

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'efficience :

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

(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).
 - 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).
 - 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.
-

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 <i>Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur, Phase 2</i>		
[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.
- 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 couvrirait une période débutant en 2023.

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.

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		
Latitude	20	2 (soir et matin)	Lundi ou vendredi	43,3 \$	1 641 357
	40		72,1 \$	1 805 799	
	80		82,0 \$	247 119	
	100		88,5 \$	123 559	
Total					14 528 099
	Moyenne pondérée			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>Tarification dynamique</i>	608	710	858
Autres moyens	785	786	787
• <i>OÉA/TRI</i>	255	255	255
• <i>Chaines de blocs</i>	280	281	282
• <i>Abaissement de tension</i>	250	250	250
Contribution des marchés de court terme	750	600	900
<i>(arrondi à 50 MW près)</i>			

⁽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.
- 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).

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.

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	2726,3	105,4
TCE	0,0			0,0			0,0			0,0			0,0		
HQP	3,4	333,4	97,8	4,5	424,9	94,5	5,3	488,1	91,5	4,9	509,8	103,0	7,2	671,9	93,5
Base	3,3	228,2	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	8,5	0,5	37,7	78,4	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Cyclable, suivi de l'approvisionnement cyclable	0,1	49,3	49,3	0,9	97,1	106,2	2,0	183,1	92,8	2,9	287,8	99,7	5,8	482,1	86,8
dont puissance garantie des rappels, suivi de base hivernale	s.o.	s.o.	s.o.	0,2	22,8	82,7	1,2	97,7	83,0	1,3	105,5	83,5	1,9	156,2	82,8
HQP-LT (AO 2015-01)	0,0	64,9	s.o.	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	3,1	77,1	1,4	107,6	77,3	1,4	110,0	78,8
Information éolienne	0,9	137,9		-0,3	84,2		0,4	118,1		0,2	138,4		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 options d'électricité interrompible	0,0	0,0	s.o.	0,0	9,7	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.
dont achats sur les marchés de court terme	0,5	36,8	75,3	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	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.
dont entente cadre	0,0	0,8	-	0,0	0,0	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	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.	22,8	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.	45,0	s.o.	s.o.	49,8	s.o.	s.o.	65,0	s.o.	s.o.	60,5	s.o.	s.o.	63,8	s.o.
Tarification dynamique (incompense hivernale)	s.o.	6,73	s.o.	s.o.	15,65	s.o.	s.o.	24,64	s.o.	s.o.	18,66	s.o.	s.o.	16,03	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
• Chaines de blocs	280	281	282
• Abaissement de tension	250	250	250
Contribution des marchés de court terme	750	600	900
(arrondie à 50 MW près)			

⁽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.

- 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.
- 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.
- 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\$.
- 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.
- 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).
- 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* ».
- 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)).
- 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)).
-

- 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)).
- 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.
-

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.

- 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.
- 7.3** Veuillez fournir une liste exhaustive des « *moyens de gestion* » dont il est question à la référence.
- 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.
- 7.5** Relativement à la référence, veuillez expliquer comment « *la valeur d'électricité patrimoniale sera optimisée* » en indiquant notamment la méthode d'optimisation utilisée.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
-

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

- 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.
- 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.
- 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.
-

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

Préambule :

«

Tableau 5
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	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	159.5	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\$.
- 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.

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.
 - 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.
 - 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.
-

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 sopeser 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, entres 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).
- 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.
- 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).
- 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.
-

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

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	<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 <u>Énergie (Retours d'énergie)</u> Avril à septembre : 30 % de la puissance installée Octobre à mars : 40 % de la puissance installée <u>Puissance garantie</u> 40 % de la puissance installée pour les mois de janvier, février, mars et décembre
Prix	<u>Retours d'énergie</u> 8,18 \$ ₂₀₂₄ /MWh, indexé à 2 % à chaque 1 ^{er} septembre <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 <u>Erreurs de prévision</u> 1,8659 \$ ₂₀₂₄ /MWh, indexé à 2 % à chaque 1 ^{er} septembre

» (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).
 - 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.
 - 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.
 - 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.
 - 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).
-

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* ».
- 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.
-

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.

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 part, l'approvisionnement cyclable de 600 MW proposé par le Distributeur et résumé au tableau C-1.
- 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.
- 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.
-

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.
 - 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.
 - 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.
 - 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.
 - 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 fermeté de l'approvisionnement en base hivernale.
-

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.

COÛTS ÉVITÉS

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

Préambule :

«

		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 :

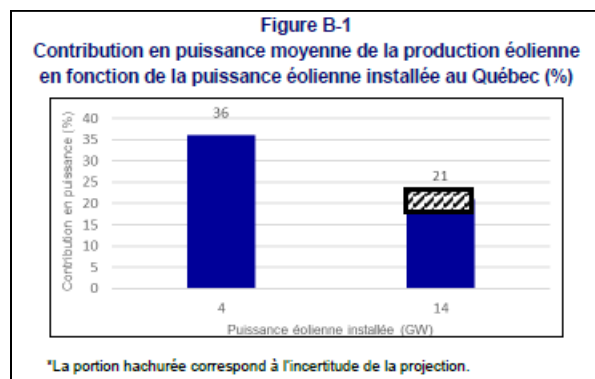
17.1 Veuillez reproduire le tableau de la référence pour tous les mois de l'hiver 2024-2025.

- 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 traduit 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).
 - 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.
 - 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).
 - 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.
-

- 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 récipient. 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* ».
- 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.

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 EE 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'EE 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 EE, 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.
- 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.
- 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.
- 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).
-

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 tarifaires associées - 1 ^{er} avril	4,1%	3,9%	3,8%		
Avec mécanisme de lissage						
7	Hausse tarifaires demandées - 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 (ligne 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).
- 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).