

Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À HQD

SUIVI DES DÉCISIONS

1. **Références :** (i) B-0060, page 14, paragraphe [73];
 (ii) D-2019-027, dossier R-4057-2018 Phase 1, page 100, paragraphe 431;
 (iii) D-2025-022, dossier R-4270-2024 Phases 1 et 2, page 56, paragraphes 185 et 187;
 (iv) R-4305-2025, B-0011, pages 11 à 15, section 1.3.1.

Préambule :

(i) «

[73]	D-2019-027 [431] D-2019-081 [100] Preuve demandée sur le facteur de croissance liée aux nouveaux abonnements et du pourcentage de gain d'efficacité en lien avec la formule paramétrique (suivi n°18 et suivi n°22).	Suivi clos ³
------	--	-------------------------

[...]

3 Suivi clos par la décision D-2025-022, paragraphes 185 et 187 (efficacité pour l'année témoin 2025 établie à 2 % des charges d'exploitation, nouveau suivi demandé traité dans le cadre du dossier R-4305-2025 à la section 1.3.1 de la pièce HQTD-4, Document 1). » (Nous soulignons)

(ii) « **[431] La Régie demande au Distributeur de fournir, à compter du prochain dossier tarifaire, le détail du calcul du Facteur G, selon le format du tableau R-23.1 présenté à la pièce B-0062** [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(iii) « [185] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie demande à HQTD un effort additionnel en matière d'efficacité et juge qu'il est raisonnable de réduire leurs charges d'exploitation respectives d'un montant équivalent à 2 % de leurs budgets prévisionnels, selon l'approche précitée.

[...]

[187] En ce qui a trait à l'application de la MCC, dans le cadre de leurs dossiers tarifaires respectifs, la Régie demande à HQTD de quantifier les facteurs expliquant l'augmentation des charges d'exploitation relatives aux activités et sous-activités de la chaîne de valeur en isolant les effets décrits ci-après et en précisant davantage les besoins additionnels et les gains d'efficacité :

- Inflation;
- Coût de retraite;
- Besoins additionnels;
- Gains d'efficacité. »

- (iv) La section 1.3.1 ne présente aucune information en lien avec le facteur de croissance liée aux nouveaux abonnements.

Demandes :

- 1.1** Veuillez démontrer comment le suivi du facteur de croissance lié aux abonnements (Facteur G) mentionné aux références (i) et (ii) devient clos par la décision D-2025-022 aux paragraphes 185 et 187 reproduits à la référence (iii).

Réponse :

1 **Au paragraphe 187 de la décision [D-2025-022](#), la Régie demande au**
2 **Transporteur et au Distributeur de quantifier les facteurs expliquant**
3 **l'augmentation des charges d'exploitation relatives aux activités et**
4 **sous-activités de la chaîne de valeur en isolant les effets de l'inflation, du coût**
5 **de retraite, des besoins additionnels et des gains d'efficacité, en précisant**
6 **d'avantage les besoins additionnels et les gains d'efficacité. De facto, la Régie**
7 **n'a ainsi pas jugé utile de maintenir le suivi relatif à un facteur de croissance**
8 **pour établir ou pour apprécier le niveau des charges d'exploitation.**

9 **Voir également la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements**
10 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.1 ([B-0098](#)) du dossier**
11 **R-4270-2024, laquelle réponse faisait référence au suivi de la référence (i)**
12 **déposé dans le cadre de ce même dossier à la pièce HQD-4, Document 1**
13 **([B-0047](#)).**

- 1.2** Veuillez démontrer comment le suivi du facteur de croissance lié aux abonnements (Facteur G) mentionné aux références (i) et (ii) devient clos par la section 1.3.1 à la référence (iv).

Réponse :

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

- 1.3** Tel que demandé par le paragraphe 431 de la décision D-2019-027 (référence (ii)), veuillez fournir le détail du calcul du Facteur G, selon le format du tableau R-23.1 présenté à la pièce B-0062 du dossier R-4057-2018 Phase 1 et ce, pour chacune des années 2026, 2027 et 2028.

Réponse :

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

2. **Références** : (i) B-0060, page 16, paragraphe [141];
 (ii) D-2023-144, dossier R-4210-2022 Phase 2, page 38, paragraphe 141.

Préambule :

(i) «

D-2023-144 Décision procédurale portant sur les sujets d'intervention, les budgets de participation, le cadre d'examen et le calendrier de traitement Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur, Phase 2		
[141]	Présenter les taux de réserve pour chacun des moyens de GDP ainsi que la méthodologie utilisée pour les calculer.	Suivi à redéposer dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2027-2041

»

- (ii) « [141] Toutefois, la Régie rappelle que le taux de réserve d'un moyen de GDP fait partie des variables pertinentes à l'analyse économique des moyens de GDP [note de bas de page omise]. **La Régie demande donc au Distributeur de présenter les taux de réserve pour chacun des moyens de GDP ainsi que la méthodologie utilisée pour leur détermination dans le cadre du prochain dossier tarifaire.** » (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1 Tel que demandé par la Régie à la référence (ii), veuillez présenter les taux de réserve pour chacun des moyens de GDP ainsi que la méthodologie utilisée pour leur détermination dans le cadre du présent dossier tarifaire.

Réponse :

1 **Le Distributeur tient à corriger l'interprétation erronée de l'intervenante quant à**
 2 **la décision D-2023-144, rendue le 20 décembre 2023. Cette décision faisait alors**
 3 **référence au prochain dossier tarifaire, soit le dossier R-4270-2024, dans lequel**
 4 **le Distributeur a procédé à la mise à jour des taux de réserve des moyens de**
 5 **GDP à la pièce HQD-4, Document 1 (B-0047), tel que demandé par la Régie.**

6 **La prochaine mise à jour de ces taux sera présentée dans le cadre du prochain**
 7 **plan d'approvisionnement en novembre 2026.**

- 2.2 Relativement à la référence (i), veuillez justifier de déposer un Plan d'approvisionnement dont la période débute en 2027 et non en 2026 étant donné que le dernier Plan d'approvisionnement couvrait une période débutant en 2023.

Réponse :

8 **L'article 167 de la Loi 24 prévoit le dépôt d'un état d'avancement au**
 9 **1^{er} novembre 2025. Le prochain plan d'approvisionnement, lequel couvrira une**
 10 **période débutant en 2027, sera donc déposé le 1^{er} novembre 2026.**

3. **Référence :** B-0060, page 18, note 2.

Préambule :

« 2 Dépôt du suivi à venir dans le cadre du présent dossier et tel que déposé au dossier R-4270-2024. »

Demande :

3.1 Pour chacun des suivis pour lesquels la note 2 de la référence s'applique, veuillez indiquer la date prévue de son dépôt par le Distributeur.

Réponse :

1 **Le 27 octobre dernier, le Distributeur a déposé la pièce HQD-7, Document 4**
2 **([B-0069](#)) comprenant l'ensemble des suivis de décisions identifiés « dépôt à**
3 **venir » dans le tableau de la référence.**

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

4. **Références :** (i) R-4270-2024, B-0247, page 31, tableau R-3.15;
(ii) B-0027, page 7, tableau 2.

Préambule :

(i) «

Tableau R-3.15
Calcul de la rémunération moyenne avec la refonte des options de GDP

Type de participation	Heures max. d'interruption	Interruptions max. par jour	Période de la semaine	Rémunération (\$/kW-an 2025)	kW-an (10 ans)		
Engagement	20	1 (matin ou soir)	Lundi ou vendredi	51,4 \$	116 379		
			Lundi ou dimanche	53,4 \$	116 379		
		2 (soir et matin)	Lundi ou vendredi	57,4 \$	232 758		
			Lundi ou dimanche	59,4 \$	5 334 144		
		40	1 (matin ou soir)	Lundi ou vendredi	67,4 \$	116 379	
				Lundi ou dimanche	69,4 \$	1 558 399	
	2 (soir et matin)		Lundi ou vendredi	79,4 \$	465 516		
			Lundi ou dimanche	81,4 \$	116 379		
	60		1 (matin ou soir)	Lundi ou vendredi	70,4 \$	-	
				Lundi ou dimanche	72,4 \$	1 599 339	
		2 (soir et matin)	Lundi ou vendredi	88,4 \$	232 758		
			Lundi ou dimanche	90,4 \$	232 758		
		80	1 (matin ou soir)	Lundi ou vendredi	73,4 \$	-	
				Lundi ou dimanche	75,4 \$	-	
	2 (soir et matin)		Lundi ou vendredi	97,4 \$	-		
			Lundi ou dimanche	99,4 \$	232 758		
	100		1 (matin ou soir)	Lundi ou vendredi	76,4 \$	-	
				Lundi ou dimanche	78,4 \$	-	
		2 (soir et matin)	Lundi ou vendredi	106,4 \$	-		
			Lundi ou dimanche	108,4 \$	232 758		
		Latitudo	20	2 (soir et matin)	Lundi ou vendredi	43,3 \$	1 641 357
			40		72,1 \$	1 805 799	
	60		82,0 \$		2 47 119		
	80		88,5 \$		1 23 559		
Total	Moyenne pondérée				14 528 099		
					65,7 \$		

»

(ii) «

Tableau 2
Besoins et approvisionnements en puissance, 2025-2028

En MW	Hiver	Hiver	Hiver
	2025-2026	2026-2027	2027-2028
	Année témoin	Année témoin	Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	40 599	40 933	41 548
<i>plus réserve requise</i>	4 787	4 990	5 230
<i>moins électricité patrimoniale</i>	37 442	37 442	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	7 944	8 481	9 335
APPROVISIONNEMENTS			
LONG TERME	3 811	4 365	4 756
Hydro-Québec dans ses activités de production	1 900	2 059	2 259
• <i>Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement</i> ⁽¹⁾	600	600	600
• <i>Puissance rappelée suivi de Base hivernale</i> ⁽²⁾	800	800	1 000
• <i>Contrats de puissance (A/O 2015-01)</i>	500	500	500
• <i>A/O 2021-01 - HQP</i>	0	159	159
Autres contrats de long terme	1 911	2 306	2 497
• <i>Éolien</i> ⁽³⁾	1 486	1 872	2 062
• <i>Cogénération</i>	321	331	331
• <i>Petite hydraulique</i>	103	103	103
COURT TERME	4 133	4 096	4 555
Gestion de la demande de puissance	2 598	2 710	2 868
• <i>GDP Engagement</i>	1 060	1 065	1 070
• <i>GDP Affaires / GDP Latitude</i>	930	935	940
• <i>Tarifcation dynamique</i>	608	710	858
Autres moyens	785	786	787
• <i>OEA/TRI</i>	255	255	255
• <i>Chaînes de blocs</i>	280	281	282
• <i>Abaissement de tension</i>	250	250	250
Contribution des marchés de court terme <i>(arrondie à 50 MW près)</i>	750	600	900

⁽¹⁾ À leur échéance en 2027, les contrats Base et Cyclable sont remplacés par un approvisionnement cyclable.

⁽²⁾ À leur échéance en 2027, les Conventions d'énergie différée des contrats Base et Cyclable sont remplacées par un approvisionnement en Base hivernale.

⁽³⁾ Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de puissance de 40% en hiver.

»

Demandes :

- 4.1 Veuillez ventiler les trois valeurs apparaissant à chacune des lignes intitulées « *GDP Engagement* » et « *GDP Affaires / GDP Latitude* » du tableau 2 de la référence (ii) entre chacune des 25 sous-options apparaissant au tableau R-3.15 de la référence (i). Dans le cas où une telle ventilation n'existerait pas, veuillez expliquer comment la ligne intitulée « *Réserve requise* » du tableau 2 de la référence (ii) a pu être déterminée.

Réponse :

1

Le tableau R-4.1 présente le détail demandé.

Tableau R-4.1
Ventilation des lignes GDP Engagement et GDP Affaires / GDP Latitude

Type de participation	Durée maximale des interruptions par période d'hiver (heures)	Nombre maximal d'interruptions par jour	Période de la semaine	2025-2026	2026-2027	2027-2028
GDP Engagement				1 060	1 065	1 070
Sous-options (GDP Engagement)	20	1	Lundi au dimanche	82	83	83
	20	2	Lundi au dimanche	2	2	2
	40	1	Lundi au dimanche	852	856	860
	40	2	Lundi au dimanche	0	0	0
	60	1	Lundi au dimanche	66	66	66
	60	2	Lundi au dimanche	0	0	0
	80	1	Lundi au dimanche	0	0	0
	80	2	Lundi au dimanche	0	0	0
	100	1	Lundi au dimanche	0	0	0
	100	2	Lundi au dimanche	58	58	59
GDP Affaires				930		
GDP Latitude					935	940
Sous-options (GDP Latitude)	20	2	Lundi au vendredi		414	417
	40	2	Lundi au vendredi		414	417
	60	2	Lundi au vendredi		53	53
	80	2	Lundi au vendredi		27	27
	100	2	Lundi au vendredi		27	27

4.2 Veuillez ventiler les trois valeurs apparaissant à la ligne intitulée « *Tarification dynamique* » du tableau 2 de la référence (ii) entre chacune des options possibles (p. ex. Flex D, Flex G, crédit hivernal pour la clientèle domestique et crédit hivernal pour la clientèle de petite puissance).

Réponse :

1 **Le Distributeur précise que les volumes associés au Flex G et à l'option de**
 2 **crédit hivernal pour la clientèle de petite puissance sont marginaux et que la**
 3 **clientèle visée est dirigée vers des options telle la GDP Affaires.**

4 **La ventilation entre le tarif Flex et l'option crédit hivernal est présentée**
 5 **ci-dessous.**

Tableau R-4.2
Ventilation de la tarification dynamique

En MW	2025-2026	2026-2027	2027-2028
Flex	104	346	556
Crédit hivernal	504	363	302

5. Référence : B-0027, page 6, tableau 1.

Préambule :

«

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028
	Année historique	Année de base	Année témoin	Année témoin	Année témoin
BESOINS	189,4	198,1	199,3	202,7	207,4
moins électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
plus électricité patrimoniale inutilisée	7,1	3,2	1,4	0,2	0,0
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	17,7	22,4	21,9	24,1	28,5
APPROVISIONNEMENTS					
LONG TERME	17,2	18,5	19,8	22,3	26,0
Hydro-Québec dans ses activités de production	3,4	4,6	5,3	4,9	7,2
• Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement ⁽¹⁾	3,1	3,7	3,9	2,1	3,7
• Énergie rappelée, suivi de Base hivernale ⁽²⁾	0,2	0,8	1,2	1,3	1,9
• Contrats de puissance HQP	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
• A/O 2021-01 - HQP	0,0	0,0	0,1	1,4	1,4
Autres contrats de long terme	13,8	13,9	14,5	17,3	18,8
• Éolien ⁽³⁾	11,4	11,4	11,7	14,5	15,9
• Cogénération et petite hydraulique	2,4	2,5	2,8	2,9	2,9
COURT TERME	0,5	3,9	2,0	1,8	2,5
Énergie des moyens de gestion	0,02	0,09	0,04	0,04	0,05
Achats de court terme	0,5	3,8	2,0	1,7	2,4

⁽¹⁾ À leur échéance en 2027, les contrats Base et Cyclable sont remplacés par un approvisionnement cyclable.

⁽²⁾ À leur échéance en 2027, les Conventions d'énergie différée des contrats Base et Cyclable sont remplacées par un approvisionnement en Base hivernale.

⁽³⁾ Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie correspondant à un facteur d'utilisation annuel de 35%.

»

Demande :

 5.1 Veuillez fournir une version du tableau 1 de la référence ventilée mensuellement.

Réponse :

1 **Le Distributeur estime qu'une ventilation mensuelle n'apporterait pas de valeur**
 2 **ajoutée à l'analyse, puisque les conclusions reposent sur des données**
 3 **agrégées annuelles.**

4 **De façon générale, le Distributeur reconnaît l'intérêt d'expliquer les tendances**
 5 **observées, mais considère que détailler chaque calcul n'apporte pas de valeur**
 6 **ajoutée au dossier. Une telle approche risquerait d'alourdir inutilement le**
 7 **dossier, sans améliorer la pertinence des analyses et conclusions.**

6. **Références :** (i) B-0027, page 13, tableau A-1, partie HQP;
 (ii) B-0027, page 13, tableau A-1, partie COURT TERME;
 (iii) B-0027, page 7, tableau 2;
 (iv) B-0027, page 11, tableau 4.

Préambule :

(i) «

Tableau A-1
Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, 2024-2028

	2024			2025			2026			2027			2028		
	Année historique			Année de base			Année témoin			Année témoin			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	17,2	1963,2	114,2	18,5	2165,4	116,8	19,8	2238,8	113,0	22,3	2409,4	108,1	26,0	2725,3	105,4
TCE	0,0			0,0			0,0			0,0			0,0		
HQP	3,4	333,4	97,8	4,6	424,9	91,6	5,3	488,1	91,5	4,9	509,8	103,0	7,2	671,9	93,5
Base	3,3	238,2	69,2	3,5	252,7	71,2	3,1	219,2	71,5	0,5	36,1	72,9	0,0	0,0	-
dont puissance garantie des rappels	0,2	17,0		0,8	37,7	78,4	0,0	0,0		0,0			0,0	0,0	
Cyclable, suivi de l'approvisionnement cyclable	0,1	40,3		0,9	97,1	106,2	2,0	183,1	92,6	2,9	287,8	99,7	5,6	482,1	85,8
dont puissance garantie des rappels, suivi de base hivernale	s.o.	s.o.	s.o.	0,3	22,8	82,7	1,2	97,7	83,0	1,3	105,9	83,5	1,9	156,2	82,8
HQP-LT (AO 2015-01)	0,0	64,9		0,2	75,2	428,2	0,2	76,7	438,1	0,2	78,2	446,9	0,2	79,8	455,9
HQP-LT (AO 2021 - 159 MW)							0,1	9,1	77,1	1,4	107,6	77,2	1,4	110,0	78,8
Intégration éolienne	0,9	137,9		-0,3	84,2		0,4	118,1		0,2	139,4		0,2	151,5	

»

(ii) «

COURT TERME	0,5	114,4	s.o.	3,9	617,0	s.o.	2,0	383,3	s.o.	1,8	358,9	s.o.	2,5	419,9	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾	0,5	37,2	72,6	3,9	506,9	130,3	2,0	201,9	97,7	1,8	162,8	90,6	2,5	220,4	87,6
dont option électricité interrompible	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.
dont achats sur les marchés de court terme	0,5	36,8	79,3	3,7	497,1	134,1	2,0	201,9	100,6	1,7	162,8	93,9	2,4	220,4	90,2
dont Tarification dynamique	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.
dont entente cadre	0,0	0,8	-	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.
Achats de puissance	s.o.	77,2	s.o.	s.o.	110,1	s.o.	s.o.	181,5	s.o.	s.o.	196,1	s.o.	s.o.	199,5	s.o.
option d'électricité interrompible (GDP engagement 2026)	s.o.	14,6	s.o.	s.o.	32,6	s.o.	s.o.	75,3	s.o.	s.o.	79,2	s.o.	s.o.	83,4	s.o.
gestion de la demande de puissance	s.o.	51,7	s.o.	s.o.	65,4	s.o.	s.o.	89,7	s.o.	s.o.	79,2	s.o.	s.o.	79,9	s.o.
GDP Affaires (GDP latitude 2027)	s.o.	49,0	s.o.	s.o.	49,8	s.o.	s.o.	85,0	s.o.	s.o.	80,5	s.o.	s.o.	83,8	s.o.
Tarification dynamique (récompense hivernale)	s.o.	6,7	s.o.	s.o.	15,6	s.o.	s.o.	24,6	s.o.	s.o.	18,6	s.o.	s.o.	16,0	s.o.
achats sur les marchés de court terme	s.o.	10,9	s.o.	s.o.	12,1	s.o.	s.o.	16,5	s.o.	s.o.	37,8	s.o.	s.o.	36,2	s.o.

»

(iii) «

Tableau 2
Besoins et approvisionnements en puissance, 2025-2028

En MW	Hiver	Hiver	Hiver
	2025-2026	2026-2027	2027-2028
	Année témoin	Année témoin	Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	40 599	40 933	41 548
plus réserve requise	4 787	4 990	5 230
moins électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	7 944	8 481	9 335
APPROVISIONNEMENTS			
LONG TERME	3 811	4 365	4 756
Hydro-Québec dans ses activités de production	1 900	2 059	2 259
• Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement ⁽¹⁾	600	600	600
• Puissance rappelée suivi de Base hivernale ⁽²⁾	800	800	1 000
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500
• A/O 2021-01 - HQP	0	159	159
Autres contrats de long terme	1 911	2 306	2 497
• Éolien ⁽³⁾	1 486	1 872	2 062
• Cogénération	321	331	331
• Petite hydraulique	103	103	103
COURT TERME	4 133	4 096	4 555
Gestion de la demande de puissance	2 598	2 710	2 868
• GDP Engagement	1 060	1 065	1 070
• GDP Affaires / GDP Latitude	930	935	940
• Tarification dynamique	608	710	858
Autres moyens	785	786	787
• OÉA/TRI	255	255	255
• Chaînes de blocs	280	281	282
• Abaissement de tension	250	250	250
Contribution des marchés de court terme	750	600	900

⁽¹⁾ À leur échéance en 2027, les contrats Base et Cyclable sont remplacés par un approvisionnement cyclable.
⁽²⁾ À leur échéance en 2027, les Conventions d'énergie différée des contrats Base et Cyclable sont remplacées par un approvisionnement en Base hivernale.
⁽³⁾ Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de puissance de 40% en hiver.

»

(iv) «

Tableau 4
Prix moyen d'hiver selon le marché en \$ CA/MWh
(inclut frais de sortie et de courtage)

	ON	NY	NE
2022-2024	46,08	65,60	119,69
2020-2024	36,88	52,24	100,78
2015-2024	31,19	46,02	91,73

»

Demandes :

6.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer la baisse significative de la ligne intitulée « *dont puissance garantie des rappels* » qui passe de 0,5 TWh et 37,7 M\$ en 2025 à 0,0 en 2026 et 2027.

Réponse :

1 **Les derniers rappels liés au contrat de Base ont été effectués en janvier et**
2 **février 2025. Le solde du compte est désormais à zéro.**

6.2 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer la hausse de la ligne intitulée « *HQP-LT (A/O 2015-01)* » qui passe de 0,0 TWh en 2024 à 0,2 TWh pour chacune des quatre années subséquentes. Veuillez notamment indiquer le nombre d'heures prévues d'utilisation de ce contrat pour chacune des années du tableau et indiquer comment ces valeurs ont été déterminées.

Réponse :

3 **La hausse entre 2024 et les années subséquentes s'explique par une demande**
4 **accrue. En 2025, la majorité des heures ayant déjà été utilisée au cours des trois**
5 **premiers mois de l'année, il est prévu que le nombre d'heures restant soit**
6 **utilisé d'ici la fin de l'année 2025. Pour les années 2026 à 2028, il est prévu une**
7 **pleine utilisation du contrat.**

6.3 Pour la ligne intitulée « *HQP-LT (A/O 2015-01)* » de la référence (i), veuillez fournir les valeurs historiques en GWh et en M\$ de chaque année depuis la mise en place du contrat.

Réponse :

8 **Le Distributeur dépose les quantités d'énergie et le coût des systèmes de**
9 **puissance (A/O 2015-01) dans chaque rapport annuel transmis à la Régie¹ dans**
10 **les documents relatifs aux approvisionnements en électricité.**

¹ En vertu de la l'article 75.1 de la LRÉ.

- 6.4 Pour la ligne intitulée « *Intégration éolienne* » de la référence (i), veuillez expliquer, avec chiffres détaillés à l'appui, chacune des variations d'une année à l'autre de la valeur monétaire en M\$.

Réponse :

1 Les caractéristiques du service d'intégration éolienne (SIÉ) font en sorte que le
 2 Distributeur ne prend pas livraison de la production éolienne. Celle-ci est reçue
 3 par le fournisseur du SIÉ, qui la retourne sous forme de livraisons uniformes
 4 d'une heure à l'autre, pour un volume annuel égal à un facteur d'utilisation de
 5 35 % de la puissance installée en service (les Retours d'énergie). Le SIÉ prévoit
 6 un prix pour les écarts de livraison entre la production éolienne réelle et les
 7 Retours d'énergie. Ainsi, le coût de « l'intégration éolienne » correspond au
 8 coût du SIÉ et varie d'une année à l'autre en fonction de la production réelle,
 9 d'où les coûts différents apparaissant aux années historique (2024) et de base
 10 (2025).

11 Pour les années témoin (2026 à 2028), le Distributeur estime le coût de
 12 l'intégration éolienne en fonction des livraisons d'énergie prévues à ses
 13 contrats éoliens (l'énergie contractuelle), lesquelles totalisent un volume
 14 légèrement inférieur à celui des Retours d'énergie. Le coût estimé correspond
 15 ainsi au coût des Retours d'énergie additionné du coût pour compenser l'écart
 16 de livraison. À ceci s'ajoutent les mises en service de nouveaux contrats
 17 éoliens en 2026, 2027 et 2028, qui contribuent à augmenter le coût de
 18 l'intégration éolienne (et à réduire l'écart de livraison anticipé en fonction de
 19 l'énergie contractuelle).

20 Le Distributeur précise toutefois qu'en raison du SIÉ, il prévoit dans son bilan
 21 d'énergie des livraisons en énergie équivalant à un facteur d'utilisation annuel
 22 de 35 % pour la production éolienne.

- 6.5 Pour la ligne intitulée « *Intégration éolienne* » de la référence (i), veuillez expliquer, avec chiffres détaillés à l'appui, pourquoi la quantité d'énergie n'est pas nulle pour les années 2026, 2027, 2028 et détailler les valeurs de 0,4, 0,2 et 0,2 TWh apparaissant au tableau.

Réponse :

23 Voir la réponse à la question 6.4.

- 6.6 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer, avec chiffres détaillés à l'appui, comment ont été déterminées les valeurs monétaires des années 2026, 2027 et 2028 pour la ligne intitulée « *dont achats sur les marchés de court terme* » en indiquant, s'il en est, la relation avec le tableau 4 de la référence (iv).

Réponse :

1 Le Distributeur réfère l'intervenante à la section 3 de la pièce HQD-2,
2 Document 1 ([B-0027](#)), qui détaille la méthodologie employée. Le Distributeur
3 précise que le tableau 4 est présenté à titre indicatif uniquement et n'est pas en
4 lien avec les prix anticipés pour les années 2026 à 2028.

5 Voir également la réponse à la question 21.3 de la demande de renseignements
6 n° 2 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2 ([B-0078](#)).

6.7 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer, pour chacune des cinq années du tableau, la part fournie par Hydro-Québec (en TWh, M\$ et \$/MWh) pour la ligne intitulée « *dont achats sur les marchés de court terme* ».

Réponse :

7 Pour l'année 2024, le Distributeur invite l'intervenante à consulter le dossier du
8 rapport annuel 2024 : R-9001-2024, HQD 6, Document 1 ([B-0007](#)), page 12.

9 Pour l'année 2025, 1,88 TWh sont fournis par Hydro-Québec à un coût de
10 263,3 M\$ pour un coût unitaire de 140,4 \$/MWh.

11 Conformément à ce qui est présenté à la section 3 de la pièce HQD-2,
12 Document 1 ([B-0027](#)), le Distributeur prévoit, pour les années 2026 à 2028,
13 s'approvisionner exclusivement auprès d'Hydro-Québec pour ses besoins de
14 court terme.

6.8 Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer, avec chiffres détaillés à l'appui, le calcul des valeurs de 75,3 M\$, de 79,2 M\$ et de 83,4 M\$ de la ligne intitulée « *option d'électricité interruptible (GDP Engagement 2026+)* » et justifier la hausse significative de ces valeurs par rapport aux valeurs de 2024 et 2025 de 14,6 M\$ et 32,6 M\$ alors que la puissance de ce moyen varie peu au cours de ces années (référence (iii)).

Réponse :

15 La GDP Engagement, dont le prix moyen est supérieur à celui de l'OÉI, entre en
16 vigueur à l'hiver 2025-2026, ce qui explique la variation par rapport aux hivers
17 précédents.

18 Voir également la réponse à la question 4.1, qui détaille la répartition des
19 volumes de la GDP Engagement par sous-options. Le calcul des valeurs
20 mentionnées dans la question de l'intervenante correspond au produit des
21 volumes de GDP par le niveau des récompenses financières versées aux clients
22 pour leur contribution.

23 Voir également la réponse à la question 5.1.

6.9 Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer, avec chiffres détaillés à l'appui, le calcul des valeurs de 65,0 M\$, de 60,5 M\$ et de 63,8 M\$ de la ligne intitulée « *GDP Affaires (GDP Latitude 2027+)* » et justifier la hausse significative de ces valeurs par rapport aux valeurs de 2024 et 2025 de 45,0 M\$ et 49,8 M\$ alors que la puissance de ce moyen varie peu au cours de ces années (référence (iii)). Veuillez notamment expliquer la baisse de la valeur entre 2026 (65,0 M\$) et 2027 (60,5 M\$) alors que la puissance de ce moyen varie peu au cours de ces années (référence (iii)).

Réponse :

1 **Le Distributeur précise que la GDP Latitude débute à l'hiver 2026-2027 en**
2 **remplacement de la GDP Affaires, ce qui explique la variation observée.**
3 **Voir également la réponse à la question 5.1.**

6.10 Pour la ligne intitulée « *Tarification dynamique (récompense hivernale)* » de la référence (ii), veuillez expliquer, avec chiffres détaillés à l'appui, chacune des variations d'une année à l'autre de la valeur monétaire en M\$ alors que la puissance de ce moyen est à la hausse au cours de ces années (référence (iii)).

Réponse :

4 **La baisse des coûts s'explique par la diminution des volumes liés au crédit**
5 **hivernal, le tarif Flex n'étant associé à aucun coût à la référence indiquée. Voir**
6 **également les réponses aux questions 4.2 et 5.1.**

6.11 Pour la ligne intitulée « *Achats sur les marchés de court terme* » de la référence (ii), veuillez expliquer, avec chiffres détaillés à l'appui, le calcul des valeurs de 16,5 M\$, de 37,8 M\$ et de 36,2 M\$ et expliquer chacune des variations d'une année à l'autre de ces valeurs et notamment les hausses importantes à compter de 2027.

Réponse :

7 **Les valeurs mentionnées par l'intervenante résultent du produit entre les**
8 **besoins résiduels en puissance et les prix à terme publiés sur le site ICE au 14**
9 **mai 2025 (<https://www.ice.com/report/142>), accessibles sur abonnement. La**
10 **section 3 de la pièce HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)), précise les marchés de**
11 **référence et le changement méthodologique prévu à l'hiver 2026-2027, soit le**
12 **passage d'un référentiel « reste de l'État (rest of state) » bonifié de 25 % à un**
13 **référentiel basé sur la zone J (New York). Ce changement permet d'expliquer la**
14 **tendance observée.**

APPROVISIONNEMENTS DE COURT TERME FOURNIS PAR HYDRO-QUÉBEC

7. Référence : B-0027, page 10, ligne 15, à page 11, ligne 20.

Préambule :

« La Loi sur la gouvernance responsable permet de remplacer les activités des transactions énergétiques sur les marchés de court terme par le Distributeur par une nouvelle approche. Ainsi, les approvisionnements de court terme requis pour alimenter la charge locale, au-delà de l'électricité patrimoniale, des contrats et autres approvisionnements de long terme, sont désormais fournis par Hydro-Québec, à un coût reflétant celui du marché pour un service ou un produit comparable.

Pour établir les volumes d'électricité fournis à titre d'approvisionnement de court terme, le Distributeur calculera, à la fin de chaque année civile, la demande nette pour chacune des heures. Pour ce faire, les besoins réguliers du Distributeur seront réduits des volumes découlant des approvisionnements post patrimoniaux avec obligation de prendre livraison, incluant les moyens de gestion. Ensuite, la valeur d'électricité patrimoniale sera optimisée en fonction de la demande nette horaire calculée à l'étape précédente. Pour chaque heure où la demande nette dépasse la valeur horaire d'électricité patrimoniale associée, l'écart sera comptabilisé comme un approvisionnement fourni par Hydro-Québec. Dans le cas inverse, l'écart sera comptabilisé comme de l'électricité patrimoniale inutilisée.

En ce qui concerne les approvisionnements post patrimoniaux de long terme flexibles, ils seront placés après l'électricité patrimoniale, mais avant le calcul des quantités d'approvisionnement de court terme fournis par Hydro-Québec.

[...]

Avec cette nouvelle approche, les volumes d'approvisionnements de court terme sont déterminés a posteriori, donc avec une connaissance parfaite des besoins. De cette façon, aucune stratégie de gestion de l'approvisionnement patrimonial n'est requise et aucune transaction sur les marchés ne sera désormais mise en place par le Distributeur. Pour cette raison, l'Entente globale cadre, qui avait pour objectif d'inciter le Distributeur à effectuer des achats pour optimiser l'électricité patrimoniale et éviter les dépassements, devient caduque, tout comme les suivis des achats de court terme sous dispense et le suivi sur l'indicateur de performance des achats de court terme. » (Nous soulignons)

Demandes :

7.1 Veuillez fournir une liste exhaustive des « *approvisionnements post patrimoniaux avec obligation de prendre livraison* » dont il est question à la référence.

Réponse :

1 **Les approvisionnements postpatrimoniaux avec obligation de prendre livraison**
2 **réfèrent à tous les contrats existants ou à venir dans lesquels le Distributeur**
3 **s'engage à prendre livraison de l'énergie produite. Présentement, les contrats**
4 **éoliens, de cogénération et de petite hydraulique sont des contrats avec**

1 obligation de prendre livraison. Certains approvisionnements
2 postpatrimoniaux fournis par Hydro-Québec sont ou pourraient également être
3 assortis d'une obligation de prendre livraison, comme l'est
4 l'approvisionnement en base de 350 MW découlant du contrat dont les
5 livraisons ont débuté en 2007. Par ailleurs, le Distributeur utilise le service
6 d'intégration éolienne pour établir le volume horaire livré des contrats éoliens.

7.2 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle certains « *moyens de gestion* » dont il est question à la référence sont déjà retirés des « *besoins réguliers du Distributeur* ». Dans un tel contexte, veuillez expliquer pourquoi ces besoins réguliers du Distributeur doivent-ils être réduits des moyens de gestion et fournissez un exemple chiffré pour illustrer la mécanique proposée.

Réponse :

7 Le Distributeur le confirme. L'effacement des moyens de gestion est inclus
8 dans les besoins réguliers du Distributeur par l'unité en charge des
9 statistiques. De là la nécessité de retirer la même valeur d'effacement afin
10 d'allouer l'électricité patrimoniale.

7.3 Veuillez fournir une liste exhaustive des « *moyens de gestion* » dont il est question à la référence.

Réponse :

11 L'information est disponible au tableau 2 de la pièce HQD-2, Document 1
12 ([B-0027](#)).

7.4 Dans la « *nouvelle approche* » décrite à la référence, veuillez indiquer qui du Distributeur ou d'Hydro-Québec aura la tâche de commander les moyens de gestion lorsque requis.

Réponse :

13 La stratégie établie pour commander les moyens de gestion continuera d'être
14 appliquée de la même manière que par le passé.

15 Toutefois, Hydro-Québec aura désormais la responsabilité exclusive d'assurer
16 l'approvisionnement des besoins de court terme de la charge locale.

7.5 Relativement à la référence, veuillez expliquer comment « *la valeur d'électricité patrimoniale sera optimisée* » en indiquant notamment la méthode d'optimisation utilisée.

Réponse :

1 L'objectif de l'optimisation est de maximiser l'utilisation de chaque bâtonnet
2 d'électricité patrimoniale avec une demande qui est connue pour chaque heure
3 de l'année. Pour ce faire, la demande nette est calculée pour chaque heure de
4 l'année et les valeurs sont triées en ordre décroissant.

5 Par la suite, le solde horaire entre la demande nette et le volume du bâtonnet
6 d'électricité patrimoniale (lui aussi trié en ordre décroissant) est calculé. Si le
7 solde est négatif, ce volume sera comptabilisé comme de l'électricité
8 patrimoniale inutilisée. S'il est positif, il sera comptabilisé comme un volume
9 d'électricité fournis à titre d'approvisionnement de court terme par
10 Hydro-Québec.

7.6 Veuillez fournir une liste exhaustive des « *approvisionnements post patrimoniaux de long terme flexibles* » dont il est question à la référence et indiquer selon quel ordonnancement ils seront appliqués.

Réponse :

11 Les approvisionnements postpatrimoniaux flexibles de long terme sont ceux
12 sous le vocable Cyclable et les contrats de puissance issus de l'A/O 2015-01.
13 Pour la séquence, voir la réponse à la question 7.7.

7.7 Veuillez fournir un exemple chiffré illustrant l'application de la « *nouvelle approche* » décrite à la référence en incluant toutes les composantes impliquées et en montrant suffisamment d'heures pour illustrer tous les cas de figure possibles.

Réponse :

14 Les étapes de la méthode proposée sont présentées à l'annexe A.

7.8 Veuillez confirmer (ou informer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle, pour déterminer les différentes quantités et coûts d'approvisionnement prévisionnels d'une année donnée, le Distributeur ou Hydro-Québec doivent préparer une matrice de 8 760 heures (ou de 8 784 heures en année bissextile) avec des valeurs déterministes. Veuillez fournir les matrices ainsi préparées pour chacune des années 2026, 2027 et 2028 dans un fichier Excel.

Réponse :

15 De l'avis du Distributeur, les « matrices » demandées sont largement trop
16 volumineuses et fournissent un détail excessif en regard du cadre du présent
17 dossier. Voir également la réponse à la question 5.1.

7.9 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit fournir un suivi *a posteriori* (comme il le faisait pour l'entente globale cadre) des quantités réelles de la « *nouvelle approche* » décrite à la référence, sous la forme d'un chiffrier Excel de 8 760 heures (ou de 8 784 heures pour une année bissextile). Dans la négative, veuillez justifier de ne pas le faire.

Réponse :

1 **Le Distributeur déposera un suivi. Toutefois, le contenu et la forme restent à**
2 **être déterminés.**

7.10 Veuillez chiffrer le nombre d'Équivalents temps complet (« ÉTC ») dont le Distributeur n'aura plus besoin étant donné qu'il n'aura plus à réaliser toutes les tâches et suivis énumérés à la référence.

Réponse :

3 **En effet, le nouveau cadre implique la transformation de certaines activités et**
4 **l'ajout de nouvelles. À cet égard, le Distributeur évaluera les besoins et**
5 **attribuera les ressources requises et optimales à la réalisation des activités.**

8. **Références :** (i) B-0027, page 10, ligne 33, à page 11, ligne 12, et tableau 4;
 (ii) Dernier dépôt du suivi de l'entente globale cadre :
 <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.regie-energie.qc.ca%2Fstorage%2Fapp%2Fmedia%2FSuivis%2FSuivi%2520D-2022-151%2Fhqd-suivi-de-lentente-globale-cadre-2024.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK> ;
 (iii) R-4306-2025, B-0036, page 4, réponse 1.1.

Préambule :

- (i) « *Pour établir les prix de référence des approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec, le Distributeur se réfère à ses activités de transactions énergétiques de court terme des 20 dernières années pour établir une formule de prix de référence, en fonction des volumes requis, de la capacité aux interconnexions et des prix historiques observés sur les marchés.*

Pour la première tranche de 1 à 600 MW, le prix correspondra à celui du prix de marché observé pour cette heure au point d'interconnexion avec l'Ontario. Pour les 1 000 MW subséquents, le prix de marché observé pour cette heure au point de New York sera utilisé. Au-delà de ces quantités, c'est le prix de marché observé pour cette heure au point d'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre qui s'appliquera. Les frais afférents applicables seront aussi comptabilisés dans les coûts de chacun des marchés (frais de sortie, frais de transactions et GES). Si des changements structurels dans les prix entre les différents marchés survenaient, le Distributeur pourra ajuster cette séquence afin d'en tenir compte.

À titre informatif, le tableau 4 présente les prix historiques observés dans les dernières années sur les trois marchés de référence.

Tableau 4
Prix moyen d'hiver selon le marché en \$ CA/MWh
(inclut frais de sortie et de courtage)

	ON	NY	NE
2022-2024	46,08	65,60	119,69
2020-2024	36,88	52,24	100,78
2015-2024	31,19	46,02	91,73

» (Nous soulignons)

- (ii) À quelques endroits, le suivi de l'entente globale cadre fournit des prix horaires réels de marchés en \$/MWh.
- (iii) « La référence (iii) réfère à une demande d'autorisation concernant la construction d'une ligne à 320 kV entre le poste des Appalaches et la frontière du réseau du Transporteur avec l'État du Maine, l'installation d'un convertisseur à ce poste et la réalisation les travaux connexes.

L'ensemble de ces travaux permettent de fournir le service de transport ferme de point à point à la suite de la demande que le Transporteur a reçu d'Hydro-Québec Production.

Une convention de service pour le service de transport ferme de point à point à long terme, porte sur une livraison de 1 243 MW à la frontière, d'une durée de 20 ans

La référence (iv) réfère à une demande d'autorisation concernant l'installation d'un convertisseur au poste Hertel, la construction d'une ligne à 400 kV entre ce poste et la frontière du réseau du Transporteur avec l'État de New York et la réalisation de travaux connexes.

L'ensemble de ces travaux permettent de fournir le service de transport ferme de point à point à la suite de la demande que le Transporteur a reçu de la part d'Hydro-Québec Production.

Une convention de service pour le service de transport ferme de point à point à long terme, porte sur une livraison de 1 283 MW à la frontière, d'une durée de 20 ans

L'AQCIE-CIFQ comprend que les investissements liés aux travaux définis aux références (iii) et (iv) sont des interconnexions justifiées pour l'exportation d'électricité.

Demandes :

1.1. Veuillez confirmer que chacune des interconnexions mentionnées aux références (iii) et (iv) est justifiée par la signature avec le Producteur d'une convention de service de transport visant l'exportation d'électricité.

Réponse :

Le Transporteur indique que pour chacun des projets mentionnés aux références (iii) et (iv), une convention de service de transport ferme de point à point pour livraison a été signée avec le Producteur. Par ailleurs, les

équipements qui seront installés sur le réseau de transport sont conçus pour être utilisés en mode bidirectionnel, afin de permettre leur utilisation en mode livraison ainsi qu'en mode réception. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 8.1** Veuillez expliquer et justifier le choix des valeurs de 600 MW et de 1 000 MW apparaissant à la référence (i) et fournir tous les intrants et leurs sources ayant mené à ces valeurs.

Réponse :

1 **Le volume de 600 MW a été établi en fonction de l'accessibilité au marché de**
2 **l'IESO via l'interconnexion de l'Outaouais pour des réservations non fermes en**
3 **temps réel, alors que le 1 000 MW est le volume ferme pour le marché de NYISO**
4 **via l'interconnexion de Châteauguay.**

- 8.2** Veuillez indiquer la limite d'importation du point d'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre dont il est question à la référence (i) et indiquer comment le Distributeur compte calculer le prix de référence dans un cas de dépassement d'une telle limite à une heure donnée.

Réponse :

5 **Étant donné que le prix du marché de la Nouvelle-Angleterre est le dernier de**
6 **la séquence, la limite d'importation de ce marché n'est pas une contrainte pour**
7 **l'application de la formule.**

- 8.3** Relativement à la référence (i), veuillez justifier de ne pas avoir considéré d'autres points d'interconnexion comme, par exemple mais sans s'y limiter, celui avec le Nouveau-Brunswick ou encore les deux nouvelles interconnexions mentionnées en mode réception à la référence (iii).

Réponse :

8 **La capacité d'importer en provenance du Nouveau-Brunswick est variable et**
9 **tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de NB**
10 **Power. De plus, le prix sur cette interconnexion aux heures de pointe tend vers**
11 **le prix de la Nouvelle-Angleterre.**

12 **Pour les deux autres interconnexions mentionnées en référence (iii), la seule**
13 **qui pourrait avoir un impact sur la formule de prix est Hertel-New York, puisque**
14 **la Nouvelle-Angleterre est déjà le dernier marché de la séquence.**

15 **Si Hydro-Québec devait importer des volumes sur l'interconnexion Hertel-New**
16 **York pour répondre à la demande du Québec et ce, de façon récurrente, ceci**
17 **constituerait un exemple de changement structurel. Tel que mentionné à la**
18 **référence (i), le Distributeur ajusterait alors sa formule de prix afin de refléter**
19 **les nouvelles conditions du marché.**

- 8.4** Veuillez justifier de ne pas utiliser les valeurs monétaires horaires en \$/MWh comme celles utilisées à la référence (ii).

Réponse :

1 **Le prix de la référence (ii) est le prix moyen des achats réels. Toutefois, avec la**
2 **nouvelle approche, le volume d'approvisionnement de court terme sera**
3 **déterminé a posteriori et ne sera pas associé à des transactions physiques. La**
4 **formule proposée a comme objectif de refléter le coût du marché pour un**
5 **service ou un produit comparable.**

- 8.5** Veuillez fournir tous les intrants et leurs sources détaillées et le détail de tous les calculs ayant mené aux valeurs du tableau 4 de la référence (i) en indiquant mais sans s'y limiter :

- la méthode statistique exacte utilisée (moyenne arithmétique simple, moyenne pondérée, médiane, ou autre);
- le traitement des observations extrêmes;
- tout autre ajustement (p. ex. inflation, conversion devises, normalisation saisonnière);
- la méthode de conversion en dollars canadiens (p. ex. taux du moment présent, taux du jour, moyenne annuelle ou autre);
- la méthode de détermination des frais afférents et toute autre prime ou remise.

Réponse :

6 **Le tableau en référence a été fourni à titre indicatif pour montrer que la**
7 **séquence de marché proposée dans la formule est, en moyenne, celle qui va du**
8 **prix le moins cher au prix le plus cher et ce, indépendamment si le calcul est**
9 **fait sur 3 ans, 5 ans ou 10 ans.**

10 **Il s'agit d'une moyenne arithmétique simple des prix historiques sur chaque**
11 **marché pendant les heures de janvier, février, mars et décembre.**

12 **Un frais de courtage équivalent à celui payé par le Distributeur pour pouvoir**
13 **accéder aux marchés externes, soit 0,75 \$US/MWh et les frais de sortie annuels**
14 **publiés par l'IESO, le NYISO et l'ISONE sont également inclus.**

15 **Pour convertir en dollars canadiens, le taux de change utilisé est celui des**
16 **suivis de l'entente global cadre. Il s'agit d'un taux de change mensuel appliqué**
17 **à toutes les heures du mois.**

- 8.6** Relativement au tableau 4 de la référence (ii), veuillez fournir les prix moyens mensuels en \$CA/MWh de chaque marché et de chaque année le composant de même que les frais afférents.

Réponse :

- 1 Le tableau R-8.6-A présente le prix moyen par mois, incluant les frais de sortie
 2 et les frais de courtage de 0,75 \$US/MWh. Le tableau R-8.6-B présente
 3 uniquement les frais de sortie moyen par mois.

Tableau R-8.6-A
Prix moyen par mois de l'hiver et par marchés en \$CAD/MWh
(incluant les frais de sortie et de courtage)

Année	Mois	ON	NY	NE
2015	Janvier	33,21	46,24	100,00
	Février	56,03	86,11	167,99
	Mars	27,81	46,00	95,46
	Décembre	13,72	24,22	48,28
2016	Janvier	16,49	30,20	73,18
	Février	15,67	26,30	59,59
	Mars	8,81	16,75	44,31
	Décembre	23,11	33,90	89,01
2017	Janvier	24,19	41,14	71,13
	Février	23,90	36,86	57,06
	Mars	27,91	31,28	66,04
	Décembre	15,46	44,46	109,51
2018	Janvier	37,40	70,31	153,20
	Février	21,65	32,35	68,03
	Mars	20,31	32,11	64,47
	Décembre	31,75	43,03	82,82
2019	Janvier	30,41	48,50	94,53
	Février	30,65	37,21	65,89
	Mars	28,92	40,81	69,96
	Décembre	24,42	30,14	73,65
2020	Janvier	17,73	26,00	53,54
	Février	17,62	26,77	50,01
	Mars	17,22	25,36	44,18
	Décembre	18,73	28,68	73,48
2021	Janvier	20,48	34,44	75,37
	Février	35,72	49,89	113,71
	Mars	19,82	20,35	64,56
	Décembre	37,99	47,29	106,20
2022	Janvier	73,07	121,88	211,72
	Février	50,48	82,21	172,05
	Mars	40,68	44,95	106,70
	Décembre	60,02	97,21	181,47
2023	Janvier	36,44	51,72	90,08
	Février	44,21	49,68	117,47
	Mars	26,20	31,26	72,48
	Décembre	36,59	49,36	75,25
2024	Janvier	50,47	74,97	120,92
	Février	32,99	44,87	76,39
	Mars	32,83	41,26	59,40
	Décembre	67,88	95,74	152,88

Tableau R-8.6-B
Frais de sortie moyen par mois de l'hiver et par marchés en \$CAD/MWh

Année	Mois	ON	NY	NE
2015	Janvier	2,65	4,22	12,98
	Février	2,65	3,88	13,43
	Mars	2,65	4,65	13,56
	Décembre	2,65	6,83	16,50
2016	Janvier	2,65	4,01	17,22
	Février	2,65	4,15	16,71
	Mars	2,65	3,76	16,02
	Décembre	2,65	4,31	16,99
2017	Janvier	2,81	5,40	17,18
	Février	2,81	6,07	16,75
	Mars	2,81	6,06	17,08
	Décembre	2,81	5,38	17,49
2018	Janvier	2,86	5,15	17,06
	Février	2,86	5,24	17,27
	Mars	2,86	6,04	17,74
	Décembre	2,86	6,25	18,18
2019	Janvier	2,86	5,62	17,98
	Février	2,86	5,51	17,84
	Mars	2,86	6,18	18,06
	Décembre	2,86	5,87	18,18
2020	Janvier	2,86	6,16	17,95
	Février	2,86	5,81	18,23
	Mars	2,86	6,46	19,16
	Décembre	2,86	6,57	20,40
2021	Janvier	2,94	6,47	20,02
	Février	2,94	6,92	19,96
	Mars	2,94	5,98	19,77
	Décembre	2,94	6,52	21,87
2022	Janvier	2,86	6,22	21,83
	Février	2,86	5,14	22,00
	Mars	2,86	7,42	21,91
	Décembre	2,86	7,66	23,49
2023	Janvier	2,87	9,35	23,09
	Février	2,87	7,29	23,14
	Mars	2,87	7,90	23,53
	Décembre	2,87	7,74	23,10
2024	Janvier	3,03	7,03	25,37
	Février	3,03	7,08	25,54
	Mars	3,03	7,01	25,60
	Décembre	3,03	9,47	27,00

- 8.7 Veuillez fournir les volumes d'achat estimés par tranche définie à la référence (i) (1 à 600 MW, 601 à 1600 MW, >1600 MW) réels pour 2024 et estimés pour chaque année entre 2025 et 2028, en MWh par mois. Veuillez également indiquer, pour chaque mois, la part correspondante (%) de ces volumes dans les besoins totaux d'approvisionnement post-patrimoniaux du Distributeur.

Réponse :

- 1 Pour 2024, l'intervenante est en mesure de faire l'exercice à partir du suivi de
- 2 l'entente globale cadre en utilisant les colonnes « Achats long terme » et
- 3 « Achats court terme ». Pour les années suivantes, les tableaux ci-dessous
- 4 présentent l'information en GWh.

Tableau R-8.7-A

Activités de court terme 2025 par mois et par plages de puissance (GWh) et leur part dans le total des approvisionnements postpatrimoniaux

Mois	Plage de puissance			Part des activités de court terme sur les approvisionnements postpatrimoniaux
	De 1 à 600 MW	De 601 à 1600 MW	Plus que 1600 MW	
Janvier	322,7	340,1	36,9	23%
Février	358,7	499,7	382,4	39%
Mars	200,9	198,8	111,5	23%
Avril	29,3	21,5	1,7	4%
Mai	0	0	0	0%
Juin	0,1	0	0	0%
Juillet	0	0	0	0%
Août	0,1	0	0	0%
Septembre	1,6	0	0	0%
Octobre	2,3	0,4	0	0%
Novembre	140,8	96,1	10,1	13%
Décembre	360,8	456,9	134,9	34%

Tableau R-8.7-B

Activités de court terme 2026 par mois et par plages de puissance (GWh) et leur part dans le total des approvisionnements postpatrimoniaux

Mois	Plage de puissance			Part des activités de court terme sur les approvisionnement postpatrimoniaux
	De 1 à 600 MW	De 601 à 1600 MW	Plus que 1600 MW	
Janvier	372,7	246,8	1,0	20%
Février	307,3	173,5	0,0	18%
Mars	194,6	70,7	0,0	13%
Avril	27,6	0,9	0,0	2%
Mai	0,0	0,0	0,0	0%
Juin	1,3	0,5	0,0	0%
Juillet	0,0	0,0	0,0	0%
Août	0,6	0,0	0,0	0%
Septembre	3,4	1,8	0,0	0%
Octobre	2,8	1,1	0,0	0%
Novembre	106,0	15,7	0,0	7%
Décembre	314,7	164,0	0,0	17%

Tableau R-8.7-C
Activités de court terme 2027 par mois et par plages de puissance (GWh) et leur part dans le total des approvisionnements postpatrimoniaux

Mois	Plage de puissance			Part des activités de court terme sur les approvisionnement postpatrimoniaux
	De 1 à 600 MW	De 601 à 1600 MW	Plus que 1600 MW	
Janvier	384,9	242,7	0,0	18%
Février	328,6	183,1	0,0	17%
Mars	134,5	25,7	0,0	7%
Avril	12,1	0,1	0,0	1%
Mai	0,0	0,0	0,0	0%
Juin	1,1	0,5	0,0	0%
Juillet	0,0	0,0	0,0	0%
Août	0,3	0,0	0,0	0%
Septembre	2,5	0,8	0,0	0%
Octobre	3,4	1,7	0,0	0%
Novembre	64,4	5,4	0,0	3%
Décembre	273,9	68,0	0,0	12%

Tableau R-8.7-D
Activités de court terme 2028 par mois et par plages de puissance (GWh) et leur part dans le total des approvisionnements postpatrimoniaux

Mois	Plage de puissance			Part des activités de court terme sur les approvisionnement postpatrimoniaux
	De 1 à 600 MW	De 601 à 1600 MW	Plus que 1600 MW	
Janvier	375,4	268,0	0,3	17%
Février	307,3	186,3	0,0	14%
Mars	197,8	78,3	0,0	10%
Avril	43,8	2,6	0,0	3%
Mai	31,7	0,0	0,0	2%
Juin	30,5	3,3	0,0	2%
Juillet	35,9	0,3	0,0	2%
Août	40,1	0,8	0,0	2%
Septembre	30,3	1,6	0,2	2%
Octobre	67,0	5,0	0,4	3%
Novembre	132,8	29,4	0,0	7%
Décembre	346,6	228,5	0,0	18%

8.8 Veuillez justifier et expliquer la sélection des intervalles d'années présentés au tableau 4 de la référence (i). En particulier, précisez la raison du découpage temporel retenu et comment il reflète la période de référence ou les cycles tarifaires du Distributeur, le cas échéant.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.5.**

8.9 Veuillez indiquer si les intervalles au tableau 4 de la référence (i) ont servi directement à la construction de la formule de prix de référence ou uniquement à des fins de présentation.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.5.**

8.10 Veuillez définir ce que le Distributeur entend par des « *changements structurels* » dans le cadre du contexte de la référence (i) et décrire la méthode d'ajustement de la séquence afin d'en tenir compte qui sera utilisée. Veuillez aussi indiquer à quelle fréquence et dans quel cadre la présence de « *changements structurels* » sera-t-elle vérifiée.

Réponse :

2 **Le Distributeur fait référence à un changement significatif et durable dans la**
 3 **structure des marchés. Voir la réponse à la question 8.3 pour un exemple.**
 4 **Tout changement de la formule serait présenté dans le cadre des dossiers**
 5 **tarifaires du Distributeur.**

9. Référence : B-0027, page 12, tableau 5.

Préambule :

«

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2013-2024
Historique Réel (1)	TWh	2,7	3,1	3,4	0,1	0,5	0,9	2,1	0,2	0,5	5,0	1,1	0,6	1,7
	M\$	174,9	528,2	290,7	31,1	64,6	83,1	108,1	10,4	22,6	472,9	102,4	42,9	161,0
Historique selon méthode et formule proposées (2)	TWh	2,2	2,6	2,6	0,0	0,5	0,4	1,7	0,0	0,1	4,2	0,3	0,3	1,2
	M\$	121,8	278,9	169,5	2,3	22,2	22,2	74,3	1,8	4,7	454,9	46,3	19,0	101,5
Écart ((2) - (1))	TWh	(0,5)	(0,6)	(0,8)	(0,1)	(0,0)	(0,6)	(0,4)	(0,2)	(0,4)	(0,7)	(0,8)	(0,3)	(0,5)
	M\$	(53,1)	(249,3)	(121,2)	(28,8)	(42,4)	(60,9)	(33,7)	(8,6)	(17,9)	(18,0)	(56,1)	(23,9)	(59,5)

»

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer les intrants et leurs sources ayant permis de préparer les deux premières lignes du tableau 5 de la référence en TWh et M\$.

Réponse :

6 **Le Distributeur présente au tableau R-9.1 une version révisée du tableau 5 de**
 7 **la référence dans laquelle les données (M\$) de la section « Historique Réel (1) »**
 8 **de 2022 à 2024 ont été harmonisées avec celles des années précédentes. Le**
 9 **Distributeur déposera ultérieurement une version révisée de la pièce HQD-2,**
 10 **Document 1 ([B-0027](#)).**

Tableau R-9.1 (tableau 5 révisé)
Coût historique réel des activités de court terme et coût avec la méthode et la formule proposées appliquées à la demande historique

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2013-2024
Historique Réel (1)	TWh	2,7	3,1	3,4	0,1	0,5	0,9	2,1	0,2	0,5	5,0	1,1	0,6	1,7
	M\$	174,9	528,2	290,7	31,1	64,6	83,1	108,1	10,4	22,6	468,4	106,4	54,1	161,9
Historique selon méthode et formule proposées (2)	TWh	2,2	2,6	2,6	0,0	0,5	0,4	1,7	0,0	0,1	4,2	0,3	0,3	1,2
	M\$	121,8	278,9	169,5	2,3	22,2	22,2	74,3	1,8	4,7	454,9	46,3	19,0	101,5
Écart ((2) - (1))	TWh	(0,5)	(0,6)	(0,8)	(0,1)	(0,0)	(0,6)	(0,4)	(0,2)	(0,4)	(0,7)	(0,8)	(0,3)	(0,5)
	M\$	(53,1)	(249,3)	(121,2)	(28,8)	(42,4)	(60,9)	(33,7)	(8,6)	(17,9)	(13,5)	(60,1)	(35,1)	(59,5)

1 Pour la période 2013 à 2021, il s'agit du volume et du coût des
 2 approvisionnements de court terme indiqués au tableau 8.1 de la pièce HQD-2,
 3 document 3 du dossier R-4210-2022 (B-0020).

4 Le tableau 8.1 de l'État d'avancement 2023, le tableau 4 de la pièce HQD-4,
 5 Document 1 (B-0047) du dossier R-4270-2024 et le tableau 3 de la pièce HQD-2,
 6 Document 1 (B-0027) du présent dossier contiennent les données utilisées
 7 respectivement pour 2022, 2023 et 2024.

8 Pour toutes les années, l'énergie et le coût en énergie du contrat Cyclable et
 9 des contrats issus de l'A/O 2015-01 ont été additionnés. Le détail associé à ces
 10 contrats se trouve dans les Rapports annuels déposés par le Distributeur à
 11 chaque année.

9.2 Relativement aux 3^e et 4^e lignes du tableau 5 de la référence, veuillez indiquer les intrants et leurs sources ayant permis leur préparation, de même que la méthode utilisée pour leur calcul.

Réponse :

12 Les besoins réguliers du Distributeur (BRD), la consommation de centrales et
 13 les approvisionnements de long terme utilisés pour les calculs sont ceux des
 14 dossiers annuels de suivi de l'entente globale cadre. Voir également les
 15 réponses aux questions 7.7 et 8.5.

10. Référence : B-0027, page 12, lignes 1 à 15.

Préambule :

« Pour établir le prix de référence de la puissance de court terme, le Distributeur se réfère à son expertise des huit dernières années dans les appels d'offres pour des produits de puissance et à l'expertise du Parquet de transactions d'Hydro-Québec. Pour l'hiver 2025-2026, le prix de référence sera celui du mois requis du marché de New York pour la région « reste de l'état (Rest of state) » bonifié de 25 %. Ce prix est comparable aux prix payés par le Distributeur pour les appels d'offres en puissance réalisés depuis 2017 et s'avère généralement à l'avantage de la clientèle, tel qu'indiqué au tableau 6.

[...]

À partir de l'hiver 2026-2027, le prix de référence pour les approvisionnements en puissance de court terme du Distributeur sera celui des encans mensuels pour le mois requis du marché de New York pour la région de la ville de New York (zone J NYC). L'entrée en service du projet Champlain Hudson Power Express (CHPE) créera une nouvelle dynamique de marché pour les approvisionnements en puissance de court terme du Distributeur. Même si les potentiels fournisseurs sont essentiellement localisés dans la région « reste de l'état » de New York, le prix demandé par ces fournisseurs reflétera l'opportunité de revente de la puissance à la zone J NYC. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 10.1** Veuillez fournir la référence pour accéder au prix de référence du mois requis du marché de New York pour la région « *reste de l'état (Rest of state)* », tel que mentionné à la référence.

Réponse :

- 1 **Le lien vers les prix de la puissance sur le site du NYISO :**
2 https://icappublic.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_selection.do
3 **ROS au bas de la page pour « Rest of State » et NYC pour la zone J.**

- 10.2** Veuillez fournir la référence pour accéder au prix de référence des encans mensuels pour le mois requis du marché de New York pour la région de la ville de New York (zone J NYC), tel que mentionné à la référence.

Réponse :

- 4 **Voir la réponse à la question 10.1.**

- 10.3** Veuillez justifier le changement du prix de référence à partir de l'hiver 2026-2027, tel que mentionné à la référence, notamment en démontrant et illustrant la nouvelle dynamique de marché alléguée par le Distributeur et son effet.

Réponse :

- 5 **Comme mentionné à la section 3, à la page 12 de la pièce HQD-2, Document 1**
6 **([B-0027](#)), la mise en service du projet CHPE offrira à Hydro-Québec**
7 **l'opportunité de vendre de la puissance d'hiver dans les encans du NYISO pour**
8 **la ville de New-York (Zone J). La valeur des approvisionnements de court terme**
9 **en puissance du Distributeur représente donc le coût d'opportunité**
10 **d'Hydro-Québec d'allouer ses MW à la marge aux besoins de court terme de la**
11 **charge au Québec plutôt qu'à la Zone J.**

SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE

11. **Références :** (i) B-0027, page 14, lignes 1 à 11;
(ii) D-2020-103, dossier R-4061-2018, page 16, paragraphes 57 à 60;
(iii) D-2020-103, dossier R-4061-2018, page 24, paragraphes 95 et 96;
(iv) D-2020-103, dossier R-4061-2018, pages 41 et 42, paragraphes 161 à 163;
(v) R-4270-2024, A-0104, pages 103 et 104.

Préambule :

- (i) « Dans sa décision D-2020-137 [note de bas de page omise], la Régie a approuvé le contrat pour le service d'intégration éolienne (le « SIÉ ») conclu avec le Producteur. Le contrat pour le SIÉ, d'une durée de cinq ans, arrive à échéance le 31 août 2025.

Des analyses additionnelles sont présentement en cours pour déterminer si des changements au service et à l'établissement de son coût sont requis. D'ici la complétion de ces analyses, le Distributeur formule l'hypothèse de la reconduction du SIÉ existant sur l'horizon de la demande tarifaire pour permettre la prise en compte des coûts associés à l'équilibrage de la production éolienne et à la garantie de puissance associée. Par ailleurs, les règlements du gouvernement à l'origine des contrats éoliens existants renforcent la position du Distributeur de maintenir, pour les trois prochaines années, le SIÉ actuel. Le Distributeur présentera son positionnement sur le SIÉ à la Régie d'ici la prochaine demande tarifaire. » (Nous soulignons)

- (ii) « [57] Dans le cadre du présent dossier, la Régie doit soupeser à nouveau les risques en fonction des différents éléments du contexte actuel. Elle estime que le présent contexte de faible concurrence, compte tenu des efforts et des coûts liés à la gestion de l'appel d'offres ainsi que des efforts d'efficience que la Régie requiert du Distributeur, milite pour un terme plus long que la période de trois ans initialement autorisée. **En conséquence, la Régie détermine à cinq ans la durée pour les contrats qui résulteront de l'appel d'offres, soit pour la période du 1er septembre 2020 au 31 août 2025.**

[58] Toutefois, la Régie n'est pas convaincue qu'il soit prudent d'approuver une clause de reconduction, particulièrement dans la mesure où ni le nombre d'occurrences du recours à cette clause, ni le processus par lequel le Distributeur entend valider l'appel d'intérêt ne sont définis. Le processus par lequel le Distributeur entend procéder est trop vague pour en évaluer les risques. **Par conséquent, la Régie refuse la clause de reconduction du contrat.**

[59] Par ailleurs, la Régie estime qu'une vigie du Distributeur sur les nouvelles technologies aurait l'avantage d'assurer que les caractéristiques du SIÉ soient, s'il y a lieu, modifiées en temps opportun afin de permettre, entre autres, la participation de tout fournisseur intéressé et favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base de prix les plus bas, tel que prévu à l'article 74.1 de la Loi.

- [60] Ainsi, malgré que la clause de reconduction ne soit pas approuvée, puisque la durée des contrats est désormais de cinq ans, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, lors de la prochaine demande d'approbation en vue d'un prochain appel d'offres du SIÉ, un rapport sur sa vigie technologique et ses conclusions quant aux potentielles modifications des caractéristiques au SIÉ en résultant. » (Nous soulignons)
- (iii) « [95] Pour ces motifs, la Régie juge que le maintien du volume annuel des retours d'énergie demandé par le Distributeur, qu'il établit à 35 %, est adéquat pour l'appel d'offres.
- [96] Toutefois, ce volume devra être réévalué pour l'appel d'offres suivant, soit celui pour le service qui devra être fourni à compter du 1er septembre 2025, en considérant, entre autres, les nouvelles données historiques et études disponibles. » (Nous soulignons)
- (iv) « [161] La Régie demande que la nécessité de l'ensemble des services actuellement décrits comme faisant partie du SIÉ soit réévaluée par le Distributeur, au moment de le renouveler, notamment sur le plan économique et en fonction du bilan en énergie des approvisionnements du Distributeur. D'ici là, le suivi de la production éolienne et du SIÉ pourra se poursuivre sur une base annuelle et non plus trimestrielle, simultanément aux états d'avancement du plan d'approvisionnement du Distributeur et dans le prochain plan, qui sera déposé en novembre 2022.
- [162] La Régie invite notamment les parties prenantes au dossier à évaluer ce qu'elle a souligné des témoignages de l'expert Hanser dans sa décision D-2015-014 à l'effet que le SIÉ recherché par le Distributeur n'a pas d'équivalent dans le réseau nord-américain, puisqu'il doit équilibrer la production éolienne sur une longue période et non seulement à l'intérieur d'une heure. Le Distributeur devra expliquer les raisons justifiant que ses besoins seraient différents de ceux des autres distributeurs ayant à intégrer des sources intermittentes d'énergie dans leurs approvisionnements. La Régie avait également souligné, dans sa décision D-2015-014, le témoignage de l'expert Marshall à l'effet qu'il n'est pas requis de convertir la production éolienne en production de base à puissance constante pour assurer la fiabilité du réseau en temps réel.
- [163] La Régie demande au Distributeur de déposer sa demande de renouvellement en temps opportun afin de permettre un examen exhaustif des suivis des cinq dernières années, incluant les démonstrations du Distributeur demandées à la section 8 de la présente décision. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)
- (v) « Alors, l'entente de service d'intégration éolienne dont bénéficie actuellement le Distributeur se terminera le trente et un (31) août deux mille vingt-cinq (2025). Veuillez indiquer si le Distributeur entend déposer une nouvelle demande à la Régie visant à approuver les caractéristiques du service d'intégration éolienne et des critères d'analyse des soumissions en vue de l'acquisition d'un tel service.

Mme STÉPHANIE CARON :

R. Alors oui, le Distributeur a l'intention de mettre en place un successeur au... à l'entente contractuelle qui arrive à échéance au trente et un (31) août. Cependant, à l'heure actuelle, on est encore en train de travailler sur les caractéristiques et les modalités de ce contrat-là en lien avec l'évolution du contexte dans lequel il va s'appliquer. Mais soyez bien rassurés que... il n'y aura aucun bris de service et de soutien à cet égard. » (Nous soulignons et notre emphase)

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer la nature des « *analyses additionnelles* » dont il est question à la référence (i).

Réponse :

1 **La variabilité et l'incertitude de la production éolienne posent des défis sur les**
2 **plans de la fiabilité du réseau et de la fiabilité des approvisionnements. Les**
3 **analyses en cours portent sur les besoins en services complémentaires pour**
4 **l'équilibrage du réseau et les besoins en flexibilité pour l'intégration de cette**
5 **production dans le portefeuille d'approvisionnements du Distributeur.**

11.2 Veuillez indiquer quand le Distributeur présentera « *son positionnement sur le SIÉ* » à la Régie, tel que mentionné à la référence (i) et décrire le mécanisme qui sera suivi afin de modifier le SIÉ rétroactivement et les tarifs en découlant, si requis.

Réponse :

6 **Le Distributeur se prépare à présenter son positionnement sur le SIÉ dans le**
7 **prochain plan d'approvisionnement. D'ici là, et jusqu'à ce que la Régie**
8 **approuve l'approche d'intégration de la production éolienne, le Distributeur**
9 **continue de gérer ses approvisionnements en fonction des livraisons prévues**
10 **au SIÉ.**

11.3 Veuillez concilier la demande du Distributeur à la référence (i) de reconduire le SIÉ existant au-delà du 31 août 2025 avec le refus de la Régie d'une telle reconduction formulé à la référence (ii).

Réponse :

11 **Le Distributeur a fait une demande de prolongation du contrat du SIÉ le 29**
12 **octobre 2024 (dossier R-4276-2024) que la Régie a refusé d'examiner pour des**
13 **raisons qui ont trait à un cadre réglementaire qui a depuis été modifié par la Loi**
14 **sur la gouvernance responsable.**

11.4 Veuillez déposer le « *rapport sur sa vigie technologique et ses conclusions quant aux potentielles modifications des caractéristiques au SIÉ en résultant* » tel qu'ordonné par la Régie à la référence (ii). Dans l'éventualité où un tel rapport n'existait pas, veuillez justifier une telle absence alors que l'ordonnance de la Régie date de plus de 5 ans.

Réponse :

1 **Tel que mentionné en réponse à la question 11.2, le Distributeur présentera son**
2 **positionnement sur le SIÉ, à la lumière du nouveau cadre réglementaire, lors du**
3 **prochain plan d'approvisionnement.**

11.5 Veuillez déposer la réévaluation du volume annuel des retours d'énergie demandée par le Distributeur, en considérant, entre autres, les nouvelles données historiques et études disponibles tel que demandé par la Régie à la référence (iii). Dans l'éventualité où une telle réévaluation n'existait pas, veuillez justifier une telle absence alors que la demande de la Régie date de plus de 5 ans.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 11.4.**

11.6 Veuillez déposer la réévaluation de la nécessité de l'ensemble des services décrits comme faisant partie du SIÉ, notamment sur le plan économique et en fonction du bilan en énergie des approvisionnements du Distributeur, tel que demandé par la Régie à la référence (iv). Dans l'éventualité où une telle réévaluation n'existait pas, veuillez justifier une telle absence alors que la demande de la Régie date de plus de 5 ans.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 11.4.**

11.7 Veuillez expliquer ce qui est advenu de l'intention du Distributeur en décembre 2024, exprimée à la référence (v), de mettre en place un successeur à l'entente contractuelle qui arrivait à échéance au 31 août 2025 alors que le Distributeur rassurait la Régie et les intervenants qu'« il n'y aura aucun bris de service et de soutien à cet égard ». Veuillez notamment justifier un tel changement d'intention et fournir les raisons qui l'ont motivé.

Réponse :

6 **Le Distributeur s'assure qu'il n'y a pas de « bris de service » en prolongeant les**
7 **modalités du contrat échu sur la période visée par la présente demande**
8 **tarifaire. Son intention de mettre en place « un successeur » au contrat échu**
9 **devrait se concrétiser dans le prochain plan d'approvisionnement.**

11.8 Veuillez élaborer sur « *l'évolution du contexte* » dont il est question à la référence (v).

Réponse :

10 **Cette expression fait référence à la réforme du cadre réglementaire qui faisait**
11 **alors l'objet du projet de loi 69.**

11.9 Veuillez décrire les résultats de l'exercice décrit par le Distributeur à la référence (v) alors qu'il disait être « *en train de travailler sur les caractéristiques et les modalités de ce contrat-là en lien avec l'évolution du contexte dans lequel il va s'appliquer* », en décembre 2024, soit il y a plus de 10 mois.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 11.4.**

12. Références : (i) B-0027, page 15, tableau B-1;

(ii) Mise à jour du Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois :

https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/Suivis/SuiviD-2020-103/Suivi-de-la-decision_D-2020-103_Mise-a-jour-Bilan-de-lintegration-eolien.pdf , page 17, lignes 1 à 8.

Préambule :

(i) «

Tableau B-1
Modalités du service d'intégration éolienne fourni par Hydro-Québec

Durée	Du 1 ^{er} septembre 2025 au 31 décembre 2028
Quantités	<p><u>Puissance installée</u> 3 715,8 MW au 1^{er} septembre 2025, à ajuster selon les ajouts ou retraits éoliens sur la période visée</p> <p><u>Énergie (Retours d'énergie)</u> Avril à septembre : 30 % de la puissance installée Octobre à mars : 40 % de la puissance installée</p> <p><u>Puissance garantie</u> 40 % de la puissance installée pour les mois de janvier, février, mars et décembre</p>
Prix	<p><u>Retours d'énergie</u> 8,18 \$₂₀₂₄/MWh, indexé à 2 % à chaque 1^{er} septembre</p> <p><u>Écarts de livraison</u> Pour les Retours d'énergie excédant la production éolienne : 46,16 \$/MWh Pour la production éolienne excédant les Retours d'énergie : 1,80 \$/MWh</p> <p><u>Erreurs de prévision</u> 1,8659 \$₂₀₂₄/MWh, indexé à 2 % à chaque 1^{er} septembre</p>

» (Notre surlignage)

(ii) « *Depuis 2006, la production éolienne québécoise fait l'objet d'une prévision en continue, réalisée par le Distributeur. Ainsi, une prévision couvrant un horizon jusqu'à huit jours (192 heures) est émise chaque heure pour chacune des centrales éoliennes.*

Le tableau 3 présente la performance de la prévision de la production éolienne réalisée par le Distributeur pour différentes périodes et horizons d'intérêt, du 1er décembre 2016 au 30 novembre 2022. Pour chacun des horizons, on note une baisse de l'erreur absolue moyenne par rapport aux performances pour la période du 1er décembre 2014 au 30 novembre 2015 présentées dans le Bilan 2016. » (Nous soulignons

Demandes :

- 12.1** Veuillez indiquer les ajustements qui devront être apportés à la puissance installée, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

1 **Les contrats issus des appels d'offres A/O 2021-01, A/O 2021-02 et A/O 2023 01**
2 **devraient augmenter la puissance éolienne installée sous contrat avec le**
3 **Distributeur sur l'horizon de la demande tarifaire.**

- 12.2** Veuillez démontrer, avec analyse et chiffres à l'appui, que le prix de 8,18 \$₂₀₂₄/MWh apparaissant à la référence (i) pour les Retours d'énergie demeure juste et raisonnable.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 2.2.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
5 **FCEI à la pièce HQD-8, Document 4.1.**

- 12.3** Veuillez démontrer, avec analyse et chiffres à l'appui, que le prix de 46,16 \$/MWh apparaissant à la référence (i) pour les Retours d'énergie excédant la production éolienne demeure juste et raisonnable et veuillez confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle cette valeur ne sera pas indexée.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 2.2.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
7 **FCEI à la pièce HQD-8, Document 4.1.**

- 12.4** Veuillez démontrer, avec analyse et chiffres à l'appui, que le prix de 1,80 \$/MWh apparaissant à la référence (i) pour la production éolienne excédant les Retours d'énergie demeure juste et raisonnable et veuillez confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle cette valeur ne sera pas indexée.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 2.2.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
9 **FCEI à la pièce HQD-8, Document 4.1.**

- 12.5** Veuillez démontrer, avec analyse et chiffres à l'appui, que le prix de 1,8659 \$₂₀₂₄/MWh apparaissant à la référence (i) pour les Erreurs de prévision demeure juste et raisonnable, surtout dans un contexte où de telles erreurs sont à la baisse comme l'a constaté le Distributeur à la référence (ii).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.2.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **FCEI à la pièce HQD-8, Document 4.1.**

13. **Référence :** B-0027, page 15, lignes 1 à 9.

Préambule :

« Le Distributeur estime que, dans le marché québécois, le coût du SIÉ reflète de façon raisonnable l'addition de la valeur de la puissance garantie, des services complémentaires additionnels et du besoin additionnel de flexibilité causés par la variabilité et l'incertitude de la production éolienne.

Par ailleurs, le prix du SIÉ s'inscrit dans la continuité de celui du contrat pour le SIÉ qui arrive à échéance le 31 août 2025. Au paragraphe [46] de sa décision D-2020-137 [note de bas de page omise], la Régie reconnaissait le caractère compétitif de ce prix « par rapport aux coûts des services d'intégration éolienne offerts par d'autres entreprises d'électricité nord-américaines, tel que présenté par Brattle à son rapport de balisage ». » (Nous soulignons)

Demandes :

13.1 Veuillez fournir une démonstration, avec analyse et chiffres à l'appui, de l'estimation du Distributeur à la référence selon laquelle *« le coût du SIÉ reflète de façon raisonnable l'addition de la valeur de la puissance garantie, des services complémentaires additionnels et du besoin additionnel de flexibilité causés par la variabilité et l'incertitude de la production éolienne »*.

Réponse :

3 **Le Distributeur précise ne détenir aucune information lui permettant de croire**
4 **que la valeur du service aurait pu diminuer depuis l'octroi du contrat issu de**
5 **l'appel d'offres A/O 2020-01. Par ailleurs, compte tenu de la dégradation de la**
6 **valeur de la contribution en puissance de l'éolien, il est plausible que le coût du**
7 **service augmente en fonction de l'ajout de capacité éolienne installée au**
8 **Québec. Voir notamment la réponse à la question 5.4 de la demande de**
9 **renseignement n° 1 du ROÉÉ à la pièce HQD-8, Document 8.1.**

13.2 Veuillez démontrer que le prix du SIÉ proposé demeure compétitif aujourd'hui soit près de cinq ans depuis la reconnaissance en ce sens par la Régie tel que mentionné à la référence.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 13.1.**

APPROVISIONNEMENT CYCLABLE FOURNI PAR HYDRO-QUÉBEC

14. Référence : B-0027, page 16, lignes 1 à 7 et tableau C-1.

Préambule :

« 1. Contexte

Dans sa décision D-2003-159 [Note de bas de page omise], la Régie approuvait les contrats Base (350 MW) et Cyclable (250 MW) entre le Distributeur et le Producteur, octroyés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2002-01. Ces contrats, d'une durée de 20 ans, ont été mis en service le 1er mars 2007 et arrivent à échéance le 28 février 2027.

L'échéance de ces contrats cause un déséquilibre dans les bilans de puissance et d'énergie. Le Distributeur propose donc, sur l'horizon résiduel de la demande tarifaire, de maintenir leur contribution en puissance et d'ajuster leur contribution en énergie.

2. Modalités et coût de l'approvisionnement

La puissance contractuelle combinée des contrats Base et Cyclable est réunie dans un approvisionnement cyclable de 600 MW aux modalités similaires à celles prévues au contrat Cyclable. Les principales modalités de l'approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec sont résumées au tableau C-1.

Tableau C-1	
Modalités de l'approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec	
Durée	Du 1 ^{er} mars 2027 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance</u> Jusqu'à 600 MW <u>Énergie</u> Jusqu'à 5,27 TWh
Prix	<u>Puissance</u> 157,11 \$ ₂₀₂₅ /kW-an, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier <u>Énergie</u> 58,56 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier

» (Nous soulignons et surlignons)

Demandes :

14.1 À la référence, le Distributeur indique que « *La puissance contractuelle combinée des contrats Base et Cyclable est réunie dans un approvisionnement cyclable de 600 MW aux modalités similaires à celles prévues au contrat Cyclable* ». Veuillez indiquer les différences des modalités entre, d'une part, les contrats Base et Cyclable et, d'autre tpart, l'approvisionnement cyclable de 600 MW proposé par le Distributeur et résumé au tableau C-1.

Réponse :

1 **Le contrat Base prévoyait des livraisons uniformes sur toutes les heures de**
2 **l'année, alors que le contrat Cyclable prévoyait des livraisons sur appel. Les**
3 **modalités du Bloc cyclable sont similaires à celles du contrat Cyclable parce**
4 **que les livraisons sont modulables et que le prix est le même.**

14.2 Veuillez démontrer, avec analyse et chiffres à l'appui, que le prix de 157,11 \$₂₀₂₅/kW-an pour la Puissance, apparaissant à la référence, demeure juste et raisonnable, surtout dans un contexte où il est basé sur des contrats qui ont été approuvés il y a 22 ans.

Réponse :

5 **Le Distributeur estime que le prix, dans la continuité de ceux des contrats en**
6 **question, demeure compétitif pour une période additionnelle de 21 mois. Ce**
7 **prix est d'ailleurs inférieur au coût évité de long terme accepté par la Régie et**
8 **au prix de la dernière offre retenue dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01.**

14.3 Veuillez démontrer, avec analyse et chiffres à l'appui, que le prix de 58,56 \$₂₀₂₅/MWh pour l'Énergie, apparaissant à la référence, demeure juste et raisonnable, surtout dans un contexte où il est basé sur des contrats qui ont été approuvés il y a 22 ans.

Réponse :

9 **Le Distributeur estime que le prix, dans la continuité de ceux des contrats en**
10 **question, demeure pertinent pour une période additionnelle de 21 mois. Ce prix**
11 **est par ailleurs très compétitif par rapport aux prix obtenus dans les appels**
12 **d'offres A/O 2021-01, A/O 2021-02 et A/O 2023-01.**

APPROVISIONNEMENT EN BASE HIVERNALE FOURNI PAR HYDRO-QUÉBEC

15. Référence : B-0027, page 17, lignes 1 à 9 et tableau D-1.

Préambule :**« 1. Contexte**

L'échéance des Conventions d'énergie différée associées aux contrats Base et Cyclable cause un déséquilibre dans les bilans de puissance et d'énergie. Le Distributeur propose donc, sur l'horizon résiduel de la demande tarifaire, d'équilibrer ses bilans avec des blocs mensuels de livraisons en base qui s'apparentent à l'utilisation que fait le Distributeur des Conventions d'énergie différée.

2. Modalités et coût de l'approvisionnement

La puissance des blocs mensuels est établie à 1 000 MW pour les mois de janvier et février 2028 et à 300 MW pour les mois de décembre et mars, avec les prix prévus à la convention d'énergie différée du contrat Cyclable. Les principales modalités de l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec sont résumées au tableau D-1.

Tableau D-1
Modalités de l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec

Durée	Du 1 ^{er} décembre 2027 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance</u> 1 000 MW en janvier et février 2028 300 MW en décembre 2027, mars 2028 et décembre 2028 <u>Énergie</u> 223 200 MWh en 2027 1 886 400 MWh en 2028
Prix	<u>Puissance</u> Un montant de 157,11 \$ ₂₀₂₅ /kW-an, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier, appliqué sur une base mensuelle Prime de puissance additionnelle selon le prix mensuel de la puissance UCAP du marché de New York (NYISO) <u>Énergie</u> 58,56 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier

» (Nous soulignons et surlignons)

Demandes :

15.1 À la référence, le Distributeur indique que « *des blocs mensuels de livraisons en base qui s'apparentent à l'utilisation que fait le Distributeur des Conventions d'énergie différée* ». Veuillez indiquer les différences des modalités entre, d'une part, les blocs mensuels précités et, d'autre part, l'utilisation que fait le Distributeur des Conventions d'énergie différée.

Réponse :

1 **Les blocs mensuels s'apparentent aux Conventions d'énergie différée en ce qui**
 2 **a trait à leurs caractéristiques et leur utilisation.**

15.2 Veuillez démontrer, avec analyse et chiffres à l'appui, que le prix de 157,11 \$₂₀₂₅/kW-an pour la Puissance, apparaissant à la référence, demeure juste et raisonnable, surtout dans un contexte où il est basé sur des contrats qui ont été approuvés il y a plus de 20 ans.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 14.2.**

15.3 Veuillez expliquer et illustrer à l'aide d'un exemple l'application de la Prime de puissance additionnelle dont il est question au tableau D-1 de la référence et veuillez justifier l'application d'une telle prime en sus du montant de 157,11 \$₂₀₂₅/kW-an.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 14.2.**

15.4 Veuillez démontrer, avec analyse et chiffres à l'appui, que le prix de 58,56 \$₂₀₂₅/MWh pour l'Énergie, apparaissant à la référence, demeure juste et raisonnable, surtout dans un contexte où il est basé sur des contrats qui ont été approuvés il y a plus de 20 ans.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 14.3.**

15.5 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle l'énergie sera payée avec un facteur d'utilisation de 100 % non modulable. Dans ce contexte, veuillez fournir, pour chacun des mois mentionnés au tableau D-1 de la référence, la quantité d'énergie patrimoniale inutilisée qu'entraîne la fermeture de l'approvisionnement en base hivernale.

Réponse :

3 **Un approvisionnement en base correspond à un produit avec livraisons fermes**
4 **d'énergie (avec la puissance). Ici, il est prévu que ces livraisons horaires seront**
5 **de 300 MW pour les mois de décembre et mars, et de 1 000 MW pour les mois**
6 **de janvier et février.**

STRATÉGIE CLIENTÈLE

16. Référence : B-0006, page 21, lignes 1 à 14.

Préambule :

« 4.2. Fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance

Depuis l'introduction des offres TD et Hilo, le Distributeur déploie d'importants efforts pour encourager la clientèle domestique et de petite puissance à participer aux offres de gestion de la demande de puissance. Les tarifs Flex D et G offrent une structure de prix présentant un prix plus élevé en période de pointe et reposent donc uniquement sur les données de consommation mesurées. Quant à l'option de crédit hivernal, le client est récompensé selon une estimation de la réduction de sa demande en comparaison à une consommation de référence.

Un tarif mesuré élimine la complexité liée à l'estimation de la référence, rendant le tarif plus compréhensible et transparent pour la clientèle. Il permet d'assurer une rémunération qui

reflète la juste valeur de l'effacement. De plus, il élimine les enjeux liés à l'altération de la référence, comme le Distributeur l'avait exposé au dossier R-4270-2024 [Note de bas de page omise].

Pour ces raisons, le Distributeur propose de fermer l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à toute nouvelle inscription à partir du 31 mars 2026 et entend encourager la clientèle à migrer vers le tarif Flex ou la TDT. » (Nous soulignons)

Demande :

16.1 Pour chacune des années entre 2026 et 2028, veuillez fournir une évaluation de la clientèle (en MW) qui migrera du crédit hivernal vers le tarif Flex et vers la TDT, ou qui abandonnera la tarification dynamique, à la suite de la décision de fermeture des inscriptions au crédit hivernal proposée à la référence.

Réponse :

1 **Voir la réponse de la question 2.4.1 de la demande de renseignements n° 1 du**
2 **GRAMÉ à la pièce HQD-8, Document 5.1.**

COÛTS ÉVITÉS

17. Référence : R-4270-2024, B-0103, page 28, tableau R-10.1.

Préambule :

«

Tableau R-10.1
Puissance UCAP – Hiver 2023-2024

		RFP 2023-1	
		Janvier 2024	Février 2024
Quantité recherchée	MW	1000	1000
Quantité offerte	MW	775	775
Quantité acquise	MW	775	775
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	5,64	5,64
MIN	\$US / kW-mois	4,50	4,50
MAX	\$US / kW-mois	6,05	6,05
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	5,64	5,64
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	4,10	4,60
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,4	1,2

»

Demande :

17.1 Veuillez reproduire le tableau de la référence pour tous les mois de l'hiver 2024-2025.

Réponse :

1 Le tableau R-17.1 présente l'information demandée.

Tableau R-17.1
Puissance UCAP – Hiver 2024-2025

		RFP 2024-1	
		Janvier 2025	Février 2025
Quantité recherchée	MW	400	400
Quantité offerte	MW	850	850
Quantité acquise	MW	300	300
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	3,79	3,79
MIN	\$US / kW-mois	2,50	2,50
MAX	\$US / kW-mois	6,00	6,00
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	3,17	2,75
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	4,30	3,46
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	0,7	0,8

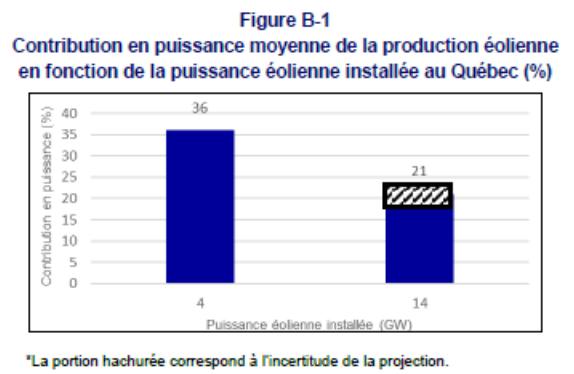
18. **Références :** (i) B-0012, page 5, lignes 10 à 14;
 (ii) B-0012, page 12, ligne 17, à page 13, ligne 12.

Préambule :

- (i) « Le signal de coût évité de long terme reflète les coûts de fourniture et de transport des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2023-01.
- Le signal de coût évité de long terme est de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) indexé à l'inflation, soit 8,3 ¢/kWh (\$ 2026) pour la fourniture auquel s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 3,7 ¢/kWh (\$ 2026). » (Nous soulignons)
- (ii) « Pour évaluer l'effet combiné de la demande et de la production éolienne, une méthode probabiliste d'adéquation des ressources en puissance est utilisée. C'est la méthode du « Effective Load Carrying Capability » (ELCC), qui se traduirait librement par la « capacité effective de soutien de la charge ». Elle s'impose progressivement comme standard dans les systèmes électriques qui intègrent des sources d'énergie

renouvelables variables. La contribution en puissance de l'éolien est estimée à l'aide de simulations de plusieurs chroniques horaires annuelles de demande et de production éolienne. L'estimation consiste à trouver, à partir d'un système électrique équilibré en puissance et respectant la probabilité de défaillance de 0.1 jour par année ou 1 jour aux dix ans, la quantité de ressources « parfaites » pouvant être retranchée à la suite de l'introduction des éoliennes. La contribution en puissance de la production éolienne actuelle et des prochains approvisionnements éoliens d'Hydro-Québec a été établie à l'aide de cette méthode.

La figure 1 présente l'évolution de la contribution en puissance de l'éolien au Québec pour des puissances installées de 4 GW et 14 GW. Ces puissances équivalent respectivement à la puissance installée actuelle ainsi qu'à la puissance installée prévue à la fin de l'horizon du Plan d'action 2035.



Alors que, présentement, la contribution en puissance moyenne est semblable au facteur d'utilisation moyen de l'éolien au Québec, elle décroît significativement pour s'établir autour de 21 % pour une puissance installée de 14 GW tel que projeté au Plan d'action 2035. Cela représente donc une contribution en puissance marginale d'environ 15 % pour les 10 GW additionnels. Ainsi, il est attendu que la contribution en puissance globale de la production éolienne décroisse progressivement au cours de la prochaine décennie.

Il est important de noter que la contribution en puissance estimée est tributaire du profil de demande futur, mais également de la distribution géographique des futurs parcs éoliens, ainsi que de l'évolution de la technologie installée sur le territoire. L'incertitude qui en découle est illustrée par la zone hachurée sur la figure 1. Des analyses sont réalisées régulièrement pour évaluer la contribution en puissance et prendre en compte l'évolution géographique et technologique des parcs ainsi que l'évolution de la demande. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

Demandes :

- 18.1** Veuillez fournir le détail du calcul permettant d'obtenir les coûts de transport et d'équilibrage de 3,7 ¢/kWh (\$ 2026) mentionné à la référence (i) en indiquant le lien avec les valeurs de la figure B-1 de la référence (ii).

Réponse :

1 **Le coût de transport est de 1,8 ¢/kWh et celui d'équilibrage est de 1,9 ¢/kWh**
2 **(\$ 2026).**

3 **Pour plus de détails, voir également la pièce HQD-3, Document 3 ([B-0033](#)) dans**
4 **le dossier R-4270-2024.**

18.2 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer le nombre de « *chroniques horaires annuelles de demande et de production éolienne* » qui ont été prises en compte.

Réponse :

5 **Le Distributeur a considéré 36 chroniques horaires annuelles de demande et de**
6 **production éolienne.**

18.3 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle la contribution en puissance moyenne s'établirait autour de 21 % pour une puissance installée de 14 GW alors que la figure B-1 montre plutôt une moyenne avoisinant 17 % (bâtonnet bleu).

Réponse :

7 **Le Distributeur souhaite corriger l'interprétation de l'intervenante et précise**
8 **que la figure B-1 n'indique aucunement une moyenne de 17 %, mais bien de**
9 **21 %. Cette valeur figure également dans le passage surligné par l'intervenante**
10 **dans le texte de la référence. La zone hachurée illustre l'incertitude et couvre la**
11 **moyenne de 21 %.**

18.4 Veuillez fournir les hypothèses et les divers scénarios analysés et décrire le calcul ayant mené à l'incertitude représentée par la valeur de 21 % mentionnée à la référence (ii) et illustrée à la figure B-1.

Réponse :

12 **Les hypothèses et scénarios analysés relèvent de paramètres internes**
13 **confidentiels et ne peuvent être détaillés sans entraîner la divulgation**
14 **d'informations sensibles.**

19. **Références :** (i) B-0039, page 3, préambule (iii);
(ii) B-0039, pages 3 et 4, réponse 1.1.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur indique avoir créé un CER pour capter les écarts budgétaires liés aux charges d'exploitation, à l'amortissement et le rendement de la base de tarification, en lien avec les IEÉ et à cet égard, il renvoie au paragraphe 478 de la décision D-2019-088. De plus, le Distributeur indique que « l'ensemble des principes qui étaient*

inopérants dans le régime induit par la Loi sur la simplification (2020-2025) redeviennent utiles et disponibles suivant le retour en tout temps en coût de service en vertu de la Loi sur la gouvernance responsable, à l'exception du MTÉR (D-2014-034) rendu caduc par l'article 52.3 de la LRÉ. » [nous soulignons] »

- (ii) « Le Distributeur considère que la marge de dépassement budgétaire annuelle de 15 %, au-delà de laquelle une autorisation de la Régie serait requise pour prendre tout engagement supplémentaire, n'est plus adaptée au nouveau contexte réglementaire (cycle tarifaire de 3 ans, mécanisme de traitement des surplus et manques à gagner cumulés, possibilité de lissage des tarifs).

[...]

Par ailleurs, le Distributeur souligne que le CER tel qu'autorisé par la Régie au paragraphe 478 de la décision D-2019-088 (référence (i)) redevient opérant à compter du 1er janvier 2026 à titre de bénéficiaire. Toutefois, comme indiqué à la page 5 (section 1) de la pièce HQD-3, Document 1 (B-0010) (référence (iii)), son application et les modalités de disposition des montants qui y seraient versés seront statués dans le cadre du dossier portant sur le mécanisme prévu à l'article 52.3 de la LRÉ. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 19.1** Veuillez préciser le cadre réglementaire justifiant l'exception mentionnée par le Distributeur à la référence (ii) relativement à la marge de dépassement budgétaire annuelle de 15 %. À défaut d'un tel cadre, veuillez expliquer plus en détail les motifs qui soutiennent la position du Distributeur selon laquelle cette marge « *n'est plus adaptée au nouveau contexte réglementaire* ».

Réponse :

1 **D'emblée, le Distributeur souligne que la marge de dépassement budgétaire**
2 **annuelle de 15 % à la référence (ii) n'est pas un des principes reconnus par la**
3 **Régie² mais un outil rendu disponible au Distributeur dans le contexte du cadre**
4 **réglementaire prévalant lorsque la décision D-2019-088 a été rendue. Or, depuis**
5 **l'entrée en vigueur de la *Loi sur la simplification*, et plus récemment de la Loi 24,**
6 **cet outil (marge de manœuvre) ne trouve plus application pour les motifs**
7 **indiqués à la référence (ii).**

- 19.2** Veuillez clarifier comment le CER dont il est question à la référence (i) sera utilisé à partir du 1^{er} janvier 2026 jusqu'à ce que soient statuées son application et ses modalités de disposition des montants qui y seraient versés.

Réponse :

8 **Le CER lié aux interventions en efficacité énergétique, tout comme l'ensemble**
9 **des CER déjà autorisés par la Régie tels que présentés à l'Annexe A de la pièce**
10 **HQD-3, Document 1 ([B-0010](#)), est redevenu opérant à titre de bénéficiaire à**

² Voir l'Annexe A de la pièce HQD-3, Document 1 ([B-0010](#)).

1 compter du 1^{er} janvier 2026. Son application ainsi que les modalités de
2 disposition des montants qui y seraient versés pourront être statuées dans le
3 cadre du dossier portant sur le MTSM dont le dépôt est prévu au premier
4 semestre de 2026.

20. **Références** : (i) B-0039, page 7, réponse 2.1.1, lignes 9 à 33;
(ii) [Loi sur le Régie de l'énergie, Article 74.1](#) .

Préambule :

- (i) « D'autre part, la définition de l'efficacité énergétique a été abordée par le Distributeur à différentes occasions, notamment dans le dossier R-4041-2018 [Note de bas de page omise]. Dans ce dossier, le Distributeur a présenté les interventions en EÉ en trois volets :
- l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage) ;
 - l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service) ;
 - la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment).

Cette définition est d'ailleurs, selon le Distributeur, en lien avec celle établie par la Régie mentionnée à la référence (vii).

Pour le Distributeur, une intervention visant à offrir des appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction cadre parfaitement avec cette définition, notamment avec les volets d'économie d'énergie et d'utilisation de l'énergie en privilégiant la source d'énergie la mieux adaptée dans un contexte de transition énergétique.

Dans le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique, et avec les nouvelles dispositions de la Loi sur la gouvernance responsable qui fixent la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035, une définition large de l'EÉ s'avère cruciale. Le Distributeur est d'avis que ce type de mesures doit faire partie de son portefeuille afin d'encourager ses clients à utiliser l'électricité provenant d'une source alternative, lorsque c'est possible, permettant ainsi de réduire l'utilisation des ressources énergétiques existantes. De surcroît, conformément aux autres initiatives en EÉ, cette mesure résulte également en une baisse des ventes. » (Nous soulignons)

- (ii) « La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

[...]

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière

d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement; » (Nous soulignons)

Demandes :

- 20.1** Veuillez clarifier la « *définition large de l'ÉE* » telle que soulignée en référence (i), en indiquant notamment en quoi elle diffère de la définition généralement retenue par la Régie dans ses décisions antérieures.

Réponse :

1 **Une définition plus large de l'ÉE permet d'intégrer les gains énergétiques des**
2 **clients qui se dotent d'équipements ou de technologies qui permettent au**
3 **Distributeur de réaliser une économie dans l'utilisation de ses ressources**
4 **énergétiques disponibles. Le Distributeur estime qu'offrir des appuis financiers**
5 **visant l'achat d'équipements efficaces engendre le même bénéfice qu'offrir des**
6 **appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires, notamment une**
7 **économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles et qui**
8 **sera au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.**

9 **Une définition classique pourrait n'inclure que l'offre d'appuis financiers pour**
10 **des équipements ou technologies considérés comme efficaces lorsqu'ils sont**
11 **comparés aux équipements standards.**

- 20.2** Veuillez indiquer et justifier si, selon une définition plus « classique » ou « étroite » de l'ÉE, l'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction dont il est question à la référence (i) pourrait être considérée comme une mesure d'ÉE. Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 20.1.**

- 20.3** Veuillez préciser si d'autres formes d'autoproduction pourraient également être considérées comme des mesures d'ÉE selon la définition du Distributeur en référence (i). Dans l'affirmative, veuillez expliquer pourquoi seules les installations solaires sont évoquées dans la présente cause.

Réponse :

13 **Dans le cadre du présent dossier, seules les installations de panneaux solaires**
14 **font l'objet d'un programme d'appuis financiers à des fins d'autoproduction**
15 **puisqu'elles font partie des équipements que le Distributeur souhaite**
16 **globalement encourager.**

- 20.4** Veuillez préciser si, selon le Distributeur, l'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction doit être considérée comme une source d'approvisionnement ou plutôt comme un projet d'ÉE au sens de l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, mentionné à la référence (ii).

Réponse :

- 1 Le programme visant l'installation de panneaux solaires est un programme
 2 d'ÉÉ. Voir la réponse à la question 2.1.1 de la demande de renseignements n° 1
 3 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.1 ([B-0039](#)).

REVENU REQUIS

21. Références : (i) B-0013, page 14, Tableau 11;
 (ii) B-0013, page 21, Tableau 26;
 (iii) B-0010, page 7, Tableau 1.

Préambule :

(i)

Tableau 11
Évolution du rendement sur la base de tarification (M\$)

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs D-2025-033 (7) = (6) - (2)
	Réel (1)	D-2025-033 (2)	Année de base (3)	Année témoin (4)	Année témoin (5)	Année témoin (6)	
1 Coût des capitaux empruntés	444,0	480,1	489,2	527,5	593,8	656,4	176,2
2 Coût des capitaux propres	142,3	430,5	286,9	486,1	557,6	619,0	188,5
3 Base de tarification (moyennes 13 soldes mensuels)	13 471,5	15 000,8	15 319,2	16 937,5	19 429,4	21 567,5	6 566,7
4 Coût moyen pondéré du capital	4,352%	6,071%	5,066%	5,984%	5,926%	5,913%	-0,157%
5 Coût de la dette	5,070%	4,924%	4,913%	4,791%	4,702%	4,682%	-0,242%
6 Taux de rendement sur les capitaux propres	3,018%	8,200%	5,350%	8,200%	8,200%	8,200%	0,000%
7 Total	586,3	910,6	776,1	1 013,6	1 151,4	1 275,3	364,7

(ii)

Tableau 26
Rendement sur les actifs relatifs aux BRCC (M\$)

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs D-2025-033 (7) = (6) - (2)
	Réel (1)	D-2025-033 (2)	Année de base (3)	Année témoin (4)	Année témoin (5)	Année témoin (6)	
1 Coût des capitaux empruntés	1,1	1,8	1,6	2,5	3,0	3,8	2,0
2 Coût des capitaux propres	1,0	1,6	1,5	2,3	2,9	3,6	2,0
3 Base de tarification (moyennes 13 soldes mensuels)	34,5	55,1	51,2	79,8	99,4	125,9	70,8
4 Coût moyen pondéré du capital	6,166%	6,071%	6,063%	5,984%	5,926%	5,913%	-0,157%
5 Coût de la dette	5,070%	4,924%	4,913%	4,791%	4,702%	4,682%	-0,242%
6 Taux de rendement sur les capitaux propres	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%	0,000%
7 Total	2,1	3,4	3,1	4,8	5,9	7,4	4,0

(iii)

Tableau 1
Impacts du mécanisme de lissage proposé

	Références (1)	2026 (2)	2027 (3)	2028 (4)	Total (5)	Écart avec et sans lissage (6)
Avant mécanisme de lissage						
1	Revenus des ventes (sans hausse de tarif de l'année en cours)	15 327,4	16 143,0	17 085,9	48 556,3	
2	Ajustement - provision réglementaire année précédente	(133,3)	(184,7)	(189,3)	(507,3)	
3	Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	15 194,2	15 958,3	16 896,5	48 049,0	
4	Revenus requis	15 763,4	16 543,7	17 488,9	49 796,0	
5	Revenus additionnels requis	(569,2)	(585,4)	(592,3)	(1 746,9)	
6	Hausse tarifaire associée - 1 ^{er} avril	4,1%	3,9%	3,8%		
Avec mécanisme de lissage						
7	Hausse tarifaire demandée - 1 ^{er} avril	HQD-1, document 1, tableau A-1	4,0%	4,0%	4,0%	
8	Revenus des ventes (sans hausse de tarif de l'année en cours)	HQD-1, document 1, tableau A-1	15 327,4	16 128,8	17 073,6	48 529,9 (26,5)
9	Ajustement - provision réglementaire année précédente	HQD-1, document 1, tableau A-1	(133,3)	(174,4)	(183,6)	(491,3) 16,0
10	Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis		15 194,2	15 954,5	16 889,9	48 038,6 (10,4)
11	Ajustement des contrats spéciaux découlant du lissage		1,1	3,0	5,6	9,7 9,7
12	Revenus requis ajustés (lignes 4 + 12)	HQD-1, document 1, tableau A-1	15 764,5	16 546,8	17 494,5	49 805,7 9,7
13	Revenus additionnels requis ajustés		(570,3)	(592,3)	(604,5)	(1 767,1) (20,1)
14	Revenus totaux générés par les hausses demandées	HQD-1, document 1, tableau A-1	554,9	587,3	624,9	1 767,1
15	Mécanisme de lissage	HQD-1, document 1, tableau A-1	15,4	5,0	(20,3)	0,0
Effet sur le rendement des capitaux propres						
Avant mécanisme de lissage						
16	Rendement des capitaux propres		486,1	557,6	619,0	1 662,7
17	Taux de rendement des capitaux propres		8,200%	8,200%	8,200%	8,200%
Avec mécanisme de lissage						
18	Rendement des capitaux propres		470,8	552,6	639,3	1 662,7
19	Taux de rendement des capitaux propres		7,941%	8,127%	8,470%	8,200%
20	Base de tarification (moyennes 13 soldes)		16 937,5	19 429,4	21 567,5	57 934,4

(Notre surlignage)

Demandes :

21.1 Veuillez préciser pourquoi les tableaux aux références (i) et (ii) n'utilisent pas le taux de rendement des capitaux propres avec mécanisme de lissage, tel qu'illustré à la référence (iii).

Réponse :

1 Les tableaux visés aux références (i) et (ii) sont extraits de la pièce HQD-4,
 2 Document 1 ([B-0013](#)), laquelle présente l'établissement des revenus requis
 3 nécessaires pour le cycle tarifaire 2026-2028. Le coût des capitaux propres
 4 inclus dans les revenus requis est élaboré en fonction du taux de rendement
 5 autorisé sur les capitaux propres de 8,2 %. Ainsi, les revenus requis établis
 6 permettent de déterminer les hausses tarifaires associées, soit les hausses
 7 tarifaires avant mécanisme de lissage.

8 À l'inverse, le tableau à la référence (iii) illustre les taux de rendement prévus
 9 en tenant compte du mécanisme de lissage des hausses tarifaires. Ce
 10 mécanisme vise à atténuer les variations tarifaires pour la clientèle tout en
 11 assurant que, sur l'ensemble du cycle tarifaire, le Distributeur obtienne un
 12 rendement équivalent à celui autorisé. Ainsi, bien que les taux de rendement

1 avec le mécanisme de lissage puissent varier d'une année à l'autre, le
2 rendement cumulatif sur le cycle demeure conforme au taux autorisé de 8,2 %.

21.2 Veuillez fournir une version des tableaux aux références (i) et (ii) qui utilisent le taux de rendement des capitaux propres avec mécanisme de lissage, tel qu'illustré à la référence (iii).

Réponse :

3 **Comme précisé en réponse à la question 21.1, les tableaux aux références (i)**
4 **et (ii) présentent les composantes des revenus requis, dont la composante du**
5 **coût des capitaux propres est établie à partir du taux de rendement autorisé de**
6 **8,2 %. Le mécanisme de lissage ne modifie pas les revenus requis eux-mêmes,**
7 **mais agit plutôt sur la progression des hausses tarifaires afin d'en répartir les**
8 **effets sur plusieurs années. Par conséquent, il n'est pas possible de reproduire**
9 **les tableaux aux références (i) et (ii) en utilisant les taux de rendement illustrés**
10 **au tableau de la référence (iii), puisque ces taux sont le résultat du mécanisme**
11 **de lissage et non une composante dans le calcul des revenus requis. L'écart**
12 **observé entre les taux de rendement prévus avec le mécanisme de lissage et le**
13 **taux autorisé découle directement de l'application du mécanisme de lissage sur**
14 **les hausses tarifaires.**

Annexe A – Exemple d'application de la formule de prix proposée par le Distributeur

Jour	heure	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	Prix réel par marché incluant les frais afférents (SCAD/MWh)		
		1	2	3	4=1-2-3	5	6=4-5	7=0 si 6<0 MW; 7=6 autrement	8	9=7-8	10	11=9-10	12	13	14	Prix ON	Prix NY	Prix NE
1	1	22 979	35	2 107	20 837	21 299	-462	0	0	0	0	0	0	0	0	35 99	38 85	63 43
1	2	22 796	34	2 105	20 657	21 191	-534	0	0	0	0	0	0	0	0	62 85	36 54	63 31
1	3	22 406	34	2 105	20 267	20 949	-682	0	0	0	0	0	0	0	0	22 60	33 00	61 59
1	4	22 473	34	2 109	20 330	20 977	-647	0	0	0	0	0	0	0	0	19 59	30 72	60 13
1	5	22 627	34	2 108	20 485	21 068	-583	0	0	0	0	0	0	0	0	4 22	28 92	61 62
1	6	23 022	35	2 106	20 881	21 340	-459	0	0	0	0	0	0	0	0	18 15	28 09	61 54
1	7	23 592	36	2 108	21 448	21 781	-333	0	0	0	0	0	0	0	0	9 42	23 92	61 41
1	8	24 159	36	2 109	22 014	22 184	-170	0	0	0	0	0	0	0	0	18 10	31 37	61 44
1	9	24 522	38	2 109	22 375	22 440	-65	0	0	0	0	0	0	0	0	6 00	32 76	63 82
1	10	24 908	38	2 109	22 761	22 702	59	59	59	0	0	0	0	0	0	18 16	40 71	64 68
1	11	25 166	38	2 099	23 029	22 868	161	161	161	0	0	0	0	0	0	26 74	41 42	71 40
1	12	25 444	39	2 095	23 310	23 069	241	241	241	0	0	0	0	0	0	37 30	41 17	75 24
1	13	25 490	38	2 093	23 359	23 098	261	261	250	11	0	11	11	0	0	36 58	41 42	70 30
1	14	25 126	37	2 100	22 989	22 834	155	155	155	0	0	0	0	0	0	19 53	41 37	65 06
1	15	24 888	38	2 097	22 753	22 699	54	54	54	0	0	0	0	0	0	18 18	41 17	64 38
1	16	24 840	40	2 103	22 697	22 658	39	39	39	0	0	0	0	0	0	16 79	41 46	65 58
1	17	25 497	42	2 105	23 350	23 091	259	259	250	9	0	9	9	0	0	31 37	47 95	70 06
1	18	26 682	43	2 105	24 534	23 887	647	647	250	397	0	397	397	0	0	37 19	50 30	86 42
1	19	26 173	41	2 113	24 019	23 564	455	455	250	205	0	205	205	0	0	30 24	47 95	70 07
1	20	25 299	40	2 112	23 147	22 958	189	189	189	0	0	0	0	0	0	36 68	43 25	66 76
1	21	24 864	40	2 100	22 724	22 683	41	41	41	0	0	0	0	0	0	26 68	40 93	64 43
1	22	24 480	38	2 093	22 349	22 427	-78	0	0	0	0	0	0	0	0	14 67	39 14	64 76
1	23	24 151	36	2 101	22 014	22 187	-173	0	0	0	0	0	0	0	0	16 87	36 95	60 29
1	24	23 407	35	2 107	21 265	21 670	-405	0	0	0	0	0	0	0	0	18 97	37 70	59 86
2	1	23 144	35	2 106	21 003	21 421	-418	0	0	0	0	0	0	0	0	18 25	36 29	62 63
2	2	23 020	34	2 107	20 879	21 328	-449	0	0	0	0	0	0	0	0	18 06	27 18	56 92
2	3	23 255	35	2 112	21 108	21 533	-425	0	0	0	0	0	0	0	0	14 21	24 87	55 28
2	4	23 634	37	2 117	21 480	21 812	-332	0	0	0	0	0	0	0	0	14 22	24 31	54 32
2	5	24 422	37	2 109	22 276	22 365	-89	0	0	0	0	0	0	0	0	14 19	23 52	43 38
2	6	25 064	39	2 107	22 918	22 786	132	132	132	0	0	0	0	0	0	14 21	24 48	52 28
2	7	25 857	42	2 107	23 708	23 334	374	374	250	124	0	124	124	0	0	8 62	25 08	56 99
2	8	27 014	44	2 105	24 865	24 095	769	769	250	519	0	519	519	0	0	5 02	34 08	59 67
2	9	27 621	45	2 111	25 465	24 527	938	938	250	688	0	688	600	88	0	14 26	36 63	63 65
2	10	28 192	47	2 107	26 038	24 911	1 127	1 127	250	877	0	877	600	277	0	19 88	41 01	68 32
2	11	29 028	49	2 101	26 878	25 473	1 405	1 405	250	1 155	0	1 155	600	555	0	34 31	44 36	79 58
2	12	29 544	49	2 100	27 395	25 834	1 561	1 561	250	1 311	0	1 311	600	711	0	29 29	46 01	77 70
2	13	28 998	48	2 101	26 849	25 462	1 387	1 387	250	1 137	0	1 137	600	537	0	34 46	45 83	77 41
2	14	28 894	48	2 106	26 740	25 389	1 351	1 351	250	1 101	0	1 101	600	501	0	39 24	45 80	75 58
2	15	28 849	48	2 104	26 697	25 372	1 325	1 325	250	1 075	0	1 075	600	475	0	40 23	45 01	74 82
2	16	29 316	49	2 103	27 164	25 685	1 479	1 479	250	1 229	0	1 229	600	629	0	38 97	45 90	77 41
2	17	30 539	52	2 105	28 382	26 450	1 932	1 932	250	1 682	0	1 682	600	1 000	82	40 31	48 27	93 94
2	18	30 913	51	2 102	28 760	26 620	2 140	2 140	250	1 890	0	1 890	600	1 000	290	41 94	55 28	101 17
2	19	30 536	50	2 108	28 378	26 443	1 935	1 935	250	1 685	0	1 685	600	1 000	85	41 83	52 76	102 68
2	20	30 460	50	2 109	28 301	26 339	1 962	1 962	250	1 712	0	1 712	600	1 000	112	41 89	50 90	99 49
2	21	30 369	49	2 112	28 208	26 267	1 941	1 941	250	1 691	0	1 691	600	1 000	91	41 82	49 24	89 28
2	22	30 007	48	2 109	27 850	26 058	1 792	1 792	250	1 542	0	1 542	600	942	0	41 82	47 94	81 83
2	23	29 215	46	2 106	27 063	25 596	1 467	1 467	250	1 217	0	1 217	600	617	0	40 46	45 55	72 91
2	24	28 718	45	2 109	26 564	25 281	1 283	1 283	250	1 033	0	1 033	600	433	0	36 82	45 34	68 57
3	1	28 787	46	2 108	26 633	25 316	1 317	1 317	250	1 067	0	1 067	600	467	0	40 44	47 09	71 56
3	2	28 767	46	2 102	26 619	25 311	1 308	1 308	250	1 058	0	1 058	600	458	0	40 36	45 61	70 73
3	3	29 352	47	2 102	27 203	25 705	1 498	1 498	250	1 248	0	1 248	600	648	0	38 24	44 24	65 55
3	4	29 703	48	2 103	27 552	25 905	1 647	1 647	250	1 397	0	1 397	600	797	0	38 31	44 38	67 95
3	5	30 030	50	2 108	27 872	26 086	1 786	1 786	250	1 536	0	1 536	600	936	0	37 31	45 64	72 97
3	6	31 663	51	2 381	29 231	26 925	2 306	2 306	250	2 056	0	2 056	600	1 000	456	37 80	47 95	74 61
3	7	33 306	55	2 616	30 635	27 794	2 841	2 841	250	2 591	0	2 591	600	1 000	991	39 36	50 71	93 46
3	8	34 242	56	3 042	31 568	28 526	3 042	3 042	250	2 792	0	2 792	600	1 000	1192	41 71	53 16	92 63
3	9	34 046	55	2 615	31 376	28 290	3 086	3 086	250	2 636	500	2 336	600	1 000	736	40 83	52 67	90 10
3	10	33 223	53	2 391	30 779	27 818	2 961	2 961	250	2 611	0	2 611	600	1 000	1011	40 98	51 83	88 18
3	11	32 251	52	2 101	30 098	27 398	2 700	2 700	250	2 450	0	2 450	600	1 000	850	42 30	53 16	121 40
3	12	31 774	51	2 097	29 626	27 149	2 477	2 477	250	2 227	0	2 227	600	1 000	627	42 61	53 16	120 39
3	13	31 035	51	2 103	28 881	26 697	2 184	2 184	250	1 934	0	1 934	600	1 000	334	42 26	51 03	120 42
3	14	30 714	51	2 079	28 584	26 521	2 063	2 063	250	1 813	0	1 813	600	1 000	213	41 85	51 03	119 23
3	15	30 926	51	2 087	28 788	26 640	2 148	2 148	250	1 898	0	1 898	600	1 000	298	38 60	50 80	122 98
3	16	32 218	52															