornées ;*
- *Strate 1 200 kW - 1 799 kW : regroupe environ 2 % des abonnements totaux inscrits au Programme, contribuant pour 8 % de l'effacement total réalisé. » (Note de bas de page omise; nous soulignons)*

Demande :

4.1 Veuillez fournir, pour l'hiver 2019-2020 et pour chacune des strates apparaissant à la référence, le nombre d'abonnements correspondant à des stations de ski et l'effacement total en MW réalisé par les stations de ski.

Réponse :

4 **Le tableau R-4.1 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-4.1 :
VENTILATION DES ABONNEMENTS ET EFFACEMENT (≥ 15 kW)
ASSOCIÉS AUX STATIONS DE SKI

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements	Effacement (kW)
De 15 à 199	27	1 833
De 200 à 599	10	3 443
De 600 à 1 199	4	3 553
De 1 200 à 1 799	1	1 797
De 1 799 et plus	1	2 351
Total	43	12 977

RAPPORTS D'AUDIT DE TECHNOSIM

5. **Référence** : B-0080, annexe A, page 2 (PDF 13).

Préambule :

« 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. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 5.1 Veuillez fournir des exemples des méthodes statistiques dont il est question à la référence et qui auraient pu être appliquées si la taille de l'échantillon n'avait pas été limitée selon ce que Technosim affirme à la référence.

Réponse de Technosim :

- 1 **En établissant un intervalle de confiance (parfois appelé marge d'erreur) pour**
2 **un niveau de confiance donnée (ex. ± X pour 95 %).**

- 5.2 Veuillez expliquer pourquoi Technosim considère que l'échantillon a une taille limitée qui empêcherait l'application de méthodes statistiques comme elle l'affirme à la référence.

Réponse de Technosim :

1 Pour clarifier, il demeurerait possible d'appliquer une méthode
2 d'échantillonnage tel que mentionné à la réponse à la question 5.1. Toutefois,
3 le but était de rejoindre une diversité de clients, comme par exemple ceux
4 appartenant à chaque catégorie de marché ou de niveau d'effacement, pour
5 lesquels chaque population était limitée, tout en respectant une limite globale
6 établie à la suite des discussions avec Hydro-Québec tenant compte des délais
7 disponibles pour effectuer l'audit. En utilisant une méthode basée sur
8 l'intervalle de confiance pour de petites populations, l'échantillon devient
9 important. L'évaluation de la taille de l'échantillon a alors été basée sur des
10 critères qualitatifs permettant de rejoindre les divers secteurs (commercial,
11 industriel, institutionnel) pour diverses tranches d'effacement mais sans faire
12 appel au calcul formel d'intervalles de confiance.

13 Voir également la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements
14 n° 2 de l'ACEFQ à la pièce HQD-7, document 2.

5.3 Veuillez indiquer qu'elle est la taille de l'échantillon qui aurait été nécessaire pour que les méthodes statistiques dont il est question à la référence auraient pu être appliquées.

Réponse de Technosim :

15 La taille serait liée à l'intervalle de confiance souhaité. À titre d'information,
16 l'échantillon total de 37 participants correspond à un intervalle de confiance de
17 +/- 15 pour un niveau de confiance de 95%.

5.4 Étant donné « la taille limitée de l'échantillon et les critères à considérer », tel que mentionné à la référence, veuillez fournir l'évaluation de Technosim de la marge d'erreur des résultats qu'elle a obtenus dans son rapport à la pièce B-0080.

Réponse de Technosim :

18 Voir la réponse à la question 5.3.

6. Référence : B-0080, annexe A, page 3 (PDF 14).

Préambule :

« 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. » (Nous soulignons)

Demandes :

6.1 Veuillez expliquer la différence entre les valeurs de 356 et de 373 pour le nombre de participants pour la même période 2019-2020, tel qu'il apparaît à la référence.

Réponse :

1 **Les valeurs de 356 et de 373 pour l'hiver 2019-2020 représentent**
2 **respectivement le nombre de participants (projets) pour lesquels un appui**
3 **financier a été versé et le nombre de participants (projets) inscrits au**
4 **Programme au début de l'hiver. Il y a donc eu 17 projets pour lesquels aucun**
5 **effacement n'a été constaté.**

6.2 Veuillez indiquer les critères retenus pour fixer l'objectif de l'audit de contacter 10 % des clients ayant participé au programme, tel que le mentionne Technosim à la référence.

Réponse de Technosim :

6 **Discussions tenues avec Hydro-Québec sur la segmentation à utiliser, soit le**
7 **niveau d'effacement et les secteurs. La taille retenue visait à permettre d'avoir**
8 **une gamme de clients couvrant ces paramètres.**

6.3 Veuillez notamment indiquer si cet objectif a été fixé pour s'assurer que la taille de l'échantillon permette une marge d'erreur raisonnable sur les résultats. Dans l'affirmative, veuillez fournir les calculs permettant d'en arriver à une telle conclusion. Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi ça n'a pas été fait.

Réponse de Technosim :

9 **L'objectif visé a été atteint en permettant de contacter une variété de clients**
10 **selon les secteurs et le niveau d'effacement. La taille sélectionnée a été jugée**
11 **adéquate et la marge qui en découle est de +/-15%.**

7. Références :

- (i) B-0094, pages 2 et 3 (PDF 5 et 6);
- (ii) B-0094, page 11 (PDF 14);
- (iii) B-0080, Annexe A, page 26 (PDF 37);
- (iv) B-0094, page 20 (PDF 23), tableau B1;
- (v) B-0094, page 4 (PDF 7);
- (vi) B-0094, page 4 (PDF 7).

Préambule :

- (i) « *Le marché visé par l'enquête correspond aux abonnements de moyenne puissance. Hydro-Québec a fourni un échantillon de 106 noms de clients de divers secteurs n'ayant pas participé au programme GDP Affaires, dont 7 de centre de traitement de données. Ces clients sont dénommés « non-participants » dans ce rapport. Toutefois, comme les code SCIAN des clients ne sont pas disponibles, il n'est pas possible de fournir une répartition par secteur de l'échantillon utilisé pour effectuer les entrevues.*
En plus de cet échantillon de 106 non-participants, Technosim disposait déjà d'une liste de 37 clients ayant participé au programme GDP Affaires, identifié comme « participants » dans la suite du rapport. » (Nous soulignons)

(ii)

A. Secteur d'activités dans lequel œuvre votre entreprise

- A1. Œuvrez-vous dans le secteur commercial, institutionnel ou industriel?
- A2. Et de façon plus précise, quel est le secteur d'activités de votre entreprise (exemple : école, soins de santé, industrie du plastique)?

(iii)

Réponses à la demande de renseignements n° 2
de l'AHQ-ARQ

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

(iv)

Tableau B1 : Seuil minimal identifié par les clients non-participants

Client #	Estimé du seuil minimal (\$/kW)
1	\$ 80
2	\$ 100
3	Ne peut quantifier
4	Ne peut quantifier
5	\$ 80
6	\$ 20
7	\$ 102
8	\$ 110
9	Ne peut quantifier
10	\$ 198
11	\$ 60
12	Ne peut quantifier
13	\$ 67
14	\$ 50
15	\$ 261
16	\$ 35
17	\$ 90
18	\$ 176
19	\$ 90
20	\$ 56
21	Techniquement non envisageable
22	Techniquement non envisageable
23	Réduit déjà beaucoup en hiver
24	Pertes de production non acceptable
25	\$ 30
26	\$ 140
27	Aucune marge de réduction
28	Ne voudrait participer en aucun temps
29	Ne voudrait participer en aucun temps
Moyenne	\$ 97

(v) « Les résultats quantitatifs se divisent en deux catégories, soit pour les clients non-participants et pour les participants. Il est important de souligner que la quantification de l'appui financier requis est beaucoup plus difficile à quantifier pour les non-participants puisque ces derniers ont une connaissance évidemment plus limitée des mécanismes de GDP et des coûts associés à la mise en oeuvre des mesures de GDP. Dans bien des cas, les clients non-participants ne pouvaient quantifier directement en \$/kW le niveau d'appui financier requis. Il a toutefois été possible d'obtenir des indications sur le niveau global d'appui requis en termes plus globaux, tel qu'un pourcentage de leur facture, ou encore une valeur totale annuelle en dollars. Dans de tels cas, la puissance pointe du client était demandé ou encore un estimé de leur réduction possible en kW. Cette information permettait alors de dériver un niveau d'appui en termes de \$/kW d'effacement typique. L'incertitude demeure plus élevée avec les non-participants dû à cette difficulté de bien cerner les coûts associés à la mise en place de la GDP dans leur entreprise.

Au total, plus de 60% des non-participants ayant participé à l'entrevue ont tout de même pu fournir des indications sur l'appui minimal requis, malgré le niveau d'incertitude plus élevé qui demeure applicable à leur estimation. » (Nous soulignons)

- (vi) « 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)

Demandes :

- 7.1 Veuillez ventiler les 106 noms de l'échantillon de clients dont il est question à la référence (i) par les « divers secteurs ».

Réponse de Technosim :

1 L'information sur le secteur d'activités ne permet pas ce niveau de détail, car le
2 code SCIAN n'était pas disponible. Par ailleurs, étant donné la taille de
3 l'échantillon, une telle segmentation n'aurait aucune valeur statistique au
4 niveau de la représentativité.

Réponse du Distributeur :

5 Le code SCIAN est un code attribué aux entreprises selon leur secteur d'activité
6 en fonction du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord.

7 Pour plus de détails, voir le [portail de Statistique Canada⁴](#).

- 7.2 Veuillez expliquer comment Hydro-Québec a procédé pour établir l'échantillon de 106 noms de clients dont il est question à la référence (i).

Réponse :

8 Le Distributeur a d'abord cherché à identifier des clients ne participant pas au
9 Programme, mais dont les profils de consommation ont un potentiel
10 d'effacement en période de pointe. Pour ce faire, le Distributeur s'est appuyé
11 sur les connaissances de ses délégués commerciaux.

- 7.3 Veuillez expliquer ce qu'est le « code SCIAN » mentionné à la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

12

⁴ https://www23.statcan.gc.ca/imdb/p3VD_f.pl?Function=getVD&TVD=1181553v .

- 7.4 Veuillez expliquer comment Technosim justifie son affirmation de la référence (i) selon laquelle « *il n'est pas possible de fournir une répartition par secteur de l'échantillon utilisé pour effectuer les entrevues* » alors que l'information est demandée aux répondants selon ce qui est indiqué à la référence (ii).

Réponse de Technosim :

1 **Une question relative aux secteurs était posée aux répondants lors des**
2 **entrevues et une réponse était fournie dans la majorité des cas. Toutefois,**
3 **comme cette information n'était pas disponible avant les entrevues,**
4 **l'échantillon n'a pas tenu compte du secteur. L'analyse a donc été effectuée**
5 **sans cette segmentation. Le tableau C-1 de la référence (i) fournit la répartition**
6 **par secteurs selon les réponses obtenues. La référence citée dans la question**
7 **devrait être clarifiée pour indiquer que l'analyse par secteurs n'a pas été**
8 **effectuée puisque l'échantillonnage ne tenait pas compte du secteur.**

- 7.5 Pour chacun des secteurs faisant l'objet de la question A1 à la référence (ii), veuillez fournir le nombre de clients dans la population totale de laquelle a été tiré l'échantillon de 106 noms dont il est question à la référence (i), de même que la puissance totale consommée par ces clients en 2019. En d'autres mots, l'AHQ-ARQ recherche le nombre et la puissance totale de tous les clients du Distributeur, dans chacun des secteurs, qui ne sont pas des participants de l'Option GDP Affaires mais qui y seraient admissibles.

Réponse :

9 **Le Distributeur réfère l'intervenant au tableau 7 de la pièce HQD-2, document 1**
10 **- Renseignements généraux du rapport sur les renseignements fournis en vertu**
11 **de l'article 75.1 pour 2019⁵ quant au nombre d'abonnements par secteur**
12 **d'activités en 2019. En ce qui a trait à la puissance totale, il ne peut soumettre**
13 **l'information demandée compte tenu des délais impartis.**

- 7.6 Veuillez fournir l'évaluation de Technosim de la marge d'erreur des résultats qu'elle a obtenus dans son rapport à la pièce B-0094, en tenant compte notamment de la taille de l'échantillon des clients interrogés et du niveau d'incertitude plus élevé mentionné à la référence (v).

Réponse de Technosim :

14 **Il n'est pas possible d'estimer la marge d'erreur en tenant compte de la taille de**
15 **l'échantillon puisque Technosim ne dispose pas de la taille de la population qui**
16 **serait applicable à cet échantillon. Quant à l'incertitude mentionnée à la**

⁵ Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2019, pièce HQD-2, document 1 (B-0005), page 8.

1 référence (v), il s’agit d’une affirmation qualitative, mais qui ne peut être
 2 quantifiée.

7.7 Pour chacun des clients apparaissant au tableau B1 de la référence (iv), veuillez fournir l’information sur son « secteur » avec le même niveau de détail que celui fourni à la première colonne du tableau de la référence (iii). Si ce n’est pas possible, veuillez expliquer pourquoi c’était possible pour la référence (iii) et ce ne le serait pas pour la référence (iv).

Réponse de Technosim :

3 Il n’est pas possible de fournir l’information demandée puisque dans la majorité
 4 des cas, le niveau d’effacement, qui se trouve dans le tableau de la référence
 5 (iii), n’est pas disponible. Le tableau B1 avec secteur tel que fourni par les
 6 répondants est le suivant :

Client #	Estimé du seuil minimal (\$/kW)	Secteur selon les répondants
1	\$ 80	Industriel
2	\$ 100	Institutionnel
3	Ne peut quantifier	Institutionnel
4	Ne peut quantifier	Industriel
5	\$ 80	Institutionnel
6	\$ 20	Institutionnel
7	\$ 102	Industriel
8	\$ 110	Commercial
9	Ne peut quantifier	Institutionnel
10	\$ 198	Commercial
11	\$ 60	Industriel
12	Ne peut quantifier	Institutionnel
13	\$ 67	Industriel
14	\$ 50	Institutionnel
15	\$ 261	Industriel
16	\$ 35	Industriel
17	\$ 90	Institutionnel
18	\$ 176	Commercial
19	\$ 90	Industriel
20	\$ 56	Institutionnel
21	Techniquement non envisageable	Industriel
22	Techniquement non envisageable	Industriel
23	Réduit déjà beaucoup en hiver	Industriel
24	Pertes de production non acceptable	Industriel
25	\$ 30	Industriel
26	\$ 140	Commercial
27	Aucune marge de réduction	Industriel
28	Ne voudrait participer en aucun temps	Commercial
29	Ne voudrait participer en aucun temps	Commercial

7.8 Pour chacun des clients apparaissant au tableau B1 de la référence (iv), veuillez fournir l'information sur le « *secteur d'activités* » de son entreprise selon les réponses obtenues à la question A2 de la référence (ii).

Réponse de Technosim :

1 **Voir la réponse à la question 7.7.**

7.9 Pour chacun des clients apparaissant au tableau B1 de la référence (iv), veuillez fournir les informations sur la « *puissance pointe du client* » et/ou sur l'« *estimé de leur réduction possible en kW d'effacement typique* » mentionnées à la référence (v). Dans les cas où le client n'aurait pas fourni l'estimé de sa réduction possible en kW d'effacement, veuillez indiquer comment Technosim a dérivé cette valeur.

Réponse de Technosim :

2 **Les puissances pointes n'ont pas été obtenues des répondants pour la plupart**
3 **d'entre eux. Dans 8 cas, un estimé de l'effacement a été fourni, lorsque le**
4 **répondant ne pouvait fournir le \$/kW directement. Technosim n'a pas établi de**
5 **valeurs pour les effacements des clients qui fournissaient leur seuil minimal en**
6 **\$/kW.**

7.10 Veuillez concilier l'information de la référence (i) selon laquelle « *Le marché visé par l'enquête correspond aux abonnements de moyenne puissance* » et la mention à la référence (vi) d'un client de grande puissance.

Réponse de Technosim :

7 **Il s'agit d'un client de grande puissance comparativement aux autres, mais qui**
8 **est sous le seuil du tarif LG puisqu'il a indiqué ne pas y être éligible.**

CLIENTS À PROFIL DE CONSOMMATION ATYPIQUE

8. Référence : B-0080, page 6, lignes 6 à 28.

Préambule :

« Le Distributeur rappelle que, pour plusieurs participants, il peut établir plus d'une courbe de puissance de référence (courbe de référence) afin d'utiliser celle qui est la plus représentative du profil de consommation normal du client pour calculer l'effacement lors d'un événement de GDP. C'est le cas pour un participant ayant un profil de consommation qui peut varier d'un événement de GDP à l'autre, notamment en fonction de ses heures d'opération, par exemple une banque ou une industrie, ou selon des conditions climatiques et des considérations

opérationnelles, par exemple, les stations de ski. Le nombre d'abonnements ayant plus d'une courbe de référence varie entre 40 % et 60 % environ d'un hiver à l'autre et cela, en fonction du moment où les événements de GDP surviennent.

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

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

- 3,7 % de l'ensemble des abonnements inscrits au Programme (2018-2019 : 3,6 %) ;
- 13 044 kW d'effacement réel, dont 10 676 kW de puissance admissible (2018-2019 : 6 075 kW) ;
- 4,2 % de l'appui financier global versé (2018-2019 : 2,4 %). » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

Demandes :

- 8.1** Pour chacun des hivers entre 2018-2019 et 2020-2021, veuillez fournir le nombre d'abonnements inscrits au Programme (ou à l'Option GDP Affaires selon le cas), l'effacement réel en kW et le montant de l'appui financier global en ventilant toutes ces informations par le nombre de courbes de référence et en fournissant aussi ces mêmes informations pour le sous-ensemble des abonnements des stations de ski.

Réponse :

1 **Les tableaux R-8.1-A et R-8.1-B présentent l'information demandée pour les**
2 **hivers 2018-2019 et 2019-2020 respectivement. Les données pour l'hiver 2020-**
3 **2021 ne seront disponibles qu'à la fin du mois de mai. Le Distributeur tient à**
4 **souligner que les contributions des abonnements des stations de ski pour les**
5 **hivers 2018-2019 et 2019-2020 présentées à la section 3 de la pièce HQD-6,**
6 **document 1 (B-0080) auraient dû se lire 3,8 % et 4,0 % respectivement, comme**
7 **indiqué aux tableaux R-8.1-A et R-8.1-B.**

TABLEAU R-8.1-A :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS POUR L'HIVER 2018-2019

	Nombre d'abonnements			Effacement (kW)	Appui financier*
	Total	Aucun effacement	Effacement constaté		
Non atypique (1 courbe)	1 208	225	983	191 738	**
Atypique prévisible (2 courbes et plus)	716	-	716	82 847	**
Atypique non prévisible***	76	37	39	6 075	425 250 \$
Programme	2 000	262	1 738	280 660	17 654 980 \$
Contribution des atypiques	39,6%	14,1%	43,4%	31,7%	**
Contribution atypique non prévisible***	3,8%	14,1%	2,2%	2,2%	2,4%

* Appui financier calculé selon l'ordonnance de sauvegarde

** Non disponible car l'appui financier est calculé par projet. Un projet peut comprendre des abonnements atypiques et non atypiques.

*** Correspond aux stations de ski

TABLEAU R-8.1-B :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS POUR L'HIVER 2019-2020

	Nombre d'abonnements			Effacement (kW)	Appui financier*
	Total	Aucun effacement	Effacement constaté		
Non atypique (1 courbe)	783	59	724	138 067	**
Atypique prévisible (2 courbes et plus)	1 111	79	1 032	146 252	**
Atypique non prévisible***	78	21	57	13 044	747 320 \$
Programme	1 972	159	1 813	297 363	17 825 640 \$
Contribution des atypiques	60,3%	62,9%	60,1%	53,6%	**
Contribution atypique non prévisible***	4,0%	13,2%	3,1%	4,4%	4,2%

* Appui financier calculé selon l'ordonnance de sauvegarde

** Non disponible car l'appui financier est calculé par projet. Un projet peut comprendre des abonnements atypiques et non atypiques.

*** Correspond aux stations de ski

8.2 Pour chacun des hivers entre 2018-2019 et 2020-2021, veuillez fournir, pour les abonnements ayant plus d'une courbe de référence et dont le profil de consommation est atypique et prévisible, tel que mentionné à la référence, le nombre d'abonnements inscrits au Programme (ou à l'Option GDP Affaires selon le cas), l'effacement réel en kW et le montant de l'appui financier global en ventilant toutes ces informations par le nombre de courbes de référence et en fournissant aussi ces mêmes informations pour le sous-ensemble des abonnements des stations de ski.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 8.1.

1

8.3 Pour chacun des hivers entre 2018-2019 et 2020-2021, veuillez fournir, pour les abonnements ayant plus d'une courbe de référence et dont le profil de consommation est atypique et non prévisible, tel que mentionné à la référence, le nombre d'abonnements inscrits au Programme (ou à l'Option GDP Affaires selon le cas), l'effacement réel en kW et le montant de l'appui financier global en ventilant toutes ces informations par le nombre de courbes de référence et en fournissant aussi ces mêmes informations pour le sous-ensemble des abonnements des stations de ski.

Réponse :

2

Voir la réponse à la question 8.1.

9. Référence : B-0085, page 18, lignes 2 à 12.

Préambule :

« Pour s'assurer de la justesse de l'appui financier à verser aux clients avec profils de consommation atypiques et non prévisibles, le Distributeur dispose d'indicateurs statistiques qui lui permettent, d'une part, d'identifier les profils de consommation atypiques et, d'autre part, d'utiliser la bonne courbe de référence afin de rémunérer de façon juste la contribution de la réduction de puissance de ces clients à profils de consommation atypiques. Le Distributeur s'assure donc d'utiliser la courbe de référence la plus adéquate possible pour agir de façon juste et équitable. Ainsi, il n'y a pas de sur ou de sous rémunération pour l'effacement constaté provenant des clients à profils de consommation atypiques.

Ainsi, le Distributeur maintient le calcul de l'appui financier pour les abonnements ayant un profil de consommation atypique non prévisible présenté au cours de la phase 1 du présent dossier. » (Nous soulignons)

Demandes :

9.1 Veuillez fournir la liste des « *indicateurs statistiques* » dont il est question à la référence avec des exemples de leur utilisation sur des cas types.

Réponse :

3

Afin d'identifier les abonnements à profil de consommation atypique, le Distributeur peut avoir recours au coefficient de corrélation linéaire (R^2) et au coefficient de variation (Coefficient of Variation = COV) pour l'analyse de la courbe de régression linéaire. Le Distributeur présente aux figures R-9.1-A à R-9.1-C la performance de chaque indicateur pour trois différentes courbes de régression linéaire.

4

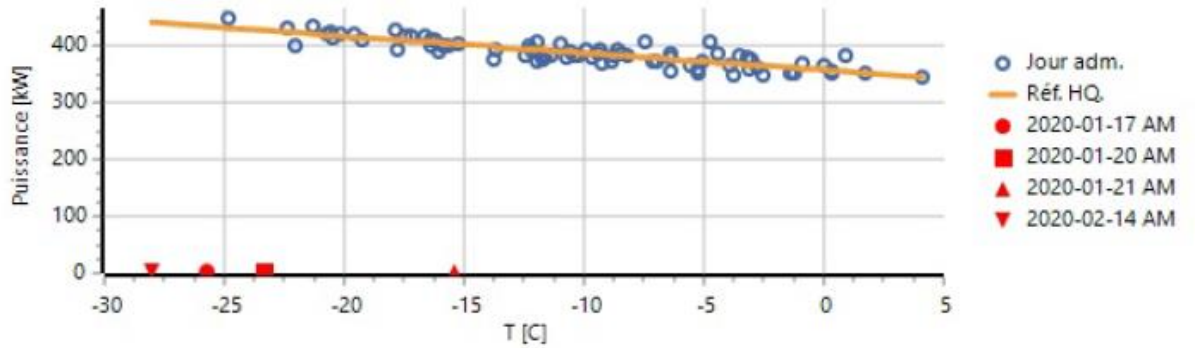
5

6

7

8

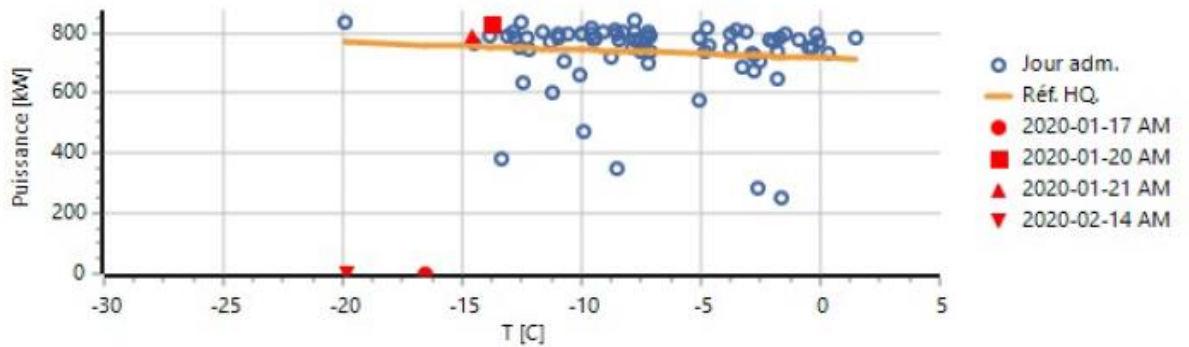
FIGURE R-9.1-A :
INDICATEURS STATISTIQUES FAVORABLES



Coefficient de variation (COV) : Excellent

Coefficient de corrélation linéaire (R²) : Excellent

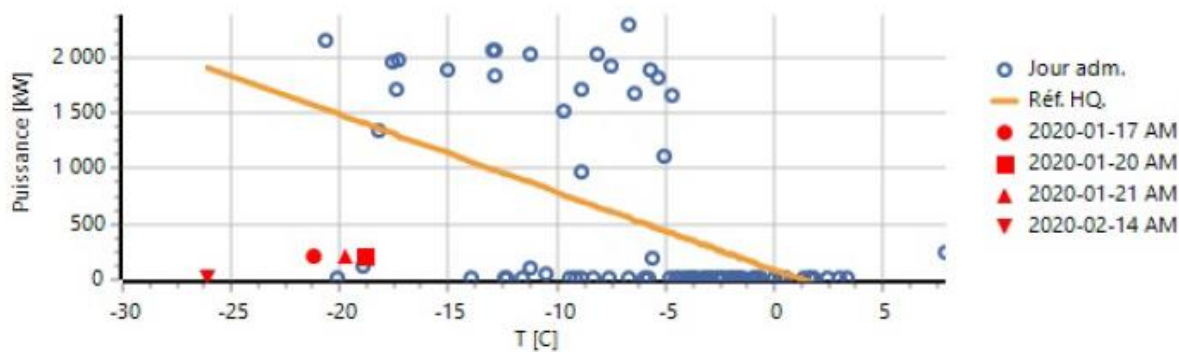
FIGURE R-9.1-B :
INDICATEURS STATISTIQUES VARIABLES



Coefficient de variation (COV) : Moyen

Coefficient de corrélation linéaire (R²) : Moyen

**FIGURE R-9.1-C :
INDICATEURS STATISTIQUES NON FAVORABLES**



Coefficient de variation (COV) : Mauvais
Coefficient de corrélation linéaire (R²) : Mauvais

9.2 Veuillez décrire en détail les algorithmes qui sont utilisés pour i) identifier les profils de consommation atypiques, ii) déterminer le nombre de courbes de référence requises et iii) utiliser la bonne courbe de référence afin de rémunérer de façon juste la contribution de la réduction de puissance de ces clients à profils de consommation atypiques, tel qu'indiqué à la référence.

Réponse :

1 **L'algorithme mathématique pour calculer les différents indicateurs statistiques**
2 **est accessible dans la littérature scientifique et des manuels de référence.**

3 **Le Distributeur tient à préciser qu'il n'y a pas d'algorithme mathématique**
4 **permettant d'établir le nombre de courbes adéquat et la bonne courbe à utiliser.**
5 **Ceci repose sur une analyse visuelle de la classification des profils de**
6 **consommation quotidiens pour tous les jours de la période hivernale de**
7 **l'abonnement (exemple tous les lundis, tous les jours avec des heures**
8 **d'opération tardives, etc.).**

9.3 Veuillez indiquer si les clients ont accès aux intrants et aux résultats détaillés de l'exercice mentionné à la référence pour les cas qui les concernent. Dans l'affirmative, veuillez indiquer avec un exemple sous quelle forme ces informations sont transmises. Dans la négative, veuillez justifier une telle omission.

Réponse :

9 **Les données de consommation sont disponibles sur le portail de**
10 **consommation de l'espace client ou avec le service VigieLigne alors que les**

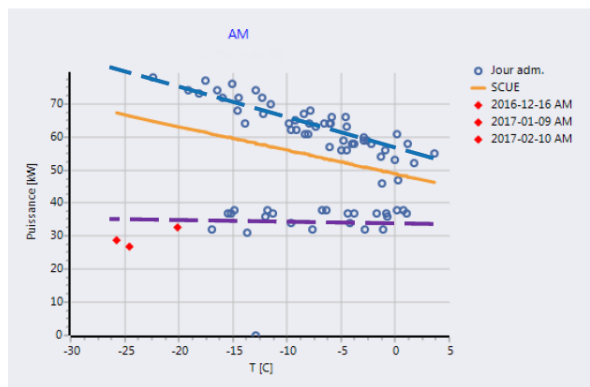
1 données météo sont disponibles sur le site d'environnement canada ou le site
2 Web de Simeb⁶.

3

10. Référence : B-0049, page 5.

Préambule :

• Compteur qui nécessite plus d'une courbe



Demandes :

10.1 Veuillez indiquer ce que représente l'acronyme SCUE représentant la courbe orange à la référence.

Réponse :

4 SCUE est l'acronyme pour Services Conseils de l'Utilisation de l'Énergie, soit
5 l'unité chez Hydro-Québec qui est responsable des graphiques présentés lors
6 des audiences de la Phase 1⁷. La courbe en orange représente la « Courbe de
7 la puissance de référence » telle qu'elle est définie dans le texte des Tarifs.

10.2 Veuillez expliquer comment a été déterminée la courbe orange de la référence en indiquant notamment les points réels de consommation sur lesquels elle s'appuie.

Réponse :

8 La courbe en orange du graphique présenté au préambule est la régression
9 linéaire qui passe par tous les points présents au graphique. Cette courbe a

⁶ <https://www.simeb.ca/index.php?>

⁷ Dossier R-4041-2018 – Phase 1, pièce HQD-4, document 2.1 (B-0049).

1 servi à démontrer que l'utilisation d'une seule courbe pour cet abonnement
2 hypothétique pouvait sous ou surestimer l'appui financier à verser à un client
3 pour cet abonnement, d'où la nécessité de regrouper les jours à profil de
4 consommation similaires pour établir les deux courbes (mauve et bleu) de
5 référence qui soient représentatives du profil de consommation de cet
6 abonnement.

11. Référence : B-0098, pages 22 à 27.

Préambule :

« Exemple 1 – Profil de consommation atypique prévisible (banque)

Le tableau R-4.3-A expose l'analyse réelle d'une banque à l'hiver 2019-2020. La **courbe de référence no 1** regroupe les jours où la banque était ouverte jusqu'à 16 h, alors que la **courbe de référence no 2** regroupe ceux où la banque l'était jusqu'à 20 h.

[...]

Exemple 2 - Profil de consommation atypique prévisible (usine)

Le tableau R-4.3-B expose l'analyse réelle d'un abonnement associé à une usine à l'hiver 2019-2020. L'usine démarre ses opérations le lundi matin et elles se terminent le vendredi après-midi. Ainsi, la **courbe de référence no 1** regroupe uniquement les lundis (journée de démarrage qui se distingue des autres), la **courbe no 2** les mardis, mercredis et jeudis, et la **courbe no 3** les vendredis (arrêt des opérations).

[...]

Exemple 3 – Profil de consommation atypique non prévisible (canons à neige d'une station de ski)

Le tableau R-4.3-D expose l'analyse réelle d'un abonnement associé à la fabrication de neige d'une station de ski à l'hiver 2019-2020. La **courbe de référence no 1** regroupe les jours de fabrication de neige et exclut les jours sans profil de consommation, donc sans appel de puissance, ceux-ci étant regroupés dans la **courbe de référence no 2**. » (Nos emphases)

Demandes :

11.1 Relativement à la référence, veuillez fournir les graphiques des deux courbes de référence de l'exemple 1, des trois courbes de référence de l'exemple 2 et des deux courbes de référence de l'exemple 3.

Réponse :

7 Les figures R-11.1-A à R-11.1-G présentent les graphiques des deux courbes de
8 référence de l'exemple 1, des trois courbes de référence de l'exemple 2 et des
9 deux courbes de référence de l'exemple 3.

FIGURE R-11.1-A :
COURBE DE RÉFÉRENCE N° 1 DE L'EXEMPLE 1

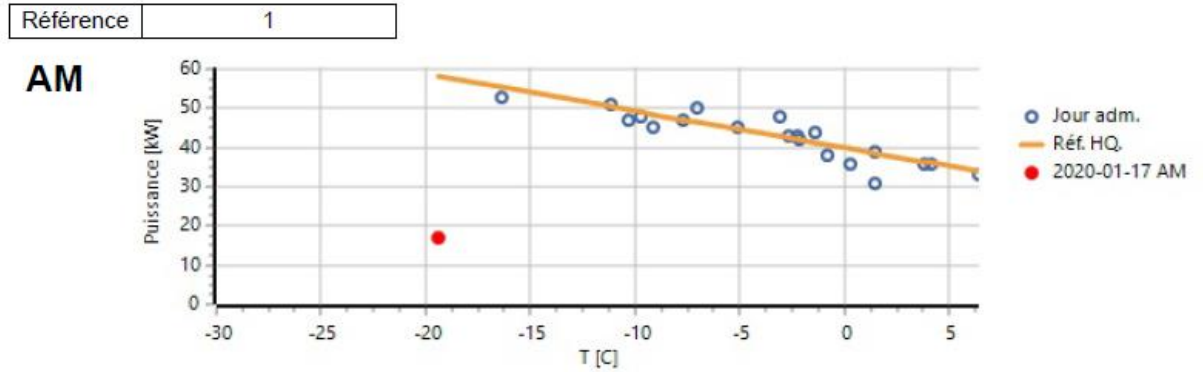


FIGURE R-11.1-B :
COURBES DE RÉFÉRENCE N° 2 DE L'EXEMPLE 1

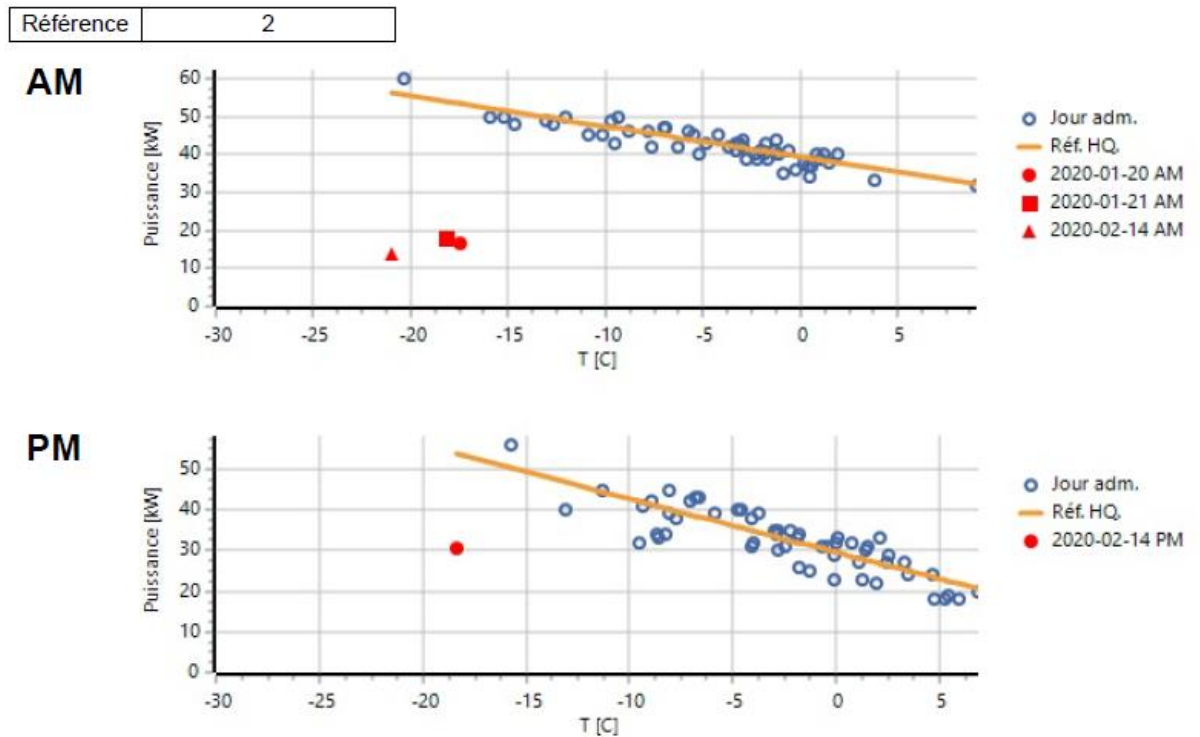


FIGURE R-11.1-C :
COURBE DE RÉFÉRENCE N° 1 DE L'EXEMPLE 2

Référence	1
-----------	---

AM

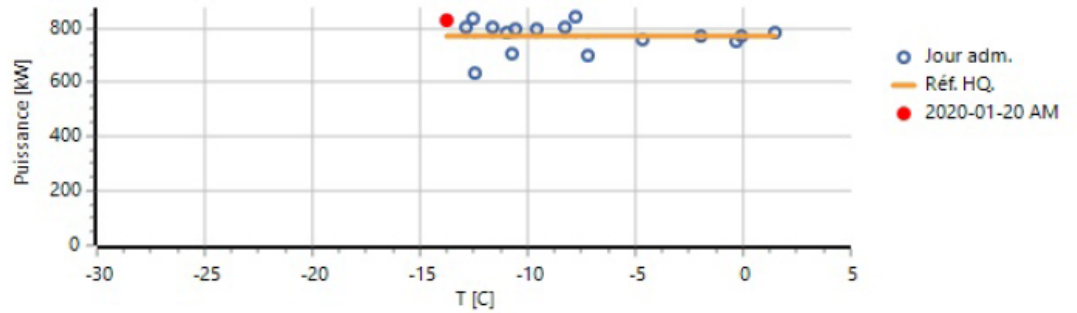


FIGURE R-11.1-D :
COURBE DE RÉFÉRENCE N° 2 DE L'EXEMPLE 2

Référence	2
-----------	---

AM

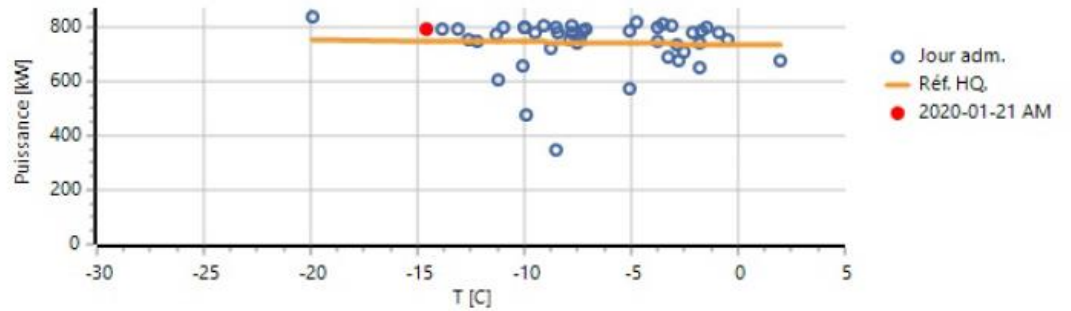
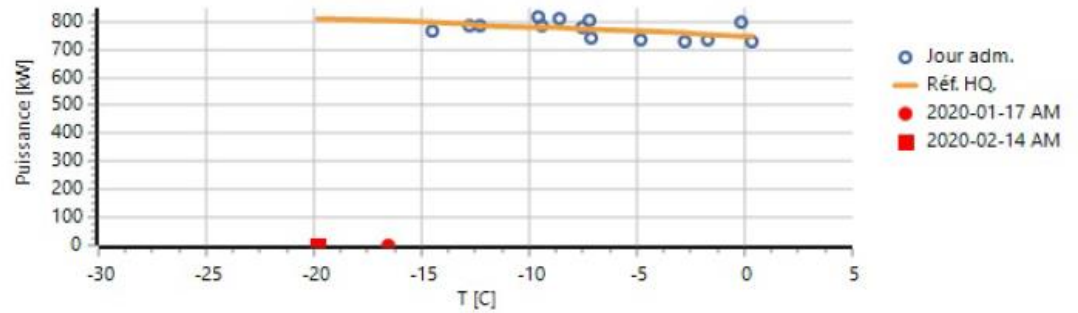


FIGURE R-11.1-E :
COURBES DE RÉFÉRENCE N° 3 DE L'EXEMPLE 2

Référence	3
-----------	---

AM



PM

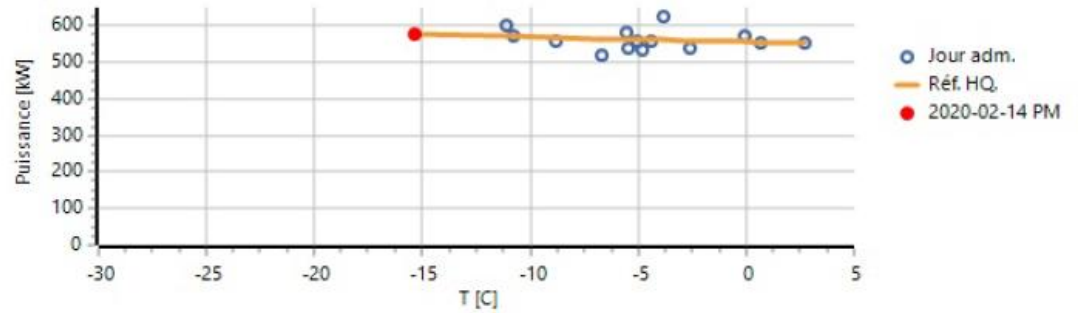
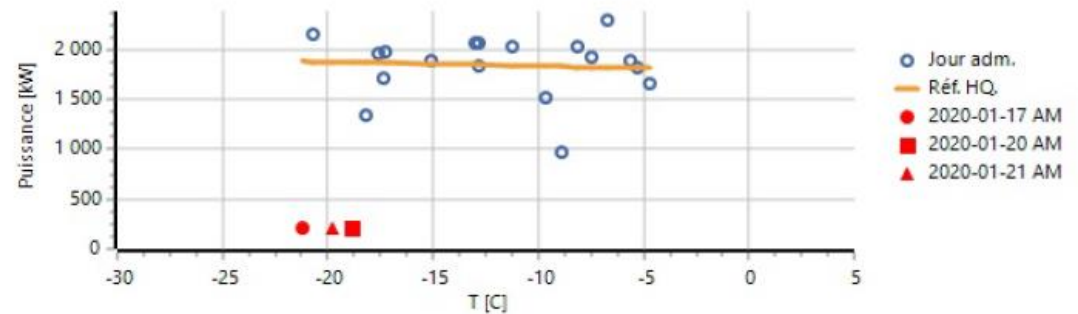


FIGURE R-11.1-F :
COURBE DE RÉFÉRENCE N° 1 DE L'EXEMPLE 3

Référence	1
-----------	---

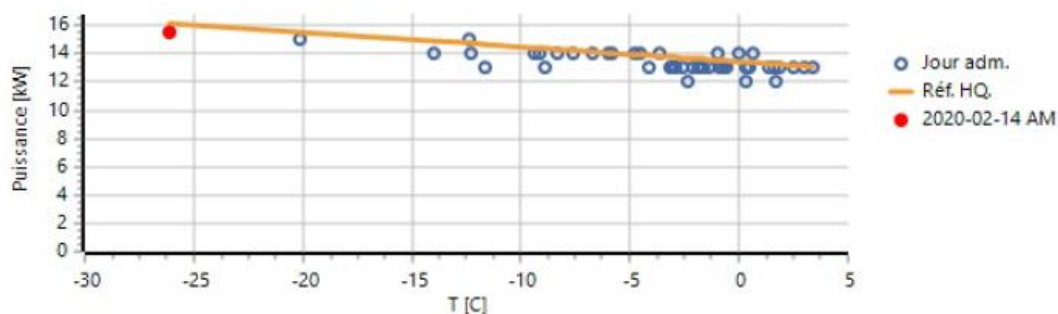
AM



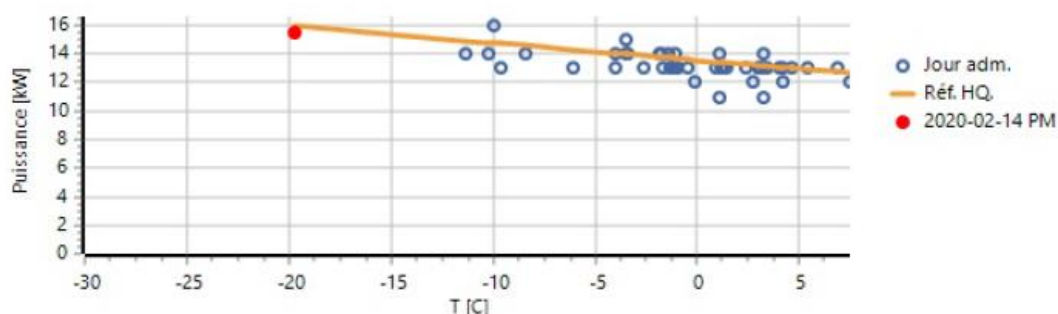
**FIGURE R-11.1-G :
COURBES DE RÉFÉRENCE N° 2 DE L'EXEMPLE 3**

Référence	2
-----------	---

AM



PM



1

11.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur recueille les informations permettant de déterminer plusieurs courbes de référence comme, par exemple, les heures d'ouverture des commerces et industries clientes, tel qu'il apparaît à la référence.

Réponse :

2

Les heures d'ouverture et d'opération des clients se reflètent sur les profils de consommation qui sont enregistrés par les compteurs du Distributeur.

3

ANALYSE ÉCONOMIQUE

12. Référence :

- (i) B-0085, page 22, tableau 6;
- (ii) B-0010, page 8, lignes 4 à 7;
- (iii) R-4110-2019, B-0041, page 37, réponse 13.3;

- (iv) R-4110-2019, B-0106, page 22, tableau 3.2 révisé;
- (v) B-0032, page 3, lignes 1 à 21;
- (vi) B-0085, page 21, lignes 10 à 13.

Préambule :

(i)

TABLEAU 6 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES

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

- (ii) « De plus, pour s'assurer que la GDP soit une ressource fiable au même titre qu'une ressource conventionnelle, le Distributeur ajoute une réserve à celle-ci de 17 %. Cette réserve est déterminée en utilisant un modèle qui tient compte des modalités de cette ressource. La réserve représente une couverture de l'incertitude associée à la GDP. » (Nous soulignons)
- (iii) « Pour ses évaluations de fiabilité, le Distributeur utilise le modèle MARS. C'est en effet le modèle de référence. Pour l'estimation des taux de réserve des moyens de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité, le Distributeur utilise le modèle FEPMC. Contrairement au modèle MARS, le modèle FEPMC permet de tenir compte des modalités d'un moyen de gestion. Ces modalités sont : nombre d'appels par jour, nombre d'appels par semaine, durées minimale et maximale d'un appel, délai minimum entre deux appels, limitations d'utilisation (jour férié, fin de semaine), utilisation maximale quotidienne et utilisation maximale annuelle. » (Nous soulignons)
- (iv)

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ¹ :
 BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 409	43 147	43 630	44 068	44 480	44 591	44 975	45 330	45 688
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 378	1 570	1 776	2 113	2 331	2 510	2 583	2 594	2 610
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	640	570	776	1 013	1 111	1 170	1 243	1 254	1 270
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

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

- (v) « Le critère de fiabilité en puissance est exprimé en jour/an (0,1 jour/an). De ce fait, le modèle de fiabilité utilisé (MARS) calcule l'espérance de délestage en termes de nombre de jours par année. Ainsi, l'utilisation des moyens de gestion est aussi exprimée en nombre de jours par année.

Pour les quatre prochaines pointes, l'espérance d'utilisation du Programme par année est la suivante :

- 2018-2019 : 1,44 jour/an
- 2019-2020 : 1,55 jour/an
- 2020-2021 : 1,23 jour/an
- 2021-2022 : 1,28 jour/an

Le Distributeur tient à préciser que cette espérance inclut un grand nombre de cas sans jour d'utilisation du Programme. Ceux-ci surviennent généralement lorsque les besoins en puissance simulés sont plus faibles, notamment en raison des conditions climatiques plus chaudes que la normale. L'utilisation du Programme est beaucoup plus valorisée pour les cas de besoins en puissance plus élevés que le scénario moyen de demande (ce qui serait évidemment le cas pour des besoins en puissance comparables à ceux incluant la réserve tels que considérés dans le bilan en puissance du Distributeur).

Le Distributeur rappelle que l'utilisation d'un moyen de gestion est fonction de sa position dans l'ordonnancement des moyens de gestion. Ainsi, l'utilisation de la GDP pourrait varier grandement. » (Nous soulignons)

- (vi) « Ainsi compte tenu du faible nombre de projets avantagés, du faible gain qui en découle, de la faible probabilité qu'aucun événement de pointe critique ne survienne au cours d'un hiver, ainsi que de l'importance de maintenir un moyen de mitigation du risque pour les clients participants, le Distributeur est d'avis qu'il n'y pas lieu de corriger le MAFM. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 12.1** Relativement au taux de réserve de 17 % apparaissant à la référence (i), veuillez indiquer si le calcul de ce taux a été effectué pour chacun des hivers de la période 2021-2022 à 2028-2029. Dans l'affirmative, veuillez fournir les valeurs résultantes. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait étant donné l'augmentation significative de la puissance totale des moyens de gestion et, en particulier, de l'Option GDP Affaires dans le bilan de puissance du Distributeur sur cette période.

Réponse :

1 **Le taux de réserve n'est pas calculé sur l'ensemble de la période du Plan. Il est**
2 **calculé pour une année seulement et maintenu constant par la suite.**

3 **Le Distributeur simule le modèle de fiabilité uniquement pour les quatre**
4 **premières années du Plan. Cette approche est justifiée par le fait qu'à long**
5 **terme, l'incertitude croissante sur les ressources et sur la demande conduirait**
6 **à des résultats erronés.**

- 12.2** Veuillez fournir l'ordonnancement des moyens de gestion fourni au modèle FEPMC dont il est question à la référence (iii) pour effectuer les simulations menant au calcul du taux de réserve de 17 % pour l'Option GDP Affaires, tel qu'indiqué à la référence (i). Veuillez inclure dans votre réponse les moyens de gestion suivants inclus dans le bilan de puissance de la référence (iv) : contrats de puissance avec HQP pour 500 MW (inclus dans « Contrats avec HQP »), Électricité interruptible, GDP Affaires, Interruption chaînes de blocs, Tarification dynamique, Hilo, Bonification électricité interruptible, Démarrage de la centrale des IDLM en pointe, Abaissement de tension et Marchés de court terme.

Réponse :

7 **L'ordonnancement des moyens de gestion dans le modèle FEPMC est le**
8 **suivant :**

- 9 **1. achats de court terme ;**
10 **2. option électricité interruptible et bonification OÉI ;**
11 **3. GDP Affaires ;**
12 **4. chaînes de bloc ;**
13 **5. tarification dynamique ;**

1 **6. Hilo ;**

2 **7. abaissement de tension.**

3 **Pour le moment, la centrale des IDLM n'est pas modélisée comme un moyen de**
4 **gestion.**

5 **Le contrat avec le Producteur est modélisé comme un achat. Comme il n'y a**
6 **pas de contraintes quant à son utilisation, à l'exception des 351 heures**
7 **annuellement, sa présence à la pointe d'hiver est jugée garantie.**

12.3 Veuillez décrire la méthode qui a été utilisée pour fixer à 50 le nombre d'heures d'interruption apparaissant à la référence (i).

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 12.4 de la demande de renseignements n° 1 d'OC**
9 **à la pièce HQD-7, document 7.**

12.4 Comme l'a fait le Distributeur à la référence (v), veuillez fournir, pour chacun des hivers entre 2021-2022 et 2028-2029 inclusivement, l'espérance d'utilisation de l'Option GDP Affaires en jours par an. Dans le cas où le Distributeur ne réalise pas les simulations sur tous les hivers demandés, veuillez indiquer quels sont les contraintes qui l'empêchent de le faire en termes notamment de données disponibles et de capacité de calcul.

Réponse :

10 **Le Distributeur dispose de l'information pour les trois prochaines pointes :**

- 11 • **2021-2022 : 2,58 jours/an ;**
- 12 • **2022-2023 : 3,06 jours/an ;**
- 13 • **2023-2024 : 3,38 jours/an.**

14 **Le Distributeur rappelle que le modèle est simulé sur un horizon de quatre ans.**
15 **Techniquement, le Distributeur peut simuler le modèle sur l'ensemble de**
16 **l'horizon. Toutefois, au-delà de l'horizon de moyen terme, les résultats n'ont**
17 **pas beaucoup de signification et d'intérêt à cause de l'incertitude croissante**
18 **sur la demande et les ressources. D'ailleurs, les organismes de réglementation**
19 **de la fiabilité ne recommandent pas une analyse stochastique au-delà d'un**
20 **horizon de cinq années.**

21 **Dans son évaluation probabiliste du LTRA⁸, le NERC statue que :**

⁸ https://www.nerc.com/files/2012_ProbA.pdf

1 ***Additionally, performing a probabilistic assessment beyond five years is***
2 ***not useful. Beyond a five-year period, significant resource uncertainty***
3 ***exists and can render erroneous results.***
4 **(page 10)**

12.5 Pour chacun des hivers entre 2021-2022 et 2028-2029 inclusivement, veuillez fournir le « *nombre de cas sans jour d'utilisation* » de l'Option GDP Affaires, pour appuyer l'affirmation du Distributeur à la référence (v) selon laquelle ce serait un « *grand nombre* ».

Réponse :

5 **Le Distributeur ne dispose pas de l'information détaillée à ce sujet. À la**
6 **référence (v), l'affirmation sur « le nombre de cas sans jour d'utilisation » de**
7 **l'option GDP Affaires était basée sur une évaluation plus qualitative que**
8 **quantitative, soit sur une appréciation de l'ensemble des scénarios de faible et**
9 **forte demande.**

12.6 Veuillez concilier l'information fournie à la référence (vi) selon laquelle il y aurait une « *faible probabilité qu'aucun événement de pointe critique ne survienne au cours d'un hiver* » et l'information fournie à la référence (v) selon laquelle il y aurait « *un grand nombre de cas sans jour d'utilisation* » de l'Option GDP Affaires (autrefois le Programme).

Réponse :

10 **Depuis la mise en place du Programme, il n'y a eu aucun hiver où le Distributeur**
11 **n'a pas eu recours à ce moyen à au moins une reprise. De surcroît, compte tenu**
12 **du resserrement du bilan d'énergie, le Distributeur prévoit un accroissement**
13 **des besoins et des achats en période d'hiver. Ceci renforce la probabilité que**
14 **des événements de pointe critique surviennent au cours des prochains hivers**
15 **et la faible probabilité d'un non-recours à l'Option sur cet horizon.**