

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

- 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).
 - 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.
 - 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.
 - 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* ».
 - 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)).
-

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).
- 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).
- 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).

- 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.
- 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.

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'OÉI, 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 mitigant 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	
	Options	
	I	II
Les interruptions effectuées en vertu de la présente section doivent respecter les modalités suivantes :		
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.
- 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).
- 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.
- 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.
- 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).
- 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.
- 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).
-

- 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).
- 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).
- 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.
-

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)

Demandses :

- 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.
 - 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.
 - 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.
 - 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.
-

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.
- 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.
- 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.

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)

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

- 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.
- 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.

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

Préambule :

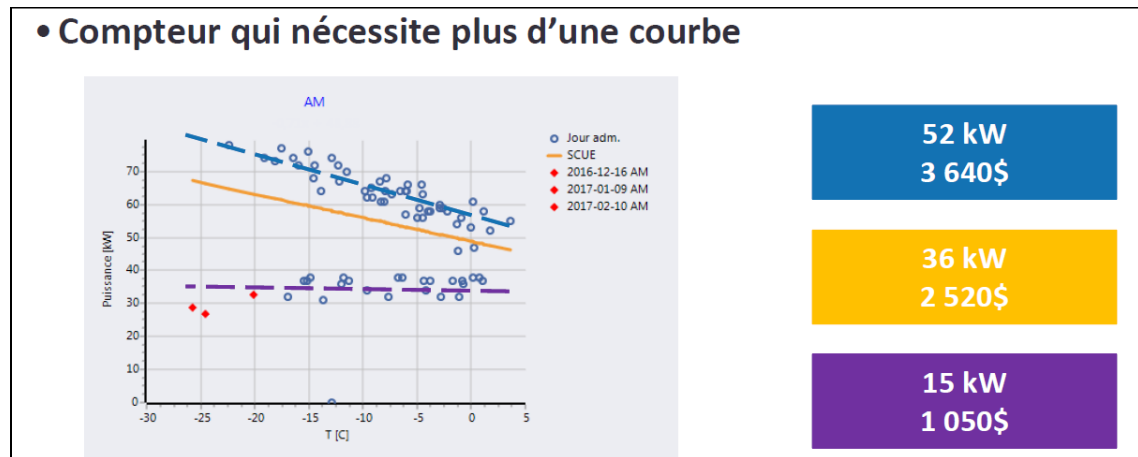
« Pour s'assurer de la justesse de l'appui financier à verser aux clients avec profils de consommation atypiques et non prévisibles, le Distributeur dispose d'indicateurs statistiques qui lui permettent, d'une part, d'identifier les profils de consommation atypiques et, d'autre part, d'utiliser la bonne 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.
- 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.
- 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.
- 10. Référence :** B-0049, page 5.

Préambule :



Demandes :

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

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.
- 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.

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
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du 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'ordonnement 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.
- 12.2** Veuillez fournir l'ordonnement 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.
- 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).
- 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.
-

- 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* ».
- 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).
-