D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2025-037	R-4270-2024	14 mars 2025
	Phase 4	

PRÉSENTS :

Louise Rozon
Simon Turmel
Pierre Dupont
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond pour la Phase 4 volet A – Refonte des options tarifaires de GDP pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle

Demande de fixation des tarifs et des conditions d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (années 2023, 2024 et 2025) et de distribution d'électricité (année 2025-2026)

Demanderesse :

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
représentée par Mes Joelle Cardinal, Marie-Michelle Côté et Simon Turmel.

Intervenants :

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)
représenté par Mes Steve Cadrin et Carolyne Fauteux;

Association canadienne de l'électricité renouvelable (ACER)
représentée par Mes Marie-Pierre Boudreau et Pierre-Olivier Charlebois;

Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ)
représentée par Mes Nicolas Dubé et Paule Hamelin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)
représenté par Me Sylvain Lanoix;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)
représentée par Mes Gaëlle Obadia et André Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)
représenté par Me Geneviève Paquet;

Nalcor Energy Marketing Corporation (NEMC)
représentée par Mes Paule Hamelin et Nicolas Dubé;

Option consommateurs (OC)
représentée par Me Éric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)
représenté par Mes Hadrien Burlone, Gabrielle Champigny et Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)
représenté par Me Jocelyn Ouellette;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)
représenté par Me Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)
représentée par Mes Serena Trifiro et Hélène Sicard;

Union des producteurs agricoles (UPA)
représentée par Me Rémi Jolicoeur.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ACRONYMES **6**

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS **6**

1 DEMANDE **7**

2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE **7**

3 DEMANDE DU DISTRIBUTEUR **8**

3.1 CONTEXTE 9
3.2 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR 10

4 POSITION DES INTERVENANTS ET COMMENTAIRES DU DISTRIBUTEUR **18**

5 OPINION DE LA RÉGIE **24**

DISPOSITIF : **38**

LISTE DES ACRONYMES

DDR	demande de renseignements
GDP	gestion de la demande de puissance
OÉI	option d'électricité interruptible
GDP Affaires	option tarifaire de gestion de la demande de puissance pour la clientèle d'affaires
GDP Engagement	option tarifaire de gestion de la demande de puissance pour les clients aux tarifs G, M, LG et L
GDP Latitude	option tarifaire de gestion de la demande de puissance pour les clients aux tarifs G, M, G9, LG ainsi que pour les clients au tarif L pour un abonnement d'une puissance de moins de 50 000 kW

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS

$	dollar canadien
M	méga (million)
kW	kilowatt
MW	mégawatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh

1 DEMANDE

[1] Le 1er août 2024, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) déposent à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande afin de modifier les tarifs et les conditions de transport d'électricité pour les années 2023, 2024 et 2025, et de distribution d'électricité pour l'année 2025-2026 (la Demande).

[2] Cette Demande est déposée en vertu des articles 25, 30, 31, 32, 34, 48, 48.2, 49, 50, 51, 52.1, 52.1.2,52.2 et 52.3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1] (la Loi).

[3] Par sa décision procédurale D-2024-097[2], la Régie encadre le traitement des Phases 1, 2 et 3 et renvoie l'examen de certains sujets dans le cadre d'une phase 4 (Phase 4) en trois volets, soit les volets A, B et C. La phase 4 volet A (Phase 4A) traite de la refonte des options tarifaires de GDP pour les clientèles commerciales, institutionnelles et industrielles (la Clientèle).

[4] L'audience de la Phase 4 A se déroule du 4 au 6 février 2025.

[5] La présente décision porte sur la refonte des options tarifaires de GDP pour la Clientèle.

2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[6] La Régie accueille partiellement la Demande et déclare provisoires, à compter du 1er avril 2025, les options tarifaires de GDP faisant l'objet de la Demande.

[7] Sur la base de la preuve au dossier, la Régie approuve la structure tarifaire de la GDP Engagement et de la GDP Latitude, soit d'offrir des sous-options d'engagement par

---

1 RLRQ, c. R-6.01.

2 Décision D-2024-097.

bloc de 20 heures d'interruption, réparties entre 20 et 100 heures, et de prévoir une structure progressive de crédits de puissance interruptible effective.

[8] Également, elle approuve les modalités des options tarifaires de GDP, à l'exception des modalités suivantes qu'elle maintient sous examen, au motif de l'insuffisance de la preuve du Distributeur :

Pour la GDP Engagement :

- Le crédit maximal offert à la sous-option 20 heures.

Pour la GDP Latitude :

- Le crédit maximal offert aux sous-options 20 heures et 40 heures;
- Le transfert automatique des clients abonnés à la GDP Affaires vers la sous-option 40 heures de la GDP Latitude;
- L'établissement du seuil minimum de participation à 50 % des événements de pointe aux fins de la rémunération;
- L'ajout de limitations additionnelles d'admissibilité aux alinéas 2 et 3 de l'article 6.41 des Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec.

[9] La Régie complètera prochainement l'examen de ces modalités de la GDP Engagement et de la GDP Latitude.

3 DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

[10] Le Distributeur propose une refonte des options tarifaires de GDP en les remplaçant par la GDP Engagement et la GDP Latitude. Cette refonte vise à regrouper les options tarifaires de GDP sous une offre globale[3].

[3] Pièce B-0191, p. 47.

[11] Cette refonte prévoit que la GDP Engagement soit mise en vigueur le 1er avril 2025 pour les clients de grande puissance. Pour sa part, la GDP Engagement pour les clients de petite et moyenne puissance et la GDP Latitude pour la Clientèle, à l'exception des clients au tarif L ayant une puissance appelée de plus de 50 MW, seront mises en vigueur le 1er avril 2026. La GDP Affaires sera ainsi prolongée afin de mitiger les impacts potentiels de la refonte sur le bilan de puissance pour l'hiver 2025-2026[4].

[12] Enfin, le Distributeur précise que les options tarifaires GDP Engagement et GDP Latitude constituent une offre commerciale globale, cohérente et complémentaire[5]. Chaque option comporte cinq blocs d'heures d'interruption, qui varient entre 20 et 100 heures. Les crédits d'interruption représentent les valeurs qu'attribue le Distributeur en tenant compte des modalités de chacune des options d'interruption, telles que la fréquence, la période de la journée et la nature de l'engagement.

3.1 CONTEXTE

[13] L'OÉI est instaurée en 2003 et actualisée en 2014[6]. Les crédits de cette option tarifaire ont été indexés d'avril 2021 à mars 2025, en vertu de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*[7].

[14] Le programme GDP Affaires est instauré en 2015 sous forme d'un projet pilote, pour ensuite devenir une option tarifaire en 2019 (la GDP Affaires)[8].

[15] En 2022, la Régie approuve une modification de la GDP Affaires et les montants d'appui financier dégressif qui sont associés au nombre de kW interrompu, dont le montant moyen est fixé à 66 $/kW[9].

---

4 Pièce B-0311.
5 Pièce A-0132, p. 108 et 109.
6 Dossiers R-3518-2003, décision D-2003-224, et R-3891-2014, décisions D-2014-156 et D-2014-169.
7 LQ 2019, c. 27.
8 Dossiers R-3933-2015, pièce B-0042 p. 19, décision D-2016-033 et R-4041-2018, décision D-2019-164, p. 59.
9 Dossier R-4208-2022, décision D-2023-131, p. 28 et 31.

3.2 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

[16] Le Distributeur soumet que l'objectif premier de la refonte consiste à maintenir l'attractivité des options de GDP pour la Clientèle afin d'atteindre les MW inscrits au bilan de puissance et, ultimement, de les accroître.

[17] Le Distributeur indique que l'OÉI et la GDP Affaires prévoient un nombre maximal d'heures d'interruption. Il précise que, dans le cadre de la commercialisation de ces options tarifaires, les heures historiquement appelées étaient mises de l'avant pour procurer une prévisibilité aux clients, et non le nombre maximal d'heures prévu à ces options de GDP qui n'a jamais été atteint[10].

[18] Le Distributeur souligne que des freins à la participation aux options de GDP ont été identifiés à la suite d'une consultation de la Clientèle. Il s'agit notamment de la non-adéquation de la rémunération de l'OÉI, de la dégressivité de la structure de crédits de la GDP Affaires, de la prévisibilité des appels d'interruption et de l'adaptation aux différentes réalités opérationnelles des clients[11].

[19] La refonte vise à atténuer ces freins en offrant à la Clientèle une flexibilité dans le choix des options de GDP, en bonifiant la rémunération en fonction des services rendus et en assurant la rentabilité des options[12].

[20] Dans le cadre de cette refonte, le Distributeur entend appeler systématiquement la majorité, voire l'ensemble des heures des blocs d'interruption auxquels la Clientèle souscrira[13].

[21] Le Distributeur estime que, sans la mise en place d'une offre répondant à la fois aux contraintes de la Clientèle et à ses besoins, le risque est élevé d'assister à un déclin de la participation. Le Distributeur conclut que la refonte vise notamment à éviter un

---

10 Pièce B-0247, p. 12 et 13.
11 Pièce B-0359, p. 9.
12 Pièce B-0359, p. 3.
13 Pièce B-0191, p. 40.

effritement de la participation de la Clientèle et à assurer l'atteinte des MW liés à la GDP qui sont inscrits au bilan de puissance de l'État d'avancement 2023[14].

Description des options tarifaires de GDP

[22] Le Distributeur propose de remplacer la GDP Affaires et l'OÉI par deux nouvelles options tarifaires comportant des modalités plus flexibles pour les clients[15] :

- La GDP Latitude, accessible aux clients des tarifs G, M, G9, LG ainsi qu'aux clients du tarif L ayant une puissance appelée de moins de 50 MW;
- La GDP Engagement, accessible aux clients des tarifs G, M, LG ainsi qu'aux clients du tarif L. Les clients admissibles doivent fournir une puissance interruptible similaire d'une année à l'autre et présenter un profil de consommation stable comportant un facteur d'utilisation supérieur à 60 %.

[23] La GDP Engagement est composée de 20 sous-options d'interruption définies en fonction d'un bloc d'heures annuel, de la période de la semaine et du nombre maximal d'interruptions journalière.

[24] La GDP Latitude comporte cinq sous-options d'interruption définies en fonction d'un bloc d'heures annuel, applicable seulement du lundi au vendredi en raison d'un nombre maximum de deux fois par jour.

[25] À la demande du Distributeur, un client de la GDP Latitude peut cependant participer à des événements de pointe durant la fin de semaine. Sa participation n'affecte pas sa moyenne de semaine et, en contrepartie, il reçoit une rémunération additionnelle.

Structure de crédit des options de GDP

[26] Le point de départ de la structure de crédit des deux options tarifaires de la GDP repose sur le crédit moyen de la GDP Affaires fixé dans la décision D-2023-131 à savoir,

---

14 Pièce B-0191, p. 36 et 37.

15 Pièce B-0191, p. 38.

66 $/kW auquel l'ajustement tarifaire 2024 de même qu'un facteur additionnel de 4 % pour l'année 2025 ont été ajoutés[16]. Le Distributeur évalue ainsi le crédit fixe de la sous-option correspondant à un bloc d'interruptions de 40 heures de la GDP Latitude à 72 $/kW.

[27] Le montant du crédit proposé est établi selon la structure de chacune des sous-options. Afin d'inciter un client à opter pour des blocs d'heures d'interruption plus élevés, le Distributeur vise à ce que l'incrément dans le crédit total soit significatif entre les blocs[17].

[28] En raison de son caractère davantage contraignant pour le client, la GDP Engagement offre une meilleure prévisibilité d'interruption, ce qui représente une plus grande valeur pour le Distributeur, d'où la présence d'un crédit plus élevé, comparativement à la GDP Latitude[18]. Autrement dit, la structure de crédit proposée s'avère financièrement plus avantageuse pour les clients inscrits à la GDP Engagement comparativement à la GDP Latitude.

[29] Le tableau suivant résume les caractéristiques et les modalités des sous-options tarifaires de la GDP Engagement et de la GDP Latitude.

---

16 Pièce B-0191, p. 41.
17 Pièce B-0191, p. 41.
18 Pièce B-0226, p. 18.

TABLEAU 1

GDP ENGAGEMENT ET GDP LATITUDE

SOUS OPTIONS, CRÉDITS FIXE ET VARIABLE ET CRÉDITS TOTAUX

Type de participation	Heures d'interruptions	Période de la semaine	Crédit fixe $/kW	Crédit variable ¢/kWh		Crédit total (100% des heures appelées)	
				Maximum 1 interruption par jour (matin ou soir) ¢/kWh	Maximum 2 interruptions par jour (matin et/ou soir) ¢/kWh	Maximum 1 interruption par jour (matin ou soir) $/kW	Maximum 2 interruptions par jour (matin et/ou soir) $/kW
Engagement	20	Lundi-Vendredi	50	5	35	51	57
		Lundi-Dimanche	52			53	59
	40	Lundi-Vendredi	65			67	79
		Lundi-Dimanche	67			69	81
	60	Lundi-Vendredi	67			70	88
		Lundi-Dimanche	69			72	90
	80	Lundi-Vendredi	69			73	97
		Lundi-Dimanche	71			75	99
	100	Lundi-Vendredi	71			76	106
		Lundi-Dimanche	73			78	108
Latitude	20	Lundi-Vendredi	43	Non applicable		Non applicable	43
	40		72				72
	60		82				82
	80		89				89
	100		96				96
	Fin de semaine	Samedi-Dimanche	1,81 (3h) ou 2,42 (4h)				1,81 (3h) ou 2,42 (4h)

[30] Tel que mentionné, le point de départ de la structure des crédits repose sur le montant de 72 $/kW attribué au bloc d'heures de 40 heures de la GDP Latitude, qui s'apparente au crédit moyen fixé par la Régie à l'égard de la GDP Affaires. Ainsi, dans le cadre de sa refonte, le Distributeur propose de transférer automatiquement les clients actuels de la GDP Affaires au bloc de 40 heures de la GDP Latitude.

[31] Le tableau qui précède démontre que pour la GDP Engagement, le montant des crédits associés au bloc de 20 heures, soit 57 $/kW, est significativement inférieur à celui du bloc de 40 heures, soit 79 $/kW. Le Distributeur considère que cette démarcation devrait inciter les clients actuels de l'OÉI à opter pour un bloc d'interruptions de 40 heures. Cela devrait ainsi permettre un plus grand effacement de la part des clients, tout en maintenant la rentabilité pour le Distributeur.

[32] Selon le Distributeur, les clients abonnés à la GDP Affaires adhèreront à la GDP Latitude, alors que ceux abonnés à l'OÉI adhèreront à la GDP Engagement. Il prévoit que

la majorité des clients choisiront à court terme les blocs de 20 heures et de 40 heures afin de tester les nouvelles modalités des options tarifaires et de mitiger leurs risques[19].

[33] Le tableau suivant présente les contributions attendues des participants à la GDP Engagement et à la GDP Latitude en termes de MW effacés.

TABLEAU 2

CONTRIBUTION AUX OPTIONS DE GDP ENGAGEMENT ET DE GDP LATITUDE[20]

Contributions à la GDP Engagement (MW)

	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
E-20	647	636	651	671	694	713	717	717	717	717
E-40	252	258	264	272	281	289	290	290	290	290
E-60	230	236	242	249	257	264	266	266	266	266
E-80	26	27	27	28	29	30	30	30	30	30
E-100	26	27	27	28	29	30	30	30	30	30
Total	1 181	1 183	1 212	1 247	1 290	1 326	1 333	1 333	1 333	1 333

Contributions à la GDP Engagement (%)

	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
E-20	55%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%
E-40	21%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
E-60	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
E-80	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
E-100	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Contributions à la GDP Latitude (MW)

	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
L-20	183	188	192	198	204	210	211	211	211	211
L-40	201	206	211	218	225	231	232	232	232	232
L-60	28	28	29	30	31	32	32	32	32	32
L-80	14	14	14	15	15	16	16	16	16	16
L-100	14	14	14	15	15	16	16	16	16	16
Total	439	450	461	475	491	505	507	507	507	507

Contributions à la GDP Latitude (%)

	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
L-20	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
L-40	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%
L-60	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
L-80	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
L-100	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Contributions à la GDP (MW)

	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
20 Hre	830	824	843	868	898	923	928	928	928	928
40 Hre	453	464	475	489	506	520	523	523	523	523
60 Hre	258	264	271	278	288	296	298	298	298	298
80 Hre	40	41	42	43	44	46	46	46	46	46
100 Hre	40	41	42	43	44	46	46	46	46	46
Total	1 620	1 633	1 673	1 722	1 781	1 830	1 840	1 840	1 840	1 840

Contributions à la GDP (%)

	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
20 Hre	51%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
40 Hre	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
60 Hre	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
80 Hre	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
100 Hre	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

19 Pièce B-0191, p. 40.

20 Pièce B-0362.

[34] Le Distributeur vise une migration progressive des clients de la GDP Affaires, ayant un profil de consommation relativement stable et maîtrisant la gestion de leur puissance, vers la GDP Engagement[21].

[35] Le Distributeur rejette la prémisse selon laquelle il pourrait continuer à planifier l'équilibre de son bilan en puissance en tablant sur le fait que les clients pourraient offrir, à long terme et de façon pérenne, un effacement de 100 heures. Il soutient que l'acceptation de cette prémisse serait irresponsable et mettrait à risque la sécurité d'approvisionnement du Québec[22].

[36] Le Distributeur considère que la rétention des clients à l'OÉI a été possible en limitant fortement son utilisation en termes d'interruption, avec une moyenne de 11 heures durant les cinq derniers hivers[23]. La rétention de la très grande majorité des clients à la GDP Affaires, peu importe le niveau de réduction de puissance pour le client, a été possible en limitant également son utilisation, mais dans une moindre mesure que l'OÉI, avec une moyenne de 25 heures durant les cinq derniers hivers[24].

[37] Le Distributeur demeure convaincu que cette refonte améliorera l'attractivité des options tarifaires de GDP, en plus d'encourager les comportements souhaités des clients, permettant ainsi l'effacement d'une partie de leur consommation durant les périodes de pointe. Dès l'hiver 2024-2025, le Distributeur estime que la contribution de la GDP au bilan de puissance s'élèvera à 1 615 MW, pour atteindre environ 2 000 MW sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032[25].

[38] Le Distributeur soutient qu'un préavis de 2 heures avant un événement de pointe est considéré par certains clients comme étant un risque opérationnel, ce qui constitue une barrière à une participation accrue de leur part à la GDP. À cet égard, il propose d'allonger la période du préavis en le transmettant à 15 h la veille d'un événement de

---

21 Pièce B-0191, p. 39.
22 Pièce B-0367, p. 11.
23 Pièce B-0241, p. 23.
24 Pièce B-0246, p. 5.
25 Pièce B-0367, p. 10.

pointe, tout en conservant une marge de manœuvre lui permettant d'appeler ses clients jusqu'à 2 heures de préavis, lors de circonstances exceptionnelles[26].

[39] En définitive, sans cette refonte, le Distributeur est d'avis qu'il éprouvera de la difficulté à convaincre les clients à adhérer à une option tarifaire de GDP ou à améliorer leur performance et leur engagement, ce qui compromettrait l'atteinte des MW inscrits au bilan de puissance sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032[27].

Taux de réserve et taux pour la valorisation

[40] Le Distributeur évalue le taux de réserve de la GDP Engagement à 26 % et celui de la GDP Latitude à 41 %. Le taux de réserve de la combinaison des deux options de GDP est évalué à 30 %[28]. Le tableau suivant compare les taux de réserve de l'OÉI et de la GDP Affaires avec ceux des options tarifaires de GDP proposées par le Distributeur.

TABLEAU 3

TAUX DE RÉSERVE OÉI ET GDP AFFAIRES

Moyens / Options	Taux de réserve
OÉI / GDP Engagement	11 % / 26 %
GDP Affaires / GDP Latitude	12 % / 41 %

[41] Le Distributeur précise que le taux de réserve de la GDP Engagement est établi sur la base d'un préavis de 2 heures[29].

[42] Dans l'analyse de rentabilité des options tarifaires de GDP proposées, le Distributeur calcule un taux de valorisation qui s'apparente méthodologiquement au taux de réserve d'un moyen de gestion donné, mais en diffère sur le plan du portefeuille de

26 Pièce B-0191, p. 45.
27 Pièce B-0367, p. 8.
28 Pièce B-0047, p. 58.
29 Pièce B-0246, p. 10.

référence. Lorsqu'appliqués à chacune des sous-options tarifaires, ces taux permettent de reconstituer la valeur globale de la GDP Latitude et de la GDP Engagement[30].

[43] Selon le Distributeur, la méthodologie de calcul du taux pour la valorisation n'est pas nouvelle. Elle constitue une simple adaptation de la méthodologie éprouvée de calcul du taux de réserve, laquelle a été appliquée aux particularités des options tarifaires étudiées. Il est ainsi d'avis que les résultats obtenus sont parfaitement cohérents avec les résultats globaux utilisés aux fins de l'établissement du bilan de puissance du plan d'approvisionnement[31].

[44] Le Distributeur soumet que les taux pour la valorisation brute sont utilisés pour proposer une structure de crédit bien calibrée. Les taux pour la valorisation lui permettent donc de conclure que toutes les sous-options sont rentables[32].

Impact de la refonte des moyens de GDP sur le bilan de puissance

[45] Le Distributeur dépose, en audience, un bilan de puissance qui met en évidence la contribution prévue des options de GDP à la fiabilité en puissance, en plus de démontrer que la refonte proposée contribuera à l'atteinte des valeurs inscrites au bilan de puissance[33].

---

30 Pièces B-0246, p. 11 et 12, et B-0326, p. 4 et 5.

31 Pièce B-0367, p. 16.

32 Pièce B-0246, p. 12. En réponse à un engagement pris en audience, le Distributeur précise les notions de taux pour la valorisation brute et pour la valorisation nette (pièce B-0365).

33 Pièce B-0359, p. 6.

4 POSITION DES INTERVENANTS ET COMMENTAIRES DU DISTRIBUTEUR

AHQ-ARQ

[46] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver la refonte proposée des options de GDP et de demander au Distributeur de déposer une demande modifiée dans le cadre d'une phase subséquente[34].

[47] L'AHQ-ARQ estime qu'un surplus apparait au bilan de puissance du Distributeur jusqu'à l'hiver 2026-2027[35]. En comparant les données inscrites à l'État d'avancement 2023 avec celles du suivi administratif de décembre 2024, l'intervenant constate que les besoins à la pointe sont surestimés de 739 MW, tandis que la contribution des moyens de GDP est sous-estimée de 200 MW. L'AHQ-ARQ considère que la refonte ne répond pas à l'objectif visé considérant que les modifications proposées réduisent la contribution au bilan de puissance sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032 au lieu de l'augmenter[36].

[48] L'AHQ-ARQ estime que l'effritement actuel de l'OÉI résulte de facteurs exogènes plutôt que de ses modalités. En outre, l'effritement de la GDP Affaires est inexistant considérant la croissance de la contribution de ce moyen inscrite au bilan de puissance. Sur la base de ces constats, l'intervenant est d'avis qu'il n'y a pas d'urgence à procéder à la refonte proposée[37].

[49] L'AHQ-ARQ considère que les taux de réserve des options tarifaires de GDP proposées sont sous-estimés sur l'horizon du plan d'approvisionnement, car ils ne sont pas calculés pour chaque année. De plus, le taux de réserve de la GDP Engagement ne tient pas compte de la modification du délai de préavis d'appel[38].

---

34 Pièce C-AHQ-ARQ-0072, p. 33.
35 Pièce C-AHQ-ARQ-0072, p. 10.
36 Pièce C-AHQ-ARQ-0072, p. 6, 7 et 18 à 20.
37 Pièce C-AHQ-ARQ-0072, p. 7 à 9.
38 Pièce C-AHQ-ARQ-0072, p. 22.

[50] L'AHQ-ARQ recommande que la Régie prenne acte du fait que la méthodologie utilisée par le Distributeur dans son analyse économique relative à la détermination des taux pour la valorisation s'éloigne de celle appliquée à la détermination du taux de réserve habituellement réservée au bilan de puissance. En conséquence, selon l'intervenant, la méthodologie utilisée s'avère inappropriée car elle surévalue les taux pour la valorisation, ce qui a pour effet d'augmenter la valeur économique des options de GDP dans l'analyse de rentabilité des crédits consentis[39].

[51] L'AHQ-ARQ rejette l'affirmation du Distributeur selon laquelle le crédit moyen pour la GDP Affaires visait un bloc de 40 heures. Si la Régie devait approuver la refonte, il recommande de fixer à 48 $/kW le signal de prix comme point de départ du calibrage des crédits applicables à ce bloc, afin de tenir compte du taux de réserve de la GDP Latitude qui est significativement plus élevé que celui de la GDP Affaires.[40]

[52] Le Distributeur répond que l'intégration du taux pour la valorisation est une adaptation cohérente de la méthode classique et non une nouvelle approche comme le mentionne l'AHQ-ARQ. Il ajoute que les analyses de sensibilité démontrent que le portefeuille présenté est rentable dans son ensemble. Le Distributeur considère que l'intervenant a omis les parties de preuve qui en font la démonstration[41].

[53] Le Distributeur souligne que l'AHQ-ARQ plaide l'absence d'urgence de mettre en place la refonte des options de GDP. Il soutient que l'intervenant tente de refaire le débat du Plan d'approvisionnement 2023-2032 et qu'on « ne peut pas utiliser les moyens de court terme au maximum plutôt que d'acquérir des moyens de long terme qui sont nécessaires »[42].

[54] Selon le Distributeur, la refonte permettra l'addition de nouveaux adhérents, l'amélioration de la fiabilité du bilan de puissance et la bonification de leur contribution tant en nombre d'heures qu'en puissance offertes.

---

39 Pièce C-AHQ-ARQ-0072, p. 23.
40 Pièce C-AHQ-ARQ-0072, p. 25.
41 Pièce A-0132, p. 281 à 284.
42 Pièce A-0132, p. 284 à 286.

[55] Enfin, en ce qui a trait à l'affirmation de l'AHQ-ARQ selon laquelle il n'y a pas d'effritement, le Distributeur soumet que sa preuve et celle de l'AQCIE-CIFQ démontrent cette tendance[43].

AREQ

[56] L'AREQ souscrit à la bonification des options tarifaires de GDP proposées par le Distributeur, notamment le retrait de la dégressivité et l'absence de pénalité à l'option GDP Latitude. Elle considère cependant que cette option tarifaire pourrait être mieux adaptée afin de capter les efforts des réseaux municipaux relatifs à la gestion de la pointe du Distributeur[44].

AQCIE-CIFQ

[57] L'AQCIE-CIFQ corrobore l'analyse économique du Distributeur de la GDP Engagement[45] . Il appuie les options tarifaires de GDP proposées, sous réserve du retrait de la modalité à la GDP Latitude qui exclut les clients du tarif L dont la puissance appelée est de 50 MW et plus[46].

[58] Selon l'AQCIE-CIFQ, l'effritement à l'OÉI est démontré de manière probante. Il indique qu'à l'hiver 2021-2022, l'OÉI a été appelée pour un total de 38 heures, ce qui fut problématique pour un grand nombre de participants. L'intervenant considère que l'insuffisance du montant de compensation et le manque de flexibilité de l'option sont les causes de l'effritement[47].

[59] En outre, l'AQCIE-CIFQ souligne que le risque d'effondrement de la participation à l'OÉI est important si des compensations monétaires suffisantes ne sont pas offertes aux clients, alors que le Distributeur entend accroître le nombre d'heures d'interruption[48].

---

43 Pièce A-0132, p. 285.
44 Pièce C-AREQ-0026.
45 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0118, p. 8 et 9.
46 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0118, p. 2.
47 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0118, p. 3 et 4.
48 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0118, p. 4 et 8.

[60] L'AQCIE-CIFQ considère que de rendre accessible la GDP Latitude aux abonnés du tarif L, ayant une puissance appelée de plus de 50 MW, favoriserait l'adhésion de nouveaux clients, considérant que la GDP Engagement comporte des contraintes de participation plus sévères ne cadrant pas avec leurs paramètres de production industrielle.

[61] Selon l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur ne devrait pas craindre un déplacement des participants à la GDP Engagement ayant une puissance appelée de 50 MW ou plus vers la GDP Latitude, dans la mesure où la compensation de la GDP Engagement est bien calibrée, de manière à justifier leur participation malgré des contraintes opérationnelles additionnelles[49].

[62] Le Distributeur réplique que la proposition de l'AQCIE-CIFQ comporte des risques commerciaux et d'approvisionnement importants considérant l'ampleur des volumes interruptibles des clients ayant une puissance appelée de 50 MW et plus[50].

FCEI

[63] La FCEI remet en cause la nécessité de procéder à la refonte proposée ainsi que la méthodologie utilisée par le Distributeur pour évaluer sa rentabilité. L'intervenante comprend que la refonte vise à freiner l'effritement aux options de GDP Affaires et à éliminer la dégressivité des crédits, car elle constitue un frein à la participation de la Clientèle. La FCEI considère que le Distributeur n'a pas démontré les causes de l'effritement, ni les enjeux relatifs au maintien de la dégressivité des crédits[51].

[64] La FCEI rejette la méthodologie utilisée par le Distributeur pour évaluer la rentabilité de la refonte. L'intervenante constate l'absence d'une analyse démontrant l'adéquation entre les nouveaux besoins et les moyens de GDP proposés pour l'horizon 2034-2035. À cet égard, elle observe que les nouveaux besoins de gestion de la pointe ne résulteront pas du chauffage à l'électricité. En outre, elle remet en question l'évaluation des taux de réserve et ceux utilisés pour la valorisation des options de GDP, en regard avec

---

49 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0118, p. 8.
50 Pièce A-0132, p. 287 et 288.
51 Pièce C-FCEI-0051, p. 2 et 3.

la réserve en fiabilité de puissance et les besoins totaux en approvisionnement. Enfin, elle estime que le coût de la refonte est plus élevé que le coût évité des MW additionnels[52].

[65] Pour la FCEI, la refonte ne respecte pas le principe de pérennité en raison de la rupture significative avec les options de GDP existantes. En outre, le Distributeur fait évoluer le concept d'équité de manière importante en offrant un crédit semblable aux clients affaires et industriels. L'intervenante s'explique difficilement comment le principe de simplicité est respecté avec l'augmentation considérable du nombre de sous-options tarifaires de la GDP Engagement et de la GDP Latitude, comparativement avec la GDP Affaires[53].

[66] En définitive, la FCEI recommande de maintenir la GDP Affaires en bonifiant le crédit de la première tranche à 90 $/kW, d'exiger une démonstration de l'adéquation entre nouveaux besoins et les nouveaux moyens proposés et de présenter dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une évaluation du taux de réserve et des taux pour la valorisation[54].

[67] Le Distributeur se questionne sur la compréhension de la FCEI qui semble soutenir l'absence de nouveaux besoins en moyens de GDP dans la mesure où ils ne sont pas issus du chauffage. Selon lui, les besoins seront croissants en raison des impacts des véhicules électriques ou de la décarbonation de l'économie[55].

[68] Enfin, le Distributeur souligne qu'à l'égard des coûts à la marge du kW que la FCEI considère très élevés, ce constat provient de la présomption erronée que la refonte vise à ajouter des kW alors qu'elle vise plutôt à sécuriser les kW actuels[56].

---

52 Pièce C-FCEI-0051, p. 3 et 4.
53 Pièce C-FCEI-0051, p. 4 et 6.
54 Pièce C-FCEI-0051, p. 7 et 8.
55 Pièce A-0132, p. 288.
56 Pièce A-0132, p. 288 et 289.

GRAME

[69] Selon le GRAME, les modifications proposées pourront améliorer le pouvoir d'attraction des options tarifaires de GDP. Il est d'avis que la refonte doit être évaluée en incluant les cibles de décarbonation fixées dans le cadre de la transition énergétique[57].

[70] L'intervenant ne demande pas d'exclure immédiatement le recours aux combustibles fossiles des moyens d'effacement pour la GDP. Il recommande au Distributeur de modifier la fiche d'adhésion afin d'identifier les moyens d'effacement.

ROEÉ

[71] Le ROEÉ appuie la refonte des options de GDP proposée par le Distributeur[58]. Il considère que l'OÉI connaît des problèmes récurrents d'effritement. L'intervenant comprend que les crédits versés s'avèrent insuffisants pour maintenir l'intérêt des clients, de sorte qu'ils ne devraient pas servir de base pour calibrer les nouveaux crédits des options tarifaires de GDP[59].

[72] Enfin, selon le ROEÉ, les économies d'échelle ne se sont pas concrétisées pour la GDP Affaires. Ainsi, les coûts des participants seraient progressifs en fonction du nombre d'heures appelées, ce qui milite en faveur de mettre fin à la dégressivité des crédits[60].

RTIEÉ

[73] Selon le RTIEÉ, les résultats du sondage *Ad hoc* ne suffisent pas à justifier les gains attendus pour la GDP Engagement et la GDP Latitude[61]. Il considère que la participation aux options de GDP pourrait être accrue grâce à des crédits bonifiés en se référant aux résultats du sondage Technosim[62].

---

57 Pièce C-GRAME-0031, p. 2.
58 Pièce C-ROEÉ-0070, p. 10.
59 Pièce C-ROEÉ-0082, p. 10.
60 Pièce C-ROEÉ-0082, p. 8 et 9.
61 Pièces B-0226, p. 19 à 85, et C-RTIEÉ-0067, p. 8.
62 Pièce C-RTIEÉ-0067, p. 9 et 10, et dossier R-4041-2018 Phase 2, pièce B-0080, p. 10 à 28.

[74] L'intervenant recommande d'accepter le principe consistant à rémunérer davantage les interruptions ne s'effectuant pas au moyen d'énergies fossiles. À cet égard, il propose que soit offert un supplément de 25 %[63].

[75] Le RTIEÉ estime que les taux proposés de réserve et ceux pour la valorisation devraient être acceptés[64].

[76] En réponse, le Distributeur réitère que la méthodologie du sondage effectué par la firme Ad Hoc a été clairement expliquée et que les règles de l'art ont été respectées. Il ajoute que la proposition du RTIEÉ de créer deux classes de clients, selon leur utilisation ou non d'énergie fossile, ne tient pas compte du fait que certains clients emploient plusieurs moyens d'effacement[65].

5 OPINION DE LA RÉGIE

Nécessité d'une refonte

[77] Le Distributeur de même que l'AQCIE-CIFQ, l'AREQ, le GRAME, le ROEÉ et le RTIEÉ ont convaincu la Régie de la nécessité de procéder à une refonte des options tarifaires de GDP afin d'éviter un effritement de la participation de la Clientèle et d'atteindre le nombre de MW inscrits au bilan de puissance.

[78] La Régie note qu'une part de l'effritement de la contribution de l'OÉI s'explique par la fermeture d'usines. Toutefois, sur la base de la preuve déposée, la Régie constate que la contribution de l'OÉI au bilan en puissance du Distributeur s'est réduite de plusieurs centaines de MW au cours des dernières années[66].

---

63 Pièce C-RTIEÉ-0067, p. 10.
64 Pièce C-RTIEÉ-0067, p. 20.
65 Pièce A-0132, p. 292.
66 Pièce B-0191, p. 36.

[79] Ainsi, il semble établi que pour la clientèle industrielle, un trop grand nombre d'heures d'effacement consécutif sur une courte période peut affecter sa capacité à répondre à ses obligations commerciales dans les délais prévus[67].

[80] De plus, la Régie constate que la probabilité d'utilisation des options tarifaires de GDP sera croissante au cours des prochaines années. Cela se traduira par un accroissement du nombre d'événements et d'heures appelées ainsi que par des besoins croissants en MW[68].

[81] La Régie note que, malgré les ententes qui lient le Distributeur aux clients qui adhèrent à l'OÉI et à la GDP affaires, ce dernier ne peut compter sur une contribution maximale de 100 heures d'effacement par hiver pour assurer la fiabilité en puissance sans impact sur la participation future de la Clientèle aux options tarifaires de GDP actuelles[69].

[82] À l'instar du Distributeur, la Régie prend acte des facteurs qui freinent la progression de l'OÉI et de la GDP Affaires et qui peuvent mettre en péril la pérennité de ces options tarifaires de GDP.

[83] **En conséquence, la Régie juge que la refonte proposée des options tarifaires de l'OÉI et de la GDP Affaires auprès de la Clientèle est nécessaire pour assurer la fiabilité en puissance prévue au plan d'approvisionnement du Distributeur.**

Autres dispositions des Tarifs d'électricité visées par la présente phase

[84] Dans sa décision D-2025-033, la Régie a réservé son approbation à l'égard des modifications à apporter aux dispositions visées par l'examen de la présente phase, soit :

- Chapitre 3, à la section 6;
- Chapitre 4, aux sections 6 et 13 et à l'article 4.20;

---

67 Pièce A-0126, p. 85.
68 Pièce A-0129, p. 18 et 19.
69 Pièce A-0129, p. 26 à 30.

- Chapitre 6, aux sections 2, 3, 4, 5, 8, et 9 ainsi qu'à l'article 6.60, alinéa 3[70].

[85] **La Régie approuve les modifications apportées aux Tarifs d'électricité visant à déplacer la GDP Affaires[71] ainsi qu'à abroger l'OÉI[72].**

Structure de la refonte proposée

[86] L'OÉI et la GDP Affaires prévoient respectivement l'utilisation d'un bloc annuel de 100 heures d'interruption. Or, la Régie constate que le Distributeur n'a jamais été en mesure d'appliquer la totalité de ce bloc d'heures. De plus, ces deux moyens de GDP ne répondent pas aux attentes et aux préoccupations de la Clientèle. Entre autres, la structure dégressive des crédits actuels à la GDP Affaires n'offre pas un incitatif suffisant pour soutenir les efforts additionnels attendus de cette clientèle pour satisfaire les besoins du Distributeur.

[87] Il ressort de la preuve du Distributeur que le nombre d'événements de pointe et d'heures interrompues sont appelés à croître lors des hivers plus froids[73], tant à la GDP Latitude qu'à la GDP Engagement. Il ressort également que la clientèle actuelle ne s'attend pas à être interrompue pendant un grand nombre d'heures, malgré les conditions de leurs ententes. Également, une structure de crédit d'interruption mieux adaptée à la réalité opérationnelle de la Clientèle est souhaitée.

[88] La Régie juge que la structure de la refonte proposée, soit d'offrir à la Clientèle des sous-options par bloc d'heures d'engagement ainsi qu'une structure progressive de crédit d'interruption constitue une réponse valable à ces enjeux. Ainsi, la Clientèle aura le choix d'opter pour une option tarifaire qui convient aux besoins opérationnels.

---

70 Pièce B-0372.

71 Abrogation de la section 6 du chapitre 3, de la section 13 du chapitre 4 et de la section 8 du chapitre 6 des Tarifs d'électricité en vigueur au 1er avril 2024, remplacées par la nouvelle section 9 du chapitre 6 des Tarifs d'électricité qui entreront en vigueur au 1er avril 2025.

72 Abrogation de la section 6 du chapitre 4 et des sections 4 et 5 du chapitre 6 des *Tarifs d'électricité* en vigueur au 1er avril 2024.

73 Pièce A-0129, p. 18.

[89] La clientèle de l'OÉI étant 100 % industrielle, la Régie convient que l'offre de sous-options par bloc d'heures d'engagement de 20, 40, 60, 80 ou 100 heures, tel que proposé à la GDP Engagement, est appropriée, bien que ce changement entraîne une diminution de l'engagement contractuel actuellement prévu à l'OÉI.

[90] La Régie convient également de la justesse d'offrir une structure tarifaire similaire à la clientèle de la GDP Affaires, bien que le profil soit différent de celui de la clientèle industrielle, étant fortement concentrée dans les secteurs immobilier, commercial, institutionnel et au secteur municipal[74].

[91] **En conséquence, la Régie juge que la structure proposée de la GDP Engagement et de la GDP Latitude est justifiée, soit d'offrir des sous-options d'engagement par bloc de 20 heures d'interruption, réparties entre 20 et 100 heures et de prévoir une structure progressive de crédits de puissance interruptible effective. Elle approuve cette structure et les modalités qui s'y rapportent.**

[92] L'approbation de la structure de la refonte proposée permettra au Distributeur de procéder au développement des outils requis en support à la commercialisation et au suivi des effacements des clients pour la GDP Engagement et la GDP Latitude.

Modalités de la GDP Engagement et de la GDP Latitude approuvées

[93] La Régie est satisfaite de la preuve présentée par le Distributeur pour justifier les modalités liées aux crédits maximaux prévus pour la plupart des sous-options proposées à la GDP Engagement et à la GDP Latitude.

[94] La Régie convient de la justification des modalités visant à segmenter la répartition des crédits de puissance interruptible effective pour permettre l'atteinte du crédit maximal offert par bloc d'heures engagées.

[95] Ainsi, la Régie juge que le calibrage des crédits applicables aux sous-options suivantes est adéquat et démontre *a priori* une bonne rentabilité pour le Distributeur :

---

[74] Pièce B-0238, p. 4.

- Pour la GDP Engagement : le crédit maximal offert aux sous-options 40, 60, 80 et 100 heures;
- Pour la GDP Latitude : le crédit maximal offert aux sous-options 60, 80 et 100 heures.

[96] De plus, les crédits offerts répondent aux préoccupations exprimées par la Clientèle dans le cadre des sondages effectués par le Distributeur et des résultats des projets pilotes[75]. Également, ces modalités sont appuyées par plusieurs intervenants en plus de permettre d'éviter l'effritement de la Clientèle en termes de participation. **Pour ces motifs, la Régie approuve ces crédits offerts et les modalités qui s'y rattachent.**

[97] Enfin, la Régie partage l'opinion du Distributeur selon laquelle l'ouverture de la GDP Latitude à l'ensemble de la clientèle au tarif L entrainerait un risque important de glissement vers cette option. Cela aurait pour effet de fragiliser le bilan en puissance en raison de l'ampleur du différentiel de taux de réserve entre les options GDP Latitude (41 %) et Engagement (26 %).

[98] **En conséquence, la Régie approuve la demande du Distributeur visant à limiter l'accès à la GDP Latitude seulement aux abonnés du tarif L ayant une puissance appelée de moins de 50 MW.**

Modalités de la GDP Engagement et de la GDP Latitude nécessitant une preuve additionnelle

[99] Aux termes de son examen, la Régie est d'avis qu'une preuve additionnelle demeure nécessaire pour approuver certaines modalités des options tarifaires de GDP proposées. Elle réserve donc son approbation en ce qui a trait aux modalités suivantes de la GDP Engagement et de la GDP Latitude :

Pour la GDP Engagement :

- Le crédit maximal offert à la sous-option 20 heures;

[75] Pièces B-0226, B-0235 et B-0361.

Pour la GDP Latitude :

- Le crédit maximal offert aux sous-options 20 heures et 40 heures;
- Le transfert automatique des clients abonnés à la GDP Affaires vers la sous-option 40 heures de la GDP Latitude;
- L'établissement du seuil minimum de participation à 50 % des événements de pointe aux fins de la rémunération;
- L'ajout de limitations additionnelles d'admissibilité aux alinéas 2 et 3 de l'article 6.41 des Tarifs d'électricité.

[100] La Régie estime que le principe de complémentarité ne devrait pas se traduire nécessairement en une recherche de la plus grande harmonisation possible des modalités des options GDP Latitude et GDP Engagement. Il importe de rappeler que les clientèles de l'OÉI et de la GDP Affaires présentent des profils très différents, tant par le volume d'effacement moyen des participants que par les principaux secteurs d'activités économiques.

[101] Aussi, les principales mesures d'effacement mises en place par ces deux types de clientèle, leurs coûts et leurs conséquences diffèrent sensiblement. La Régie considère que les modalités de la GDP Engagement et de la GDP Latitude pour lesquelles elle maintient son examen devraient mieux prendre en compte la diversité des deux clientèles visées.

[102] La Régie constate que, selon le Distributeur, les clients opteraient majoritairement pour des blocs de 20 heures ou de 40 heures d'interruption, ce qui représentent près de 80 % de la puissance interruptible engagée, tant pour la GDP Engagement que pour la GDP Latitude. La Régie est particulièrement préoccupée par cette prévision du Distributeur.

[103] Le Distributeur confirme que la composition du portefeuille de référence, soit la répartition des participants exprimée en kW-an d'effacement entre chacune des sous-options d'engagement, correspond aux valeurs déposées au tableau R-3.15 de la pièce

B–0247[76]. Cette répartition par bloc d'heures est corroborée par la réponse à l'engagement nº 5[77].

[104] Il en ressort que, selon le Distributeur, 55 % des participants à la GDP Engagement opteraient pour un bloc de 20 heures d'effacement par période hivernale et que 21 % des participants opteraient pour un bloc de 40 heures, plutôt que les 100 heures prévues actuellement à l'OÉI.

[105] À la GDP Latitude, selon la répartition prévue par le Distributeur, déposée au tableau R-3.15, 41,6 % des participants à la GDP Affaires réduiraient leur engagement de 100 à 20 heures d'effacement. Environ 46 % des participants à la GDP Affaires opteraient plutôt pour un engagement maximal de 40 heures.

[106] Ainsi, plus de 87 % des participants à la GDP Affaires réduiraient leurs efforts d'effacement bien en deçà des efforts qui ont été requis pour affronter le dernier hiver froid, soit celui de 2021-2022, pour lequel cette clientèle a dû s'effacer pour un total de 53 heures.

[107] La Régie demeure ainsi préoccupée par certains résultats anticipés par le Distributeur liés aux modalités pour lesquelles elle réserve son approbation aux termes de son examen additionnel.

[108] La Régie se demande si le montant des crédits offerts aux sous-options de 20 heures et de 40 heures de la GDP Latitude et à la sous-option de 20 heures de la GDP Engagement répond adéquatement au principe de pérennité, tel que défini par le Distributeur[78].

[109] En audience, la Régie a demandé au Distributeur d'identifier les éléments de la preuve qui démontrent que la grille tarifaire proposée aux options de GDP est suffisamment progressive pour inciter, le plus possible, les participants à s'engager dans

---

76 Pièce B-0247, p. 31.
77 Pièce B-0362, p. 3.
78 Pièce B-0191, p. 37.

les sous-options offrant le plus grand nombre d'heures. Le Distributeur a répondu comme suit :

> […] on a quand même été conforté avec les sondages qu'on a faits auprès de la clientèle puis les échanges qu'on a eus à travers les différentes consultations. Ça a été la preuve la plus concrète, je dirais, dans les preuves qu'on a déposées. Mais de manière générale, le signal de prix est cohérent entre les deux options qu'on met de l'avant aujourd'hui. Donc, c'est plus payant prendre un Engagement, un peu moins payant en prenant dans la Latitude, mais plus un client en donne, plus son crédit va être important.
>
> Donc, pour nous, on ne sait pas avec exactitude ça va être quoi la proportion des clients qui vont tomber dans chacun des blocs. On a quand même une bonne idée en fonction des réponses qui nous ont été données à travers les consultations puis la connaissance qu'on a de notre clientèle[79].

[110] À la lumière des résultats présentés par le Distributeur, c'est-à-dire que 87,5 % des participants à la GDP Latitude se situeraient dans les sous-options les plus faibles, soit de 20 et de 40 heures, alors qu'il prévoit un accroissement des besoins en puissance et du nombre d'heures appelées dans les années à venir, la Régie est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré que la structure de crédits offerts en fonction du nombre d'heures d'effacement soit suffisamment progressive[80].

[111] La Régie a pris connaissance des réponses du Distributeur quant aux conséquences des effets de la refonte sur la gestion d'un hiver froid :

> Bien, lors d'un hiver très froid, à la pointe de l'hiver, vraisemblablement, l'ensemble des clients vont être appelés. Maintenant, comment est-ce que la gestion va se faire, pour les autres événements d'un hiver particulièrement rigoureux où il y aurait de nombreux appels et de nombreux besoins, bien, évidemment, les clients qui vont faire un nombre d'heures plus élevé vont être sollicités plus souvent que ceux qui ont offert moins. Mais... bien, une fois que les heures des clients qui offrent moins auront été utilisées, bien, évidemment, les autres vont continuer à contribuer.

---

79 Pièce A-0129, p. 12 et 13.

80 Pièce A-0129, p. 18 et 19.

> Sinon, à chaque appel, comment est-ce qu'on va gérer ou choisir qui, quel client est appelé, je... ça prendrait vraiment les gens responsables de la gestion au jour le jour de la pointe, là, des approvisionnements pour élaborer davantage à ce sujet-là[81].

[112] Par ailleurs, la Régie constate l'augmentation significative des taux de réserve des nouvelles options de GDP proposées par le Distributeur et de leurs impacts sur le taux de réserve global. À l'instar de l'AHQ-ARQ, la Régie est d'avis que le Distributeur sous-estime les taux de réserve résultant de la refonte proposée.

[113] Le Régie a analysé les bilans de puissance déposés par le Distributeur en audience[82] et dans le cadre de l'État d'avancement 2024[83]. Elle constate que le taux de réserve global décroît sur l'horizon 2034-2035 pour rejoindre celui de l'État d'avancement 2023 qui reflétait les caractéristiques de l'OÉI et de la GDP Affaires, en particulier les 100 heures d'effacement disponibles. La Régie est d'avis que le Distributeur sous-estime l'impact à long terme de la refonte des options de GDP sur l'effacement net, et conséquemment, sur le bilan en puissance et sur les approvisionnements requis pour assurer la fiabilité d'alimentation en puissance.

[114] Selon la Régie, la preuve à cet égard n'est pas suffisamment probante pour approuver les crédits offerts aux sous-options de 20 heures et de 40 heures de la GDP Latitude et les crédits offerts à la sous-option de 20 heures de la GDP Engagement.

[115] La Régie rappelle que pour cinq des huit derniers hivers[84], le nombre d'heures appelées à la GDP Affaires dépassait les 20 heures. En considérant les résultats des sondages effectués, la Régie convient de la pertinence de prévoir une « sous-option d'entrée d'accès »[85], telle que décrite par le Distributeur en audience, notamment pour les nouveaux clients qui veulent tester la GDP Latitude. Cependant, pour justifier le crédit proposé pour cette sous-option, le Distributeur devra notamment démontrer comment

---

81 Pièce A-0129, p. 21.
82 Pièce B-0359, p. 6.
83 Pièce A-0099, p. 20.
84 De l'hiver 2017-2018 à l'hiver 2024-2025.
85 Pièce A-0129, p. 65.

seront intégrés et utilisés ces blocs de 20 heures dans l'ordonnancement des moyens de gestion afin d'assurer la fiabilité en puissance lors d'un hiver froid.

[116] La Régie est d'avis qu'un complément de preuve est nécessaire pour juger de la justesse des taux pour la valorisation associés aux sous-options qui demeurent sous examen. À cet égard, la Régie partage les réserves exprimées par l'AHQ-ARQ[86] et la FCEI[87] quant à la valeur des sous-options de 20 heures et 40 heures[88].

[117] La Régie rappelle que les participants à la GDP Affaires s'engagent actuellement pour une centaine d'heures. Grâce à cet engagement, le Distributeur a pu faire face à l'hiver froid de 2021-2022 en appelant cette clientèle à hauteur de 53 heures.

[118] La Régie est d'avis que la sous-option limitée de 40 heures ne permet donc pas d'offrir le même service que celui rendu par la GDP Affaires, ni de permettre au Distributeur de faire face à un hiver froid comme celui de 2021-2022.

[119] Si un participant décide de réduire ses efforts et son engagement à 40 heures d'effacement, la Régie considère possiblement juste qu'il reçoive une rémunération moindre que la rémunération moyenne historique de la GDP Affaires, soit 66 $/kW à l'hiver 2023-2024.

[120] *A priori*, seule la sous-option de 60 heures de la GDP Latitude permet de satisfaire les besoins historiques du Distributeur pour un hiver froid. Ainsi, la Régie se demande s'il n'est pas préférable que le transfert par défaut des clients abonnés à la GDP Affaires vers la GDP Latitude se fasse à la sous-option de 60 heures.

[121] Par ailleurs, le Distributeur propose aux participants à la GDP Latitude de choisir entre différentes sous-options correspondant au nombre d'heures maximum auquel chaque participant est prêt à réellement s'effacer[89]. La Régie considère que le Distributeur n'a pas démontré de façon satisfaisante le besoin d'ajouter encore plus de flexibilité en

---

86 Pièces A-0129, p. 188 et 189 et C-AHQ-ARQ-0087, p. 17 à 19.

87 Pièce A-0129, p. 231 à 234.

88 Pièce A-0132, p. 138.

89 Pièce A-0129, p. 9.

fixant le seuil minimum de participation de l'article 6.44 des *Tarifs d'électricité* à un peu plus de 50 %.

[122] La Régie se demande si un seuil minimal de participation de 75 %, afin de ne pas risquer de perdre les crédits accumulés durant une période hivernale, serait plus approprié. Ce seuil correspond environ à celui qui aurait prévalu à la GDP Affaires pour la sous-option 60 heures, soit l'option minimale équivalente à la GDP Affaires pour faire face à un hiver froid, tel celui de l'hiver 2021-2022.

[123] La Régie est ainsi d'avis qu'un examen additionnel est requis afin de déterminer, notamment, si l'accentuation du caractère progressif des crédits visés inciterait davantage de participants à s'engager pour un plus grand nombre d'heures d'effacement.

[124] Un tel examen pourrait avoir pour résultat de modifier certaines modalités des options tarifaires de GDP maintenues sous examen afin de mieux répondre au critère de fiabilité en puissance lors d'un hiver froid. Les modifications au portefeuille de référence qui en découleraient, ainsi que le resserrement de certaines modalités d'application, pourraient également contribuer à réduire les taux de réserve des deux options tarifaires de GDP proposées.

[125] **Par conséquent, la Régie approuve les modalités des options tarifaires de GDP, à l'exception des modalités suivantes qu'elle maintient sous examen, au motif de l'insuffisance de la preuve du Distributeur :**

Pour la GDP Engagement :

- **Le crédit maximal offert à la sous-option 20 heures.**

Pour la GDP Latitude :

- **Le crédit maximal offert aux sous-options 20 heures et 40 heures;**
- **Le transfert automatique des clients abonnés à la GDP Affaires vers la sous-option 40 heures de la GDP Latitude;**
- **L'établissement du seuil minimum de participation à 50 % des événements de pointe aux fins de la rémunération;**

- **Ajout de limitations additionnelles d'admissibilité aux alinéas 2 et 3 de l'article 6.41 des Tarifs d'électricité.**

[126] **La Régie demande au Distributeur de déposer un complément de preuve justifiant les modalités maintenues sous examen, notamment :**

- **D'établir l'impact sur le bilan en puissance des modalités provisoires versus celles qu'il recommande;**
- **De prévoir le témoignage d'un responsable du plan d'approvisionnement relatif aux taux de réserve de ces options considérant notamment les délais relatifs aux appels de réduction de puissance;**
- **De prévoir le témoignage d'un responsable de la conduite du réseau relatif à l'application de ces options.**

[127] La Régie fixe le calendrier de traitement suivant pour l'examen des modalités identifiées précédemment :

Le 14 avril 2025 à 12 h	Date limite pour le dépôt de la preuve complémentaire du Distributeur
Le 25 avril 2025 à 12 h	Date limite pour le dépôt des DDR au Distributeur
Le 9 mai 2025 à 12 h	Date limite pour le dépôt des réponses du Distributeur
Le 23 mai 2025 à 12 h	Date limite pour le dépôt des mémoires des intervenants
Le 30 mai 2025 à 12 h	Date limite pour le dépôt des DDR aux intervenants
Le 6 juin 2025 à 12 h	Date limite pour le dépôt des réponses des intervenants aux DDR
Du 16 au 18 juin 2025	Période réservée pour l'audience

6 TARIFS PROVISOIRES

[128] À la lumière des conclusions qui précèdent, la Régie ne sera pas en mesure de fixer les options tarifaires de GDP pour la Clientèle de manière finale avant le 1er avril 2025.

[129] Tel que précisé dans sa décision D-2024-110, l'article 48.2 de la Loi prévoit que les tarifs entrent en vigueur, de manière provisoire ou finale, au 1er avril 2025.

[130] La Régie est d'avis que les options tarifaires de GDP visées par la Demande ont un impact important sur le bilan en puissance du Distributeur. Dans le contexte énergétique actuel, il est ainsi dans l'intérêt du Distributeur et des consommateurs d'électricité que ces options tarifaires soient examinées dans le présent dossier.

[131] La déclaration provisoire de ces options tarifaires de GDP va permettre à la Régie de compléter l'examen des modalités pour lesquelles elle a réservé sa décision.

[132] **En conséquence, la Régie accueille partiellement la Demande et déclare provisoires, à compter du 1er avril 2025, les options tarifaires de GDP faisant l'objet de la Demande.**

[133] La Régie précise que l'examen à l'égard des modalités approuvées dans la présente décision est clos. Elle souligne ainsi le caractère définitif de son approbation à leur égard et spécifie que ces modalités seront reflétées dans la GDP Engagement et la GDP Latitude lorsque ces options tarifaires seront déclarées finales.

7 MODIFICATIONS AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

[134] Dans sa correspondance du 19 décembre 2024[90], le Distributeur avise la Régie qu'en raison de problématiques liées au développement d'outils requis en support à la

---

90 Pièce B-0311.

commercialisation et au suivi des effacements de la Clientèle des options tarifaires de GDP, le Distributeur ne sera pas en mesure de rendre disponibles comme prévu, pour l'hiver 2025-2026, la GDP Engagement pour la clientèle de petite et moyenne puissance et la GDP Latitude pour l'ensemble des clientèles visées.

[135] En plus de modifier le calendrier de déploiement des options tarifaires de GDP pour la Clientèle, le Distributeur propose de prolonger la GDP Affaires pour une année supplémentaire[91].

[136] La Régie constate que la section 13 du chapitre 4 des Tarifs d'électricité portant sur la GDP Affaires a été réintroduite à la section 9 du nouveau chapitre 6, lequel regroupe l'ensemble des options tarifaires et tarifs optionnels destinés à la clientèle affaires.

[137] Également, la Régie note que les dispositions prévoyant l'élargissement du domaine d'application de la GDP Affaires aux clients admissibles des tarifs DM et DP, G et LG[92] ont été abrogées ou modifiées.

[138] Enfin, l'article 6.103 des Tarifs d'électricité reprenant les limitations d'application de la GDP Affaires[93] prévoient dorénavant aux alinéas 2 et 3 de nouvelles modalités de limitations qui reflètent celles proposées par le Distributeur pour la GDP Latitude[94], et qui se lisent comme suit :

> […]
> Hydro-Québec se réserve le droit de limiter l'admissibilité à la présente l'option de gestion de la demande de puissance aux clients dont la puissance interruptible effective a été supérieure à 10 kilowatts au cours de deux périodes d'hiver consécutives où ils y étaient inscrits à cette option.
>
> Hydro-Québec se réserve également le droit de limiter l'admissibilité à cette l'option de gestion de la demande de puissance aux clients qui ont participé à plus

---

91 Pièce B-0311, annexe.

92 Respectivement aux articles 2.75, 3.33 et 6.69 des Tarifs d'électricité en vigueur au 1er avril 2024.

93 Article 4.77 des Tarifs d'électricité en vigueur au 1er avril 2024.

94 Article 6.41 des Tarifs d'électricité.

de 4 événements de pointe pendant deux périodes d'hiver consécutives où ils y étaient inscrits à cette option tarifaire.

[139] Le cas échéant, la Régie demande au Distributeur d'apporter les modifications appropriées aux textes des Tarifs d'électricité, afin de :

- Ajuster le montant des crédits pour la puissance interruptible effective prévu à la GDP Affaires en tenant compte de sa décision D-2025-033;
- Permettre l'application de la GDP affaires aux clients admissibles, tels qu'identifiés dans les moyens de mitigation présentés pour l'hiver 2025-2026;
- Réintroduire les dispositions limitatives applicables à la GDP Affaires, telles qu'approuvées par la Régie.

[140] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le texte des Tarifs d'électricité, conformément à la présente décision ainsi qu'à sa décision D-2025-033, et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le 18 mars 2025, à 12 h.**

[141] **Considérant ce qui précède**,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur portant sur la refonte des options tarifaires de GDP pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle;

DÉCLARE provisoires, à compter du 1er avril 2025, les options tarifaires de GDP faisant l'objet de la Demande;

APPROUVE les modalités des options tarifaires de GDP à l'exception des modalités suivantes qu'elle maintient sous réserve, au motif de l'insuffisance de preuve du Distributeur :

Pour la GDP Engagement :

- Le crédit maximal offert à la sous-option 20 heures.

Pour la GDP Latitude :

- Le crédit maximal offert aux sous-options 20 heures et 40 heures;
- Le transfert automatique des clients abonnés à la GDP Affaires vers la sous-option 40 heures de la GDP Latitude;
- L'établissement du seuil minimum de participation à 50 % des événements de pointe aux fins de la rémunération;
- L'ajout de limitations additionnelles d'admissibilité aux alinéas 2 et 3 de l'article 6.41 des Tarifs d'électricité.

DEMANDE au Distributeur de déposer un complément de preuve justifiant les modifications proposées aux modalités maintenues sous examen, notamment:

- D'établir l'impact sur le bilan en puissance des modalités maintenues sous examen versus celles qu'il recommande;
- De prévoir le témoignage d'un responsable du plan d'approvisionnement relatif aux taux de réserve de ces options considérant notamment les délais relatifs aux appels de réduction de puissance;
- De prévoir le témoignage d'un responsable de la conduite du réseau relatif à l'application de ces options.

FIXE le calendrier de traitement précisé au paragraphe 127 de la présente décision ;

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour le texte des Tarifs d'électricité, conformément à la présente décision ainsi qu'à sa décision D-2025-033, et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, **au plus tard le 18 mars 2025 à 12 h;**

ORDONNE au Distributeur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels de la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur

Pierre Dupont
Régisseur