

DEMANDE DU DISTRIBUTEUR POUR LA
RÉVISION TARIFAIRE DES ANNÉES
2026-2027, 2027-2028 ET 2028-2029

MÉMOIRE **AMENDÉ** DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond, Gaultier Barry-Camu

2 décembre 2025
Révision : 29 décembre 2025

Table des matières

1. Introduction	3
2. Évolution des revenus requis	6
2.1. Rappel sur les charges d'exploitation	7
2.2. Prévision de la demande.....	8
2.3. Approvisionnements.....	13
2.3.1. Coûts des achats sur les marchés de court terme en puissance	15
2.3.2. En énergie.....	20
2.3.2.1. Placement optimal des moyens d'approvisionnement flexibles	21
2.3.3.2. L'approvisionnement de base hivernale fourni par Hydro-Québec.....	29
2.3.3.3. Coûts unitaires des achats de court terme en énergie	31
2.4. Charges et investissements en efficacité énergétique et gestion de la puissance.....	35
2.4.1. Approche par portfolios.....	37
2.4.2. Tests économiques négatifs et recommandation de réduction budgétaire	42
3. Coûts évités	45
4. Stratégie clientèle	47
5. Confidentialité	51
6. Conclusion et recommandations	52

1. Introduction

Le 31 juillet 2025, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») dépose à la Régie de l'énergie (la « Régie ») une demande visant à fixer les tarifs d'électricité prévus à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* au 1er avril des années tarifaires 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 (la « Demande »). Cette Demande est présentée, notamment, en vertu des articles 31, 32, 48, 49, de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et des articles 159, 160 et 161 de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (la « Loi 24 » ou « Loi sur la gouvernance responsable ») sanctionnée le 7 juin 2025¹.

Dans sa décision procédurale, le Régie souligne que le présent examen est marqué par un changement du cadre réglementaire et qu'elle doit maintenant fixer les tarifs du Distributeur sur un horizon de 3 ans. De plus, la Loi prévoit que la Régie doit effectuer la première révision tarifaire de celui-ci avant le 15 mars 2026. Dans ce contexte, la Régie priorise, dans un premier temps, l'examen des sujets liés à l'établissement des tarifs d'électricité applicables à compter des 1er avril 2026, 2027 et 2028 (volet 1)².

Les sujets retenus pour examen par la Régie dans le cadre du volet 2 à venir sont les sujets qui n'ont pas d'impact sur l'établissement des revenus requis, incluant notamment :

- la pénalité pour la PDA;
- le risque de double pénalité allégué par la Coalition au présent dossier en lien avec le suivi demandé au paragraphe 406 de la décision D-2025-033;
- le déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules;

¹ [A-0011, page 7, paragraphe 1.](#)

² [A-0011, page 8, paragraphe 7.](#)

- les microréseaux.³

Dans ce mémoire dans le cadre du volet 1, l'Association Hôtellerie du Québec et l'Association Restauration Québec (collectivement l'« AHQ-ARQ ») abordent particulièrement les sujets suivants :

- L'évolution des revenus requis du Distributeur jusqu'en 2028 et particulièrement :
 - les charges d'exploitation du dossier R-4305-2025;
 - la prévision de la demande;
 - les approvisionnements;
 - les charges d'exploitation et les investissements en efficacité énergétique (« EÉ ») et en gestion de la puissance (« GDP »), ainsi que l'approche par portfolio;
- Les coûts évités;
- La stratégie clientèle en ce qui a trait à la fermeture des inscriptions à l'option du crédit hivernal;
- La confidentialité;
- Un résumé des conclusions et recommandations.

Les recommandations de ce mémoire sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, l'AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

Les amendements à ce mémoire ont été rendus nécessaires à la suite du dépôt de la pièce révisée B-0117 (modifiant certaines parties du mémoire dans la section 2.3) et de la décision du Distributeur de rendre publiques les pièces B-

³ [A-0011, page 9, paragraphe 13.](#)

0132 à B-0135 (rendant caducs les caviardages de la version initiale du mémoire).

2. Évolution des revenus requis

Le tableau suivant présente l'évolution des revenus requis du Distributeur sur la période 2024-2028⁴ :

Tableau 1
Évolution des revenus requis du Distributeur (M\$)

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs D-2025-033
	Réel (1)	D-2025-033 (2)	Année de base (3)	Année témoin (4)	Année témoin (5)	Année témoin (6)	
1 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	10 844,1	11 618,1	11 932,4	12 083,2	12 488,8	13 168,6	1 840,4
2 Achats d'électricité	7 718,3	8 372,8	8 788,2	8 833,0	9 144,3	9 880,7	1 287,8
3 Patrimoniale	5 528,3	5 886,2	5 904,0	6 060,7	6 223,2	6 354,2	468,0
4 Postpatrimoniale	2 028,9	2 419,0	2 728,1	2 622,2	2 768,3	3 145,2	726,2
5 Tarif de gestion de la consommation	48,7	-	54,3	-	-	-	-
6 Ajustement des contrats spéciaux	98,4	60,8	96,9	144,5	141,8	144,0	83,2
7 Achats d'électricité en réseaux non reliés	14,0	6,9	5,8	5,6	11,0	17,2	10,3
8 Service de transport	3 126,8	3 143,2	3 143,2	3 230,2	3 344,8	3 486,8	362,8
9 Charge locale	3 089,7	3 143,2	3 143,2	3 208,7	3 344,6	3 495,8	352,6
10 Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	36,1	-	-	21,5	-	-	-
11 COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	3 112,8	3 471,6	3 317,8	3 701,3	4 067,8	4 338,0	888,6
12 Charges d'exploitation	1 844,8	1 913,8	1 828,9	2 001,8	2 086,3	2 161,8	237,8
13 Élaborer des stratégies	1,3	1,2	1,0	0,7	0,6	0,6	(0,6)
14 Ventes à l'exportation et développement de marchés	1,3	1,2	1,0	0,7	0,6	0,6	(0,6)
15 Planifier et prioriser	6,8	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	0,8
16 Gestion des approvisionnements en électricité	6,8	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	0,8
17 Concevoir et construire	119,3	127,4	131,1	134,0	146,1	148,7	21,3
18 Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	6,2	5,5	7,1	7,3	7,9	8,3	2,8
19 Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	35,8	35,9	38,8	40,8	47,7	46,6	10,7
20 Expertise et soutien technique aux opérations	77,3	86,0	85,2	85,9	90,5	93,9	7,9
21 Exploiter et commercialiser	1 702,4	1 646,0	1 663,2	1 744,2	1 831,0	1 886,2	250,2
22 Expérience client et commercialisation	629,3	680,4	701,0	704,1	718,9	739,8	59,4
23 Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux	47,1	50,9	56,8	59,3	63,0	68,4	17,5
24 Service technique et intégration réseau	24,1	39,0	27,2	31,0	32,6	32,8	(6,3)
25 Opération et maintenance	795,6	678,8	655,9	718,6	757,1	784,8	106,0
26 Mesurage	90,7	86,8	102,4	106,4	123,5	130,9	44,1
27 Exploitation des réseaux autonomes	115,6	110,1	120,0	124,8	135,8	139,5	29,5
28 Facturation interne et autres cheminements directs	99,3	150,4	108,5	112,5	118,7	119,0	(31,4)
29 Coupure des charges d'exploitation non allouée par activités	-	(38,0)	-	-	-	-	38,0
30 Efficience additionnelle non attribuée par activités	-	-	-	(11,7)	(23,6)	(35,7)	(35,7)
31 Rendement sur les actifs utilisés par les activités de soutien	15,5	21,5	17,5	16,3	16,4	16,6	(4,9)

(suite du tableau à la page suivante)

⁴ B-0013, pages 7 et 8, tableau 1.

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs D-2025-033
	Réel	D-2025-033	Année de base	Année témoin	Année témoin	Année témoin	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) - (8) - (2)
1 Autres charges	819,8	1 007,1	1 011,4	1 101,0	1 267,8	1 411,8	404,4
2 Achats de combustible	116,2	125,4	130,7	126,4	125,5	130,4	5,0
3 Amortissement	681,2	750,9	754,6	841,2	989,3	1 129,8	379,0
4 Immobilisations corporelles en exploitation	488,1	518,5	510,3	518,4	545,9	584,8	66,3
5 Actifs incorporels en exploitation	27,7	21,9	22,1	20,0	21,8	39,9	18,0
6 Contrat de location-acquisition	3,5	10,6	9,1	11,6	16,1	16,3	5,7
7 Contributions internes	48,8	56,6	55,5	56,8	80,2	85,7	29,1
8 Actifs réglementaires	87,3	124,1	131,3	203,5	282,2	363,6	239,6
9 Retraits d'actifs	8,4	5,1	9,5	8,0	17,3	10,4	5,3
10 Éléments hors base de tarification	17,4	14,1	16,7	23,0	25,8	29,2	15,1
11 Taxes	120,1	127,5	123,0	128,7	137,1	143,9	16,4
12 Taxe sur les services publics	60,3	67,6	63,2	68,8	77,2	84,0	16,4
13 Taxes municipales et scolaires	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	-
14 Bureau de la transition climatique et énergétique (BTCE)	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	-
15 Rendement - Bornes de recharge	2,1	3,4	3,1	4,8	5,9	7,4	4,0
16 Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(288,4)	(277,7)	(289,4)	(324,3)	(336,0)	(383,8)	(85,9)
17 Coût de retraite	(258,0)	(298,8)	(312,3)	(343,5)	(354,4)	(383,9)	(85,1)
18 Coût des autres régimes	19,6	21,1	19,9	19,2	19,4	20,3	(0,8)
19 Frais corporatifs	44,7	63,8	48,9	48,7	61,1	63,3	(0,6)
20 Revenus autres que ventes d'électricité	(168,4)	(181,8)	(170,1)	(177,3)	(208,2)	(241,0)	(78,2)
21 Revenus de facturation externe	(116,3)	(119,1)	(123,2)	(130,2)	(155,5)	(188,1)	(69,0)
22 Revenus de facturation interne	(43,1)	(42,7)	(46,9)	(47,1)	(52,7)	(52,8)	(10,1)
23 Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	16,4	26,8	18,1	17,8	17,8	18,7	(6,9)
24 Compensation réseaux municipaux ¹	-	-	-	20,1	26,6	31,1	31,1
25 RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	688,9	810,8	778,1	1 013,8	1 161,4	1 276,9	384,7
26 Coût des capitaux empruntés	444,0	480,1	489,2	527,5	593,8	656,4	176,2
27 Coût des capitaux propres	142,3	430,5	286,9	486,1	557,6	619,0	188,5
28 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	13 471,6	16 000,8	16 318,2	18 887,6	19 428,4	21 687,6	8 688,7
29 Coût moyen pondéré du capital	4,862%	8,071%	6,088%	6,884%	6,828%	6,919%	-0,167%
30 Coût de la dette	5,070%	4,924%	4,913%	4,791%	4,692%	4,682%	-0,242%
31 Taux de rendement des capitaux propres	3,018%	8,200%	5,350%	8,200%	8,200%	8,200%	0,000%
32 REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR	13 868,7	14 887,8	15 260,3	16 784,6	18 648,8	17 484,6	2 688,9

¹ Article 52.1.1 LRE et articles 158 et 180 Loi sur la gouvernance responsable.

On peut constater de ce tableau que le Distributeur demande des revenus requis qui augmenteraient de façon très significative, soit globalement de 25,3 % entre 2024 et 2028 dont notamment au niveau des Achats d'électricité (+25,2 % entre 2024 et 2028) et des Charges d'exploitation (+12,4 % entre 2025 et 2028).

Dans ce chapitre, l'AHQ-ARQ fait un rappel de ses recommandations du dossier R-4305-2025 sur les charges d'exploitation puis analyse certains éléments de la prévision de la demande et des coûts d'approvisionnements en électricité.

2.1. Rappel sur les charges d'exploitation

Dans le cadre du dossier R-4305-2025⁵, l'AHQ-ARQ a formulé des recommandations de réduction des coûts des activités de la chaîne de valeur et des activités de soutien. Ces recommandations sont résumées dans le tableau suivant.

⁵ [R-4305-2025, C-AHQ-ARQ-0018, page 51.](#)

Tableau AHQ-ARQ-1
Recommandations de réduction des coûts en provenance du mémoire de
l'AHQ-ARQ dans le dossier R-4305-2025

	2026	2027	2028
Réduction de coûts de la chaîne de valeur (M\$)			
Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	5	5	5
Expertise et soutien technique aux opérations	26	23	27
Expérience client et commercialisation	0	17	29
Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux	12	10	7
Opération et maintenance - Transporteur	41	49	49
Opération et maintenance - Distributeur	27	44	52
Exploitation des réseaux autonomes	2	9	8
Réduction de coûts des activités de soutien (M\$)			
Technologies numériques	133	176	201
Services partagés	56	93	117
Services corporatifs	8	4	7
TOTAL (M\$)	310	430	502

Dans l'éventualité où ces recommandations seront retenues par la Régie, leur cheminement vers la Vue électrique devra être fait par Hydro-Québec en utilisant la méthode de cheminement des coûts (« MCC »). De cette façon, tous les coûts de ce tableau peuvent avoir un impact aux niveaux appropriés sur les charges d'exploitation du Distributeur sauf les coûts en Opération et maintenance – Transport, lesquels étant attribués à Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») seulement.

2.2. Prévision de la demande

Le Distributeur présente la prévision des besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver⁶ :

⁶ [B-0011, page 16, tableau 6.](#)

Tableau 6
Besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver

Années civiles (1er janvier au 31 déc)

	Besoins en énergie (en TWh)							
			Année de base		Années témoins projetées			Croissance normalisée
	2024 réel	2024 normalisé	2025 réel	2025 normalisé	2026	2027	2028	2025-2028
Ventes	177,2	181,1	184,5	183,1	185,7	188,8	193,1	10,0
+ Ajustement F/L	(0,0)	(0,0)	0,1	0,1	-	-	-	
+ Interruptible	0,1	0,1	0,2	0,2	-	-	-	
+ Effacement Usage cryptographique associé aux chaînes de	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
+ Usage interne	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	
= Consommation à approvisionner	177,4	181,3	184,9	183,5	185,8	189,0	193,3	9,8
+ Pertes de distribution et de transport	12,0	12,5	13,2	13,1	13,5	13,7	14,1	
en pourcentage (%)	6,8%	6,9%	7,1%	7,1%	7,3%	7,3%	7,3%	
= Besoins en énergie	189,4	193,8	198,1	196,6	199,3	202,7	207,4	10,8

	Besoins en puissance à la pointe (en MW)							
			Année de base		Années témoins projetées			Croissance normalisée
	Hiver 2023-2024 réel	Hiver 2023-2024 normalisé	Hiver 2024-2025 réel	Hiver 2024-2025 normalisé	Hiver 2025-2026	Hiver 2025-2027	Hiver 2027-2028	Hiver base à Hiver témoin 3
Besoins en puissance à la pointe	36 135	40 124	39 668	40 422	40 599	40 933	41 548	1 126

Note : Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

On peut constater de ce tableau que la prévision des besoins en énergie passerait de 196,6 TWh à l'année de base 2025 (normalisé) à 207,4 TWh à l'année témoin 2028, pour une augmentation de 10,8 TWh.

Au niveau de la puissance à la pointe, la prévision des besoins passerait de 40 422 MW à l'hiver 2024-2025 (normalisé) à 41 548 MW à l'hiver 2027-2028, pour une augmentation de 1 126 MW.

Dans le tableau suivant, l'AHQ-ARQ compare la nouvelle prévision des besoins pour la période 2024-2028 avec celles des États d'avancement 2023 et 2024:

Tableau AHQ-ARQ-2
Évolution de la prévision des besoins pour l'année témoin 2028 depuis
l'État d'avancement 2023

	ÉA 2023 (1)	ÉA 2024 (2)	R-4307-2025 (3)	Écart 4307 - 2023 (3) - (1)	Écart 4307 - 2024 (3) - (2)
Énergie (TWh)					
2024	196,8	193,7	193,8	-3,0	0,1
2025	199,5	196,5	196,6	-2,9	0,1
2026	202,7	199,7	199,3	-3,4	-0,4
2027	206,4	203,3	202,7	-3,7	-0,6
2028	211,2	208,2	207,4	-3,8	-0,8
Hausse 2024 --> 2028	14,4	14,5	13,6	-0,8	-0,9
Puissance (MW)					
2024-2025	40844	40312	40422	-422	110
2025-2026	41302	40711	40599	-703	-112
2026-2027	41809	41268	40933	-876	-335
2027-2028	42331	41764	41548	-783	-216
Hausse 2024 --> 2028	1487	1452	1126	-361	-326
(1) État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 14, tableau 2.2 et p. 15, tableau 2.3					
(2) État d'avancement 2024 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 12, tableau 2.2 et p. 13, tableau 2.3					
(3) B-0011, p. 16, tableau 6 (valeurs normalisées)					

Toute comme l'AHQ-ARQ l'avait constaté l'an dernier pour la prévision faite en 2023⁷, ce tableau montre encore une fois une surestimation de la prévision des besoins faite en 2024 pour l'horizon 2028, autant en énergie qu'en puissance. Par exemple, en moins d'un an (soit 9 mois), entre novembre 2024 et août 2025, la prévision en puissance pour l'hiver 2027-2028 a baissé de 216 MW (41 764 MW – 41 548 MW).

Par rapport à l'état d'avancement 2023⁸, cette surestimation pour l'hiver 2027-2028 a été encore plus importante à 783 MW (42 331 MW – 41 548 MW).

L'AHQ-ARQ demeure préoccupée par une telle surestimation qui a pour effet de devancer inutilement des approvisionnements de long terme ou encore des moyens de gestion de puissance, ce qui a notamment contribué dans le passé à une période prolongée de surplus jusqu'à tout récemment.

⁷ [R-4270-2024, C-AHQ-ARQ-0040, pages 8 à 11.](#)

⁸ [État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, page 22, tableau 3.2.](#)

De surcroît, pour l’année de base 2025, une dérive à la baisse significative s’est installée de façon systématique depuis le dépôt du présent dossier pour les cinq mois réels de mai à septembre. En effet, les besoins, originalement à 196,6 TWh (voir valeur surlignée dans le tableau ci-dessus), sont déjà sous la prévision de façon significative (-1,3 TWh) après seulement cinq nouveaux mois réels tel qu’il apparaît au tableau suivant. **Cette tendance peut laisser facilement croire que l’écart à la fin de l’année sera au moins de 1,5 TWh.**

Tableau AHQ-ARQ-3
Écarts des besoins entre la prévision de la cause tarifaire et le réel normalisé pour l’année de base 2025 (mai à septembre)

Mois	Écart Normalisé - Prévision (GWh)	
Mai 2025	-308	(1)
Juin 2025	-242	(1)
Juillet 2025	-224	(2)
Août 2025	-267	(2)
Septembre 2025	-195	(2)
Écart total Ventes	-1236	
Taux de pertes	7,1%	(3)
Écart total Besoins	-1324	
(1) B-0011, p. 28, tableau D-7		
(2) B-0084, p. 17, tableau R-7.5.1		
(3) B-0011, p. 16, tableau 6		

Étonnamment, même en connaissant cette tendance significativement à la baisse au moment de déposer l’État d’avancement 2025 du Plan d’approvisionnement 2023-2032 au 31 octobre 2025, le Distributeur n’a pas modifié ses prévisions pour les années postérieures alors que les prévisions des

besoins pour les années 2026, 2027 et 2028⁹ sont identiques à celles apparaissant au tableau AHQ-ARQ-2 plus haut.

Étant donné la tendance à la surestimation de la prévision des besoins observée au cours des années récentes et des éléments mentionnés dans cette section, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de réduire de 1,5 TWh par année sa prévision des besoins en énergie pour chacune des années 2026, 2027 et 2028 et d'apporter les ajustements conséquents à la prévision en puissance.

De plus, comme il apparaît au tableau 6 plus haut, le Distributeur prévoit un taux de pertes de distribution et de transport de 7,3 % pour les années 2026, 2027 et 2028. Il indique par ailleurs que ce taux reflète, selon lui, les taux de pertes observées au cours des dernières années. Or, on peut voir à ce même tableau 6 des taux de pertes normalisés de 6,9 % en 2024 et de 7,1 % en 2025. La valeur proposée par le Distributeur de 7,3 % ne reflète donc pas ces valeurs récentes et, conséquemment, une valeur de 7,1 % serait plus appropriée pour appuyer la justification du Distributeur. Il est à noter qu'une différence de 0,2 point représente un écart significatif de 0,4 TWh pour chaque année entre 2026 et 2028.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de retenir un taux de pertes de distribution et de transport de 7,1 % pour chacune des années 2026, 2027 et 2028 et ainsi de réduire de 0,4 TWh les besoins en énergie du tableau 6 de la pièce B-0011 pour ces années et d'apporter les ajustements conséquents à la prévision en puissance, s'il y a lieu.

⁹ [État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, page 11, tableau 2.2;](#) et [B-0091, page 23, réponse 9.5.](#)

Autres éléments contribuant à une surestimation de la prévision

Deux autres éléments peuvent contribuer, dans une moindre mesure, aux réductions recommandées ci-dessus, sans toutefois permettre d'en préciser l'ampleur, soit la recharge des véhicules électriques (« VÉ ») et la conversion des clients du gaz naturel vers la biénergie gaz-électricité.

La recharge des VÉ amène une croissance des ventes au secteur résidentiel de près de 340 GWh entre 2024 et 2025 et une croissance de 1 720 GWh entre 2025 et 2028¹⁰. L'AHQ-ARQ est d'avis que le Distributeur surestime cette prévision alors qu'il ne l'a pas réduite afin de considérer le ralentissement marqué des ventes de VÉ, la fin des incitatifs fédéraux à l'achat des VÉ, la fin annoncée des aides financières dans le cadre du programme provincial Roulez vert et les reculs relatifs aux obligations minimales de ventes de VÉ à compter de 2035¹¹.

Pour ce qui est de la conversion des clients du gaz naturel vers la biénergie gaz-électricité, le Distributeur prévoit une augmentation de 0,1 TWh entre les années 2025 et 2028¹². Or, la Régie, dans sa décision D-2025-105, a constaté que la prévision des conversions était trop élevée et a demandé un ajustement à la baisse de 50 % des volumes prévus pour 2025-2026¹³.

2.3. Approvisionnements

Le Distributeur présente le nouveau cadre législatif et réglementaire des approvisionnements¹⁴. Ce nouveau contexte modifie considérablement le cadre dans lequel évoluera le Distributeur dans la gestion optimale de ses

¹⁰ [B-0011, page 7, lignes 1 à 3.](#)

¹¹ [B-0085, page 21, réponses 4.1 et 4.2;](#) et [B-0091, pages 28 et 29, réponse 9.17.](#)

¹² [B-0091, page 22, réponse 9.1.](#)

¹³ [D-2025-105, dossier R-4287-2024 Phase 2, page 55, paragraphe 176.](#)

¹⁴ [B-0027, pages 5 et 6, section 1.](#)

approvisionnement. Il s'apparente toutefois à une gestion intégrée plus simple, comparable à ce qui se faisait avant la séparation fonctionnelle de la fin des années 1990.

L'AHQ-ARQ retient particulièrement de ces explications les principes suivants :

- Il revient au Distributeur de déterminer la stratégie optimale pour la satisfaction des marchés québécois.
- Le Distributeur doit faire reconnaître l'établissement des coûts pour les différents approvisionnements pour leur prise en compte dans les revenus requis.
- Pour les nouveaux approvisionnements fournis par Hydro-Québec, les coûts seront établis de manière à refléter ceux du marché pour des produits ou services comparables.

Le Distributeur résume ainsi les quantités et coûts des approvisionnements en électricité pour les années entre 2024 et 2028¹⁵ :

Tableau 3
Coût des approvisionnements en électricité

	2024			2025			2026			2027			2028		
	Année historique			Année de base			Année témoin			Année témoin			Année témoin		
	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh
PATRIMONIAL	171,8	5 528,3	32,2	175,6	5 904,0	33,6	177,5	6 060,7	34,1	178,7	6 223,2	34,8	178,9	6 354,2	35,5
dont ajustement entente cadre	0,1	1,5	28,3	-0,1	-2,6	32,4	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
POSTPATRIMONIAL LONG TERME	17,2	1 963,2	114,2	18,5	2 165,4	116,8	19,8	2 238,8	113,0	22,3	2 409,4	108,1	26,0	2 725,3	105,4
dont approvisionnements fournis par Hydro-Québec	3,4	471,3	138,2	4,6	509,1	109,8	5,3	606,2	113,6	4,9	649,2	131,2	7,2	823,4	114,5
dont contrats d'approvisionnements en électricité	13,8	1 491,9	108,3	13,9	1 656,3	119,1	14,5	1 632,6	112,8	17,3	1 760,2	101,5	18,8	1 901,9	101,1
POSTPATRIMONIAL 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	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 interruptible	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 ⁽¹⁾	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	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	s.o.	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.	190,1	s.o.	s.o.	199,5	s.o.
dont options d'électricité interruptible	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.
dont 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.
dont 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.	37,6	s.o.	s.o.	36,2	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	17,7	2 077,6	117,4	22,4	2 782,4	124,0	21,9	2 622,2	119,7	24,1	2 768,3	113,8	28,5	3 145,2	109,7
TOTAL - Approvisionnements en électricité	189,5	7 605,9	40,1	198,0	8 686,4	43,9	199,3	8 682,9	43,6	202,7	8 991,4	44,3	207,4	9 499,4	45,8

(1) Incluant les frais de couverture et les frais des émissions de gaz à effet de serre
(2) Les quantités d'énergie comprennent les pertes de transport et de distribution.

¹⁵ B-0027, page 9, tableau 3; voir aussi page 13, tableau A-1.

Dans ce qui suit, l'AHQ-ARQ analyse particulièrement :

- Les coûts des achats sur les marchés de court terme en puissance;
- Les coûts en énergie.

2.3.1. Coûts des achats sur les marchés de court terme en puissance

Le tableau 3 ci-dessus montre que les coûts des achats de puissance sur les marchés de court terme varient énormément au cours de la période 2024-2028 alors qu'ils augmentent de 129 % entre 2026 et 2027 (37,8 M\$ versus 16,5 M\$).

Dans cette section, l'AHQ-ARQ soulève deux problématiques sur ces coûts :

- Le marché de référence;
- Les besoins en puissance mensuels.

Le marché de référence

Le Distributeur justifie d'abord une telle hausse des coûts comme suit¹⁶ :

« 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.

¹⁶ [B-0027, page 12, lignes 1 à 15 et tableau 6.](#)

Tableau 6
Coût de puissance historique

		RFP 2017		RFP 2019		RFP 2020		RFP 2021-1		RFP 2021-2		RFP 2022-1		RFP 2023-1		RFP 2024-1	
		Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février
		2018	2018	2020	2020	2021	2021	2022	2022	2022	2022	2023	2023	2024	2024	2025	2025
Prix moyen payé	\$US /kW-mois	0,49	0,43	1,14	1,14	0,20	0,20	2,88	2,88	5,67	6,50	4,14	4,14	5,64	5,64	3,17	2,75
Encan mensuel UCAP - ROS + 25%	\$US /kW-mois	0,31	0,31	0,18	0,15	0,18	0,14	3,96	4,63	3,96	4,63	3,36	5,00	5,13	5,75	5,38	4,33

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)

L'AHQ-ARQ n'est pas d'accord avec la position du Distributeur de changer, à compter de l'hiver 2026-2027, le prix de référence pour les approvisionnements en puissance de court terme du Distributeur pour celui des encans mensuels pour le mois requis de la zone J NYC.

L'AHQ-ARQ conçoit très bien que la « nouvelle dynamique de marché » invoquée par le Distributeur s'applique à Hydro-Québec qui aura dorénavant un accès direct au marché de la zone J NYC à la suite de l'entrée en service du projet CHPE. Toutefois, l'AHQ-ARQ n'est pas convaincue que cette « nouvelle dynamique de marché » s'applique intégralement aux potentiels fournisseurs localisés dans la région « reste de l'état » de New York. Toutefois, si tel était le cas, l'AHQ-ARQ comprend que le prix demandé par ces fournisseurs potentiels

et les encans mensuels en provenance de cette région refléteraient leur opportunité de revente de la puissance à la zone J NYC.

Donc, en continuant d'utiliser le prix de référence du mois requis du marché de New York pour la région « reste de l'état » bonifié de 25 % pour l'ensemble de la période de la présente cause tarifaire, le Distributeur tiendrait implicitement et correctement compte de la « *nouvelle dynamique de marché* ».

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de retenir comme prix de référence de la puissance de court terme, pour chacune des années entre 2026 et 2028, celui des encans mensuels du marché de New York pour la région « reste de l'état (Rest of state) » bonifié de 25 %.

Les besoins en puissance mensuels

Le tableau 6 ci-dessus montre que les besoins de puissance de court terme se sont concentrés exclusivement sur les seuls mois de janvier et février depuis 2018 (sauf pour 2019 où aucun besoin ne s'était manifesté). L'AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant qui montre l'évolution des coûts d'achats de puissance sur les marchés de court terme et les quantités acquises ou recherchées depuis 2023 :

Tableau AHQ-ARQ-4 Évolution de la prévision des Coûts d'achats de puissance sur les marchés de court terme

		2023	2024	2025	2026	2027	2028
Achats de puissance prévus à la pointe annuelle (MW)	(1)	1000	775	300	750	600	900
Coûts réels et prévus (M\$)	(2)	10,9	10,9	12,1	16,5	37,8	36,2
Coût unitaire calculé (\$/kW-hiver)	(3)	10,90	14,06	40,33	22,00	63,00	40,22
Coût unitaire fourni par HQD (\$US/kW-hiver)	(4)	8,28	11,28	5,92			
Recommandation de l'AHQ-ARQ							
Coût unitaire (\$/kW-hiver)	(5)				20,00	20,00	20,00
Coût total (M\$)	(6)				15,00	12,00	18,00
Réduction recommandée (M\$)	(7)				1,50	25,80	18,20
(1) 2023: R-4270-2024, B-0103, p. 27, tableau R-21.1							
(1) 2024: R-4270-2024, B-0103, p. 28, tableau R-10.1							
(1) 2025: B-0083, p. 41, tableau R-17.1							
(1) 2026-2028: B-0027, p. 7, tableau 2							
(2) 2023: R-4270-2024, B-0047, p. 11, tableau 4							
(2) 2024-2028: B-0027, p. 9, tableau 3							
(3) = (2) / (1) x 1000							
(4) B-0027, p. 12, tableau 6							
(5) Section 3							
(6) = (2) x (4) / 1000							
(7) = (2) - (5)							

Ce tableau présente d'abord (ligne 3) les coûts unitaires en \$/kW-hiver calculés à partir des informations fournies par le Distributeur à chaque année dans son bilan de puissance (ligne 1) et dans son tableau sur le Coût des approvisionnements en électricité (ligne 2)¹⁷. Ces valeurs sont comparées à celles de la ligne suivante (ligne 4) des coûts unitaires de puissance historique fournis par le Distributeur dans le tableau 6 plus haut et exprimée en \$US/kW-hiver.

Alors que les valeurs des lignes 3 et 4 sont cohérentes pour les années 2023 et 2024, on peut constater une différence majeure entre les valeurs de 2025 surlignées dans le tableau AHQ-ARQ-4 ci-dessus (40,33 \$/kW-hiver vs 5,92 \$US/kW-hiver). **Un tel écart pourra être éclairci lors de l'audience.**

De plus, les coûts unitaires calculés (ligne 3) de 22,00 \$/kW-hiver, 63,00 \$/kW-hiver et 40,22 \$/kW-hiver pour les années 2026 à 2028 respectivement

¹⁷ Par exemple : [B-0027, page 7, tableau 2, et page 9, tableau 3](#)

dépassent les coûts unitaires des années récentes (ligne 4). Pour 2027 et 2028, une partie de cette hausse s'explique par le changement du marché de référence tel qu'expliqué ci-dessus.

Toutefois, en analysant le fichier Excel fourni en réponse à la demande 6.6 de la DDR no. 1 de l'AHQ-ARQ¹⁸, on peut constater de l'extrait suivant que le Distributeur prévoit des achats de puissance pour les 4 mois de l'hiver des années entre 2026 et 2028 incluant les mois de mars et de décembre pour lesquels aucun achat de puissance de court terme n'a été requis au moins au cours des huit derniers hivers.

Puissance mensuelle (MW)	2026	2027	2028
Janvier	750	600	900
Février	750	600	900
Mars	750	600	900
Décembre	600	900	1500

L'AHQ-ARQ est convaincue que des besoins de puissance de court terme en mars et décembre ne sont pas requis pour les années de la présente cause tarifaire. Si le Distributeur pouvait démontrer l'existence d'un tel besoin, ce dont l'AHQ-ARQ doute, il n'en demeure pas moins qu'il ne l'a pas fait dans sa preuve au présent dossier.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les coûts de puissance sur les marchés de court terme pour les mois de mars et décembre des années entre 2026 et 2028.

L'effet des deux recommandations précédentes (soit de façon individuelle ou combinée) peut être résumé dans le tableau suivant :

¹⁸ [B-0132](#).

Tableau AHQ-ARQ-5 Effet des recommandations de l'AHQ-ARQ sur les Coûts d'achats de puissance sur les marchés de court terme

M\$		2026	2027	2028
Proposition du Distributeur	(1)	16,5	37,8	36,2
Recommandation sur marché de référence	(2)	14,5	12,2	10,8
Réduction	(1) - (2)	2,0	25,6	25,4
Recommandation sur besoins en puissance mensuels	(3)	8,0	15,6	15,1
Réduction	(1) - (3)	8,5	22,2	21,1
Deux recommandations combinées	(4)	8,0	5,4	4,6
Réduction totale	(1) - (4)	8,5	32,4	31,6
(1) B-0027, p. 9, tableau 3				
(2), (3) et (4) Calculs B-0105				

Les deux recommandations combinées ont donc pour effet de réduire les coûts d'achats de puissance sur les marchés de court terme de 8,5 M\$ pour 2026, de 32,4 M\$ pour 2027 et de 31,6 M\$ pour 2028.

2.3.2. En énergie

Les volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme sont détaillés dans le tableau A-1 de la pièce B-0027 dont des extraits ont été reproduits ici¹⁹ :

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

	2024			2025			2026			2027			2028		
	Année historique	Année témoin		Année de base	Année témoin		Année de base	Année témoin		Année de base	Année témoin		Année de base	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	2499,4	108,1	26,0	2725,3	105,4
TCE	0,0			0,0			0,0			0,0			0,0		
HQPT	3,4	333,4	97,5	4,6	424,9	91,6	5,3	485,1	91,5	4,9	509,5	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		0,5	37,7	78,4	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Cyclable, suite 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, suite de base hivernale	0,0	0,0	s.o.	0,3	22,8	62,7	1,2	97,7	63,0	1,8	195,8	82,5	3,8	156,2	62,8
HQPLT (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
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	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	-	0,2	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	0,0	s.o.

L'AHQ-ARQ a concentré son analyse sur :

¹⁹ [B-0027, page 13, tableau A-1](#)

- L'optimisation du placement des moyens d'approvisionnement flexibles;
- L'approvisionnement de base hivernale fourni par Hydro-Québec;
- Les coûts unitaires des achats d'énergie de court terme.

2.3.2.1. Placement optimal des moyens d'approvisionnement flexibles

Le Distributeur décrit ainsi la nouvelle approche d'approvisionnement²⁰ :

« 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.

²⁰ [B-0027, page 10, lignes 15 à 32.](#)

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.» (Nous soulignons et notre emphase)

Afin de bien comprendre cet exercice nouveau, l'AHQ-ARQ a obtenu un exemple d'application de la formule de prix proposée par le Distributeur en réponse à sa DDR no. 1²¹. L'intervenante a aussi réussi à obtenir un chiffrier horaire qui détaille la solution prévue par le Distributeur et dont les coûts doivent correspondre à ceux du tableau 3 reproduit plus haut²².

Que ce soit en mode prévisionnel ou en mode réel après la fin d'une année civile, le Distributeur doit viser à optimiser le placement des outils flexibles à sa disposition, soit les bâtonnets patrimoniaux, le cyclable et le contrat HQP-LT. En d'autres mots, il doit trouver le placement de ces moyens qui minimise les coûts d'approvisionnement d'une année donnée et, selon l'extrait précédent, tel est son intention.

Lorsque questionné par l'AHQ-ARQ sur la méthode qu'il compte utiliser pour atteindre cet objectif d'optimisation, le Distributeur a indiqué²³ :

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

²¹ [B-0083, page 50, Annexe A.](#)

²² [B-0111.](#)

²³ [B-0083, pages 16 et 17, réponse 7.5.](#)

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

D'entrée de jeu, l'AHQ-ARQ est convaincue que cette méthode ne mène pas à des coûts optimaux mais plutôt à des coûts nettement à l'avantage d'Hydro-Québec au détriment des clients qui assument les tarifs du Distributeur.

Une façon simple de démontrer qu'une solution n'est pas optimale est de fournir un contre-exemple qui présente une meilleure solution.

Le Distributeur a déposé un nouveau fichier le 1^{er} décembre 2025²⁴ à la suite de la demande de la Régie du 28 novembre 2025 de « compléter sa réponse en fournissant les données horaires en MW avec le même niveau de détails que l'annexe A de la pièce B-0083 »²⁵.

Or, l'AHQ-ARQ constate que cette demande n'a pas été respectée alors que le fichier déposé ne fournit pas le même niveau de détail que l'annexe A de la pièce B-0083 alors que certaines colonnes sont manquantes et que d'autres sont calculées différemment. Des clarifications pourront être obtenues lors de l'audience.

²⁴ [B-0111.](#)

²⁵ [A-0025, page 2.](#)

D'ici là, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger de corriger la pièce B-0111 afin de la rendre conforme au tableau de l'annexe A de la pièce B-0083. À la suite d'un tel dépôt éventuel, l'AHQ-ARQ se réserve le droit d'amender ses conclusions au besoin.

Malgré tout, à partir des informations incomplètes fournies et dans le court laps de temps de moins de 22 heures à sa disposition pour le faire, l'AHQ-ARQ constate et démontre que :

- Pour les années 2027 et 2028, le Distributeur n'applique pas la méthode qu'il a décrite;
- Le Distributeur n'optimise pas l'utilisation des marchés aux heures où les prix sont moins élevés.
- La solution du Distributeur n'optimise pas bien l'utilisation du contrat HQP-LT.

Pour les années 2027 et 2028, le Distributeur n'applique pas la méthode qu'il a décrite

L'AHQ-ARQ répète ici la méthode préconisée par le Distributeur, laquelle est illustrée à l'Annexe A de la pièce B-0083²⁶ :

- a. la demande nette est calculée pour chaque heure de l'année et les valeurs sont triées en ordre décroissant;
- b. la demande nette = Besoins réguliers du Distributeur (BRD) – Consommation des centrales – Contrats postpatrimoniaux avec obligation de prendre livraison et MDG;

²⁶ [B-0083, page 50, Annexe A.](#)

- c. par la suite, le solde horaire entre la demande nette et le volume du bâtonnet d'électricité patrimoniale (lui aussi trié en ordre décroissant) est calculé;
- d. si le solde est négatif, ce volume sera comptabilisé comme de l'électricité patrimoniale inutilisée. S'il est positif, il sera comptabilisé comme un volume d'électricité fourni à titre d'approvisionnement de court terme par Hydro-Québec.

Au niveau de l'étape c. mentionnée ci-dessus, l'opération est effectuée correctement dans le fichier B-0111 pour l'année 2026. Toutefois, pour les années 2027 et 2028, cette opération n'est pas valide alors que les bâtonnets patrimoniaux ne sont pas triés correctement. **Cette situation pourra être abordée lors de l'audience.**

Le 11 décembre 2025, le Distributeur a déposé une version corrigée de la pièce B-0111 sous pli confidentiel²⁷ alors que ce même document a été rendu public le 22 décembre 2025²⁸.

L'AHQ-ARQ constate encore une fois que cette version n'est toujours pas conforme au tableau de l'annexe A de la pièce B-0083, comme l'admet d'ailleurs le Distributeur²⁹ :

« Cette nouvelle version du fichier présente une extraction des données horaires avec ajustement de la troncature des décimales et intègre les bâtonnets d'électricité patrimoniale complets, ainsi que les résultats intermédiaires afin de faciliter la compréhension des calculs. La structure du fichier est identique à celle de l'annexe A, à

²⁷ [B-0117](#).

²⁸ [B-0134](#).

²⁹ [B-0134, onglet « Précisions »](#).

l'exception de la section du SDP (A/O 2015-01), qui apparaît avant celle de l'électricité patrimoniale. Ce choix reflète l'ordonnement prévu des moyens dans la planification de long terme du Distributeur, où le SDP, dont les heures d'utilisation sont limitées, est considéré comme étant un moyen de gestion et est ainsi déployé avant l'allocation des bâtonnets patrimoniaux. Bien que cette approche présente des différences par rapport à celle qui sera utilisée pour le calcul des coûts réels a posteriori, ces écarts sont marginaux, sans incidence notable sur les volumes ni sur les coûts prévisionnels. »

(Nous soulignons)

À l'examen de cette nouvelle version, l'AHQ-ARQ constate que le Distributeur, comme il l'indique, place la puissance des contrats du SDP (A/O 2015-01) avant de placer le patrimonial et même le cyclable, ce qui de l'avis de l'AHQ-ARQ n'est pas logique dans un contexte d'optimisation. **Même avec cette nouvelle version, les recommandations de cette sous-section demeurent toujours pertinentes.**

Les nouvelles précisions apportées par le Distributeur dans cette nouvelle version suscitent d'autres interrogations qui pourront être abordées lors de l'audience, notamment en ce qui a trait, d'une part, au traitement afin de tenir compte du fait que le volume total des bâtonnets patrimoniaux est de 179,52 TWh, soit 0,66 TWh de plus que le volume annuel de 178,86 TWh et, d'autre part, au traitement des années bissextiles.

Le Distributeur n'optimise pas l'utilisation des marchés aux heures où les prix sont les moins élevés

Le tableau qui suit montre un exemple d'un changement mineur à la solution qui mène à un coût inférieur à celui prévu par le Distributeur et qui, conséquemment, montre que la solution du Distributeur n'est pas optimale.

Tableau AHQ-ARQ-6
Exemple d'une solution meilleure que celle du Distributeur pour le placement des bâtonnets patrimoniaux

		SOLUTION DISTRIBUTEUR							
Date	Heure	Bâtonnet patrimonial utilisé (MWh/h)	(MWh/h)	Achats ON Prix hypothétique (\$/MWh)	(\\$)	(MWh/h)	Achats NY Prix hypothétique (\$/MWh)	(\\$)	
18-févr-26	8	31117	600	100	60000	432	110	47520	
06-mars-26	6	30588	600	40	24000	561	60	33660	
Total		61705	1200		84000	993		81180	
Coût total (\$)	165180								
		SOLUTION AHQ-ARQ							
Date	Heure	Bâtonnet patrimonial utilisé (MWh/h)	(MWh/h)	Achats ON Prix hypothétique (\$/MWh)	(\\$)	(MWh/h)	Achats NY Prix hypothétique (\$/MWh)	(\\$)	
18-févr-26	8	30588	600	100	60000	32	110	3520	
06-mars-26	6	31117	600	40	24000	961	60	57660	
Total		61705	1200		84000	993		61180	
Coût total (\$)	145180								

Source: B-0111

Simplement en inversant deux bâtonnets patrimoniaux, l'AHQ-ARQ est parvenue à déplacer 539 MWh d'achats de New York du 18 février 2026 vers le 6 mars 2026 à un prix hypothétique significativement moindre pour un gain de 20 000 \$ dans ce cas simple. Bien sûr, cet exemple montre un gain modeste mais il démontre que la solution du Distributeur n'est pas optimale. Cet exemple peut toutefois constituer la pointe de l'iceberg alors qu'un modèle d'optimisation approprié déterminerait les meilleurs déplacements de ce type impliquant deux et même beaucoup plus de bâtonnets patrimoniaux en même temps.

Et il est possible que les gains soient encore plus grands dans les calculs réels après la fin d'une année alors que les prix varient encore plus qu'en mode prévisionnel.

La solution du Distributeur n'optimise pas bien l'utilisation des contrats HQP-LT

La ligne intitulée « HQP-LT (A/O 2015-01) » dans le tableau A-1 plus haut représente les trois contrats de puissance avec Hydro-Québec qui peuvent fournir des blocs jusqu'à 500 MW par heure en multiples de 100 MW pour un maximum de 175 500 MWh par hiver³⁰.

L'examen du fichier B-0111 montre que le Distributeur n'utilise pas ces blocs de façon optimale alors qu'il les utilise parfois pendant des heures où les prix d'achat sont bas alors qu'il pourrait les déplacer vers des heures où les prix sont plus élevés, réduisant ainsi les coûts d'achats³¹. Dans le court laps de temps où il a eu possession du fichier B-0111, l'AHQ-ARQ n'a pu évaluer l'impact de tels déplacements sur les coûts des achats d'énergie de court terme prévus pour les années 2026, 2027 et 2028 mais l'exercice pourra être fait en préparation pour l'audience.

Étant donné qu'il est démontré que le Distributeur n'optimise pas les achats d'énergie de court terme en ne plaçant pas de façon optimale les bâtonnets patrimoniaux et les blocs des contrats HQP-LT (A/O 2015-01), l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire de 5 % les coûts de ces achats, correspondant à des réductions de 10 M\$ en 2026, de 9 M\$ en 2027 et de 11 M\$ en 2028, au tableau A-1 de la pièce B-0027.

³⁰ [R-3939-2015](#), B-0009 à B-0011.

³¹ Par exemple déplacer 500 MW entre le 5 mars 2026 (heure 6) et le 23 février (heure 21).

De plus, afin de placer les approvisionnements flexibles (p. ex. bâtonnets patrimoniaux, cyclable et contrats de puissance HQP-LT (A/O 2015-01)), autant en mode prévisionnel qu'en mode réel, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de développer un modèle d'optimisation mathématique qui garantirait une utilisation optimale de ces moyens d'approvisionnement, ce qui n'est pas le cas avec la méthode proposée par le Distributeur.

Enfin, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir :

- lors de chaque cause tarifaire, un fichier Excel qui présente, pour chaque année témoin, la répartition horaire prévisionnelle des approvisionnements pour chaque heure de l'année sous le même format que le tableau de l'annexe A de la pièce B-0083;**
- à la fin de chaque année civile, dans le cadre du rapport annuel du Distributeur, un fichier Excel qui présente la répartition horaire réelle des approvisionnements pour chaque heure de l'année sous le même format que le tableau de l'annexe A de la pièce B-0083.**

2.3.3.2. L'approvisionnement de base hivernale fourni par Hydro-Québec

Le bilan de puissance du Distributeur est présenté au tableau suivant pour les trois prochains hivers³² :

³² [B-0027, page 7, tableau 2.](#)

Tableau 2
Besoins et approvisionnements en puissance, 2025-2028

En MW	Hiver 2025-2026 Année témoin	Hiver 2026-2027 Année témoin	Hiver 2027-2028 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	40 599	40 933	41 548
<i>plus</i> réserve requise	4 787	4 990	5 230
<i>moins</i> 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
▪ <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>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.

Pour l'hiver 2027-2028, le Distributeur prévoit une nouvelle puissance en Base hivernale de 1 000 MW³³ alors que la Contribution des marchés de court terme de 900 MW se situe à 600 MW sous son potentiel actuellement permis de 1 500 MW³⁴.

³³ [B-0027, page 17, tableau D-1.](#)

³⁴ [B-0085, page 15, réponse 2.8.](#)

Pour des besoins de puissance, il serait donc possible de réduire la puissance de la Base hivernale de 600 MW pour l'hiver 2027-2028. Par contre, le Distributeur précise que compte tenu de la situation des bilans prévisionnels, il considère que cet approvisionnement hivernal ferme à prix prédéterminé est préférable à des approvisionnements de court terme à prix variables pour équilibrer ses bilans³⁵. Toutefois, le Distributeur ne fournit aucune démonstration permettant de vérifier cette affirmation.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de démontrer, chiffres à l'appui, que l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec est préférable à des approvisionnements de court terme à prix variables pour équilibrer ses bilans et ce, pour chacun des mois d'hiver entre le décembre 2027 et décembre 2028.

2.3.3.3. Coûts unitaires des achats de court terme en énergie

Le Distributeur formule la proposition suivante pour l'établissement des coûts des achats de court terme en énergie³⁶ :

« 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.

³⁵ [B-0098, page 4.](#)

³⁶ [B-0027, pages 10 et 11.](#)

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 d'interconnexion 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. » (Nous soulignons)

L'AHQ-ARQ s'interroge sur la justification des tranches proposées dans l'extrait précédent. Lorsqu'invité par l'AHQ-ARQ à expliquer et justifier le choix des valeurs de 600 MW et de 1 000 MW et à fournir tous les intrants et leurs sources ayant mené à ces valeurs, le Distributeur a offert la réponse suivante³⁷ :

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

L'AHQ-ARQ juge qu'une telle justification est nettement insuffisante pour appuyer le choix des tranches de 600 MW pour l'Ontario et de 1 000 MW pour New York.

De plus, le Distributeur indique que si Hydro-Québec devait importer des volumes sur l'interconnexion Hertel-New York pour répondre à la demande du

³⁷ [B-0083, page 20, réponse 8.1.](#)

Québec et ce, de façon récurrente, ceci constituerait un exemple de changement structurel et, tel que mentionné plus haut, il ajusterait alors sa formule de prix afin de refléter les nouvelles conditions du marché³⁸. Or, le Transporteur a tout récemment invoqué cette forte possibilité d’importations via ce nouveau lien qu’il qualifie de bidirectionnel³⁹ et, par conséquent, il apparaît paradoxal que le Distributeur n’en tienne pas compte immédiatement pour déterminer les coûts des achats d’énergie alors qu’il le fait par ailleurs pour déterminer les coûts des achats de puissance (voir section 2.3.1 plus haut).

L’AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant pour connaître l’origine des achats d’énergie de court terme du Distributeur au cours des cinq dernières années.

Tableau AHQ-ARQ-7
Achats d’énergie de court terme du Distributeur par origine – 2020-2024

Achats d’énergie de CT du Distributeur (MWh)	2020		2021		2022		2023		2024		TOTAL	
Hydro-Québec	139750	62%	214600	59%	2736905	62%	624541	60%	437850	94%	4153646	63%
Ontario	29573	13%	111191	30%	795745	18%	202238	19%	21079	5%	1159826	18%
New York	21570	10%	26626	7%	828331	19%	184414	18%	4650	1%	1065591	16%
Nouvelle-Angleterre	0	0%	0	0%	24229	1%	22531	2%	0	0%	46760	1%
Nouveau-Brunswick	0	0%	0	0%	4150	0%	1000	0%	0	0%	5150	0%
Autres	33413	15%	13320	4%	57900	1%	6500	1%	0	0%	111133	2%
Total	224306	100%	365737	100%	4447260	100%	1041224	100%	463579	100%	6542106	100%
Sources:												
R-9001-2020, B-0008, pp. 12-14												
R-9001-2021, B-0008, pp. 12-14												
R-9001-2022, B-0007, pp. 12-14												
R-9001-2023, B-0007, pp. 12-13												
R-9001-2024, B-0007, pp. 12-13												

Au cours des cinq dernières années, les achats d’énergie de court terme du Distributeur provenaient majoritairement d’Hydro-Québec (63 %), suivi de l’Ontario (18 %) et de New York (16 %).

L’AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant pour connaître l’origine des importations d’Hydro-Québec au cours des cinq dernières années.

³⁸ [B-0083, page 20, lignes 15 à 19.](#)

³⁹ [R-4306-2025, A-0037, pages 172 à 179.](#)

Tableau AHQ-ARQ-8
Importations d’énergie d’Hydro-Québec par origine – 2020-2024

Importations d'Hydro-Québec (GWh)	2020		2021		2022		2023		2024		TOTAL	
Ontario	1733	99%	944	97%	2269	94%	3676	76%	7203	68%	15825	77%
New York	6	0%	17	2%	118	5%	1010	21%	3069	29%	4220	21%
Nouvelle-Angleterre	0	0%	0	0%	0	0%	19	0%	221	2%	240	1%
Nouveau-Brunswick	11	1%	12	1%	16	1%	142	3%	47	0%	228	1%
Total	1750	100%	973	100%	2403	100%	4847	100%	10540	100%	20513	100%
Sources:												
R-4146-2021, B-0021, p. 14												
R-4270-2024, B-0011, p. 14												
R-4306-2025, B-0005, p. 14												

On peut voir qu’Hydro-Québec importe en grande majorité de l’Ontario puis de New York. La Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick contribuent de façon marginale tout comme c’était le cas pour les achats d’énergie de court terme du Distributeur plus haut⁴⁰.

Ces deux tableaux indiquent que le choix du Distributeur de considérer une tranche de 600 MW de l’Ontario, puis de 1 000 MW de New York ne tient pas la route, d’autant plus que la capacité de transfert totale en réception de l’Ontario est de 1 965 MW versus 1 100 MW pour New York⁴¹.

L’AHQ-ARQ est plutôt d’avis que la première tranche devrait être de 1 250 MW de l’Ontario, soit la capacité en réception de l’interconnexion ON-HQT, et de 1 000 MW New York, soit la capacité en réception de l’interconnexion MASS-HQT.

L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier ainsi les tranches pour établir les prix de référence des approvisionnements de court terme en énergie fournis par Hydro-Québec : 1 250 MW de l’Ontario, 1 000 MW de New York, puis le reste de la Nouvelle-Angleterre.

⁴⁰ [B-0083, page 20, réponse 8.3.](#)

⁴¹ [R-4306-2025, B-0005, page 13, tableau 4.](#)

À partir de la nouvelle pièce B-0134 déposée le 22 décembre 2025, l’AHQ-ARQ a pu calculer que cette recommandation a pour effet de réduire les coûts d’achats d’énergie de court terme de 7,7 M\$ pour 2026, de 10,7 M\$ pour 2027 et de 2,7 M\$ pour 2028.

2.4.Charges et investissements en efficacité énergétique et gestion de la puissance

Les charges d’exploitation en distribution sont établies dans le dossier R-4305-2025, à l’exception de celles de la sous-activité *Efficacité énergétique et gestion de la demande de puissance* qui font l’objet de la présente demande, tel que présenté au tableau 3 ci-dessous⁴².

Tableau 3
Évolution des charges d’exploitation (M\$)

	Année historique 2024	2025		Année témoin 2026	Année témoin 2027	Année témoin 2028
		D-2025-022	Année de base			
1 Charges d’exploitation en Distribution présentées au dossier R-4305-2025	1 883,6	1 806,7	1 848,5	1 926,4	2 022,2	2 080,5
2 (+) Coût complet de la sous-activité Efficacité énergétique et gestion de la demande de puissance	61,0	101,2	78,4	75,4	73,0	71,1
3 (+) Facturation interne et autres cheminement directs de la sous-activité Efficacité énergétique et gestion de la demande de puissance	-	6,0	-	-	-	-
4 Charges d’exploitation en Distribution pour fin d’établissement des revenus requis	1 944,6	1 913,9	1 926,9	2 001,8	2 095,3	2 151,6

Les deux tableaux suivants⁴³ présentent la répartition de ces charges entre les activités d’ÉE (tableau 1) et celles de GDP (tableau 4), ainsi que les investissements correspondants.

⁴² [B-0013, page 9, tableau 3.](#)

⁴³ [B-0075, page 7, tableau 1, et page 13, tableau 4.](#)

Tableau 1
Budgets annuels 2024-2028 (M\$)¹

	2024	2025 (Autorisé)	2025 (Projeté)	2026	2027	2028
Investissements	456,2	362,4	491,0	565,3	568,7	593,3
Charges	20,7	56,5	24,1	32,7	35,5	37,2
Budget Total	476,9	418,9	515,0	597,9	604,2	630,5

¹ Le total peut être différent de la somme des données en raison de l'arrondissement.

Tableau 4
Budget et impact en puissance des programmes de GDP 2025 (M\$ et MW)

	2024 (Réel)	2025 (Autorisé)	2025 (Projeté)	2026	2027	2028
Charges	40,2	50,7	54,4	42,8	37,6	33,9
Investissements	18,0	70,5	51,5	46,9	53,6	57,5
TOTAL (M\$)	58,3	121,2	105,8	89,7	91,2	91,4

Le Distributeur propose dorénavant une approche globale par portefeuilles et il soumet ainsi qu'une approche prévisionnelle par programmes n'est plus appropriée.

À cet égard, plutôt que de présenter, pour chaque programme, les résultats des tests économiques des mesures d'ÉE et de GDP, le Distributeur a déposé uniquement des résultats agrégés par portefeuilles, tels que présentés au tableau suivant⁴⁴.

Tableau 6
Résultats des tests économiques – Portefeuilles d'ÉE et de GDP (M\$ 2026 - Révisé)

	TCTR	TNT	TP	TAP	Ratio TCTR	Ratio TNT	Ratio TP	Ratio TAP
Portfolio d'ÉE	5 809,5	2 444,4	3 133,8	7 056,0	2,7	1,4	2,2	5,0
Portfolio de GDP	s/o	134,6	s/o	s/o	s/o	1,2	s/o	s/o

Dans ce qui suit, l'AHQ-ARQ commente cette nouvelle approche puis recommande des réductions de budgets.

⁴⁴ [B-0075, page 18, tableau 6](#)

2.4.1. Approche par portfolios

Tel que présenté, le Distributeur propose une transformation majeure de la manière de planifier et de rendre compte de l’ÉÉ et de la GDP dans le cadre de ce dossier. En effet, « *le Distributeur soumet qu’une flexibilité additionnelle est dorénavant nécessaire dans la gestion des budgets de ses programmes* »⁴⁵ et propose donc de présenter « *de façon globale [...] les programmes d’ÉÉ et de GDP, respectivement pour les trois années* »⁴⁶. En conséquence, le Distributeur affirme qu’« *une approche prévisionnelle par programmes n’est plus appropriée* »⁴⁷.

Dans cette section, l’AHQ-ARQ soulève deux problématiques principales associées à l’approche par portfolios :

- L’abandon de l’analyse prévisionnelle par programme ;
- L’absence de mécanismes formels d’autorisation et une dépendance au jugement interne du Distributeur.

Abandon de l’analyse prévisionnelle par programme

Selon le Distributeur, l’« *approche par portfolios permettra [...] à la Régie d’apprécier si les coûts sont justifiés et d’exercer sa compétence conformément au nouveau contexte réglementaire* »⁴⁸. Afin de permettre à la Régie de suivre l’évolution des coûts, il est précisé que le rendre compte annuel, déposé conformément à l’article 75.1 de la Loi, se fera par programmes, en présentant en fin d’année la répartition des enveloppes annuelles consacrées à l’ÉÉ et à la

⁴⁵ [B-0075, page 5, lignes 29-30.](#)

⁴⁶ [B-0075, page 6, lignes 12-13.](#)

⁴⁷ [B-0075, page 6, lignes 1-9.](#)

⁴⁸ [B-0075, page 6, lignes 14-15.](#)

GDP, les économies d'énergie et les réductions de puissance associées⁴⁹, ainsi que les résultats des tests économiques des programmes, en conformité avec le paragraphe 293 de la décision D-2025-033⁵⁰.

Cependant, cette transformation constitue une rupture méthodologique importante. En effet, la Régie rappelait qu'elle « doit exercer, sur une base quinquennale [, avant la révision de la périodicité des demandes tarifaires par la Loi 24], sa compétence tarifaire prévue dans la Loi. Par conséquent, bien que les programmes et mesures d'efficacité énergétique ainsi que l'apport financier nécessaire à la réalisation de ces derniers soient approuvés par le gouvernement du Québec, la Régie demeure responsable de déterminer si ces coûts doivent être intégrés dans les revenus requis du Distributeur et déterminer ainsi s'ils sont justifiés afin de fixer des tarifs justes et raisonnables. »⁵¹ (Nous soulignons)

Par conséquent, cette décision du Distributeur déplace l'analyse *ex ante* de la Régie des programmes individuels vers le portefeuille global, ce qui **affaiblit la capacité de détecter des dérives à l'échelle des programmes et valider leur impact sur le revenu requis.**

De plus, même si le Distributeur continue de déposer un rendre compte annuel par programmes, celui-ci ne portera que sur les résultats réels, présentés en fin d'année. Or, une telle approche **ne permet plus d'évaluer la planification, la performance projetée ni la pertinence individuelle de chaque programme.** En effet, en l'absence d'analyses prévisionnelles correspondantes, notamment des tests économiques, des hypothèses de gains, des volumes anticipés ou des coûts projetés propres à chaque programme, **la Régie et les intervenants ne**

⁴⁹ [B-0075, page 6, lignes 16-20.](#)

⁵⁰ [B-0078, page 10, lignes 1-3.](#)

⁵¹ [D-2025-033, R-4270-2024 Phase 3, page 74, paragraphes 259-260.](#)

peuvent interpréter correctement les résultats déposés ni vérifier leur cohérence avec les objectifs initiaux.

Cette méthodologie a un impact majeur sur le processus de contrôle et d'audit annuel. Il ne s'agirait plus de vérifier les écarts entre une prévision et le réel, mais uniquement de constater des résultats *ex post*, sans pouvoir les relier à une trajectoire programmée et validée par la Régie. Cette rupture **réduit significativement la capacité** du régulateur à exercer son rôle de contrôle, notamment pour **identifier** les programmes moins performants ou non rentables, **évaluer** si les programmes sont optimisés, **déterminer** si un programme déficitaire est compensé artificiellement par d'autres et **vérifier** que les choix du Distributeur reflètent les meilleures opportunités économiques, tout en assurant une protection efficace de la clientèle.

Absence de mécanismes formels d'autorisation et dépendance au jugement interne du Distributeur

Aucun mécanisme formel d'autorisation par programme n'est proposé par le Distributeur dans le cadre de l'approche par portefeuilles. Malgré la présence de tests économiques, ceux-ci ne sont pas intégrés à un processus d'approbation préalable au niveau des programmes, mais plutôt présentés de manière agrégée au niveau du portefeuille.

Dans l'approche suggérée, la planification prévisionnelle, les hypothèses économiques et les ajustements en cours d'année reposeraient entièrement sur le jugement interne du Distributeur, qui se réserve la possibilité d'ajuster périodiquement⁵² les appuis financiers pour maintenir la rentabilité globale du portefeuille et non celle des programmes. En effet, le Distributeur indique qu'il

⁵² [B-0076, page 6, lignes 1-7.](#)

« *veille à maintenir une rentabilité globale de chacun des portefeuilles de programmes d’ÉE et de GDP* ». ⁵³ (Nous soulignons)

L’analyse des DDR confirme que l’approche proposée ne fournit pas une évaluation prévisionnelle formelle au niveau des programmes. Le Distributeur précise clairement qu’il « *peut difficilement présenter l’information comme par le passé [...]. Fournir des données dans le format demandé donnerait une fausse impression de précision.* » ⁵⁴. Pourtant, ces données, traditionnellement exigées et déposées, sont essentielles pour l’évaluation réglementaire afin que la Régie puisse déterminer si ces coûts doivent être intégrés dans les revenus requis.

La preuve initiale ne présentait que des tests économiques entièrement agrégés au niveau des portefeuilles ⁵⁵. **Pourtant, le Distributeur possède et est en mesure de déposer des résultats de tests économiques par programmes**, y compris de manière prévisionnelle et non seulement en reddition de compte, tel que présenté en réponse ⁵⁶ à l’exigence formulée dans la lettre procédurale du 26 août 2025 ⁵⁷. Toutefois, ces données sont présentées comme exceptionnelles, déposées uniquement « [p]our faire suite à la demande de la Régie » ⁵⁸, et non comme un engagement analytique pérenne dans le cadre de l’approche par portefeuilles que le Distributeur cherche à instaurer.

De plus, en réponse à la DDR no 2 de la Régie, HQD a également déposé des tests économiques détaillés par programme ⁵⁹, **incluant certaines mesures précises**. Cette preuve démontre clairement que le Distributeur possède toute

⁵³ [B-0076, page 6, lignes 3 4.](#)

⁵⁴ [B-0076, page 14, lignes 7-10.](#)

⁵⁵ [B-0075, page 18, tableau 6.](#)

⁵⁶ [B-0076](#)

⁵⁷ [A-0007.](#)

⁵⁸ [B-0076, page 5, ligne 1.](#)

⁵⁹ [B-0078, pages 8-9 \(nouveaux programmes et nouvelles mesures\), 13, 16-18. 20 et 25.](#)

l'information nécessaire pour une évaluation complète et rigoureuse, mais choisit de ne pas l'intégrer dans son approche analytique permanente.

Bref, afin de préserver la transparence, la rigueur et la capacité de contrôle de la Régie, tout en simplifiant le processus d'analyse et en réduisant le volume de DDR nécessaires pour obtenir l'information prévisionnelle requise, l'AHQ-ARQ formule des recommandations en cohérence avec la lettre procédurale du 26 août 2025⁶⁰, mais de manière plus précise.

Ainsi, l'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur, pour les prochains dossiers tarifaires, de :

- **Présenter et commenter les réductions de puissance annuelles par portfolio, par programme et par mesure d'ÉE et de GDP, en incluant les éléments manquants identifiés dans le rendre compte annuel ;**
- **Ventiler et commenter les tests économiques par portfolio, par programme et par mesure d'ÉE et de GDP pour chaque année de la demande tarifaire, et non seulement de façon agrégée ;**
- **Ventiler et commenter les budgets (investissements et charges), les impacts énergétiques et les tests économiques annuels par portfolio, par programme et par mesure d'ÉE et de GDP ;**
- **Présenter les hypothèses de calcul annuelles par portfolio, par programme et par mesure d'ÉE et de GDP, incluant nombre de participants/projets, gains d'énergie ou réductions de puissance unitaires, coûts évités et effets de distorsion.**

⁶⁰ [A-0007](#).

2.4.2. Tests économiques négatifs et recommandation de réduction budgétaire

L’analyse des tests économiques déposés par le Distributeur en réponse aux DDR révèle des résultats négatifs récurrents pour les années tarifaires 2026, 2027 et 2028. Ces résultats sont particulièrement marqués pour le programme Panneaux solaires résidentiels et affaires, dont les tests TCTR, TNT et TP demeurent négatifs pour l’ensemble de la période considérée, tel que présenté aux tableaux suivants⁶¹ du Distributeur :

Tableau R-3.1.3-A
Tests économiques des nouveaux programmes et mesures – Année 2026

Programmes	TCTR	TNT	TP	TAP	Ratio TCTR	Ratio TNT	Ratio TP	Ratio TAP
<u>Résidentiel</u>								
Panneaux solaires	(20,5)	(11,4)	(9,1)	11,5	0,6	0,7	0,8	1,7
MFR								
Projet pilote - Thermopompes dans les logements sociaux	(0,4)	0,0	(1,2)	1,9	0,7	1,0	0,7	2,3
Programmes d’assistance (appuis financiers) auprès de la clientèle vulnérable	(8,8)	(0,9)	(11,6)	1,5	0,3	0,8	0,3	1,5
<u>Affaires</u>								
Panneaux solaires	(3,2)	(1,6)	(1,6)	3,9	0,7	0,8	0,8	2,5

Tableau R-3.1.3-B
Tests économiques des nouveaux programmes et nouvelles mesures – Année 2027

Programmes	TCTR	TNT	TP	TAP	Ratio TCTR	Ratio TNT	Ratio TP	Ratio TAP
<u>Résidentiel</u>								
Panneaux solaires	(31,2)	(17,7)	(13,5)	16,8	0,6	0,7	0,8	1,7
MFR								
Projet pilote - Thermopompes dans les logements sociaux	(0,3)	0,0	(1,1)	1,9	0,8	1,0	0,7	2,4
Programmes d’assistance (appuis financiers) auprès de la clientèle vulnérable	(13,3)	(1,3)	(17,5)	2,0	0,2	0,8	0,3	1,5
<u>Affaires</u>								
Panneaux solaires	(6,1)	(3,1)	(3,0)	4,6	0,6	0,7	0,8	2,0

⁶¹ [B-0078, pages 8-9, tableaux R-3.1.3-A, B et C.](#)

Tableau R-3.1.3-C

Tests économiques des nouveaux programmes et nouvelles mesures – Année 2028

Programmes	TCTR	TNT	TP	TAP	Ratio TCTR	Ratio TNT	Ratio TP	Ratio TAP
<u>Résidentiel</u>								
Panneaux solaires	(35,1)	(20,8)	(14,2)	20,9	0,6	0,7	0,8	1,7
<u>MFR</u>								
Projet pilote - Thermopompes dans les logements sociaux	(0,3)	0,0	(1,2)	2,0	0,7	1,0	0,7	2,4
Programmes d'assistance (appuis financiers) auprès de la clientèle vulnérable	(14,7)	(1,5)	(19,3)	2,2	0,2	0,8	0,3	1,5
<u>Affaires</u>								
Panneaux solaires	(5,9)	(3,7)	(2,3)	6,1	0,7	0,8	0,9	2,1

Pour justifier ces performances négatives, le Distributeur indique⁶² :

« En ce qui a trait à la rentabilité du programme Panneaux solaires, bien que les tests soient négatifs, le Distributeur estime que cet appui financier est calibré de manière à diminuer la période de retour sur l'investissement du client stimulant ainsi l'installation des panneaux solaires photovoltaïques au Québec. En effet, cette stimulation du marché pourrait engendrer une réduction des coûts d'acquisition et d'installation au cours des prochaines années grâce à une solidification de l'écosystème local relié à cette filière et par le biais des effets d'apprentissage. Cette réduction anticipée des coûts pourrait avoir un impact positif sur la rentabilité pour les clients. » (Nous soulignons)

Le Distributeur invoque donc des bénéfices hypothétiques (stimulation du marché, effets d'apprentissage, réduction future des coûts) sans fournir d'analyses quantitatives, de trajectoires économiques, ni d'éléments montrant que la rentabilité serait atteinte à moyen terme. Ces justifications ne respectent pas les exigences minimales d'une démonstration de rentabilité prévisionnelle.

⁶² [B-0078, page 9, lignes 1-9.](#)

Or, l'absence de rentabilité des programmes solaires représente un risque financier et une distorsion dans l'allocation des ressources, en mobilisant des budgets substantiels au détriment de programmes démontrant des bénéfices économiques nettement supérieurs. Le tableau ci-dessous⁶³ présente les charges et les investissements associés aux nouveaux programmes et mesures envisagés dans le présent dossier.

Tableau R-3.1
Détails des nouveaux programmes et mesures envisagés – années 2026-2028

	Date de lancement envisagée	Estimation préliminaire M\$			Investissements M\$			Charges M\$			Gains énergétiques GWh/MW(GDP)			Hypothèses (Quantités)		
		2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
ÉÉ																
LogiVert																
Panneaux solaires pour le marché résidentiel	2026	16,0	24,0	28,0	16,0	24,0	28,0	n.d.	n.d.	n.d.	19	28	33	3200 clients	4800 clients	5600 clients
Programmes MFR																
Projet pilote - Thermopompes dans les logements sociaux du marché résidentiel (intégré aux Programmes Ménages à faible revenu à partir de 2025)	Fin 2025	0,5	1,3	1,3	0,5	1,3	1,3	-	-	-	2	2	2	900 Thermopompes	900 Thermopompes	950 Thermopompes
Programmes d'assistance (appuis financiers) auprès de la clientèle vulnérable du marché résidentiel (intégré aux Programmes Ménages à faible revenu à partir de 2025)	Fin 2025	2,8	3,8	4,2	2,8	3,8	4,2	0,0	0,0	0,0	2	3	3	2500 logements	4000 logements	4500 logements
Réseaux autonomes																
Panneaux solaires pour les réseaux autonomes - clientèle résidentielle (mesure intégrée au Programme Réseaux autonomes - Marché résidentiel)	2026	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Panneaux solaires pour les réseaux autonomes - clientèle affaires (mesure intégrée au Programme Réseaux autonomes - Marché résidentiel)																
Solutions efficaces																
Panneaux solaires pour le marché affaires (mesure intégrée au programme Solutions efficaces à partir de 2026);	2026	2,7	4,5	5,3	2,6	4,4	5,3	0	0,1	0,1	4	6	7	60 clients	95 clients	100 clients
TOTAL ÉÉ - Programmes envisagés		22,3	33,9	39,2	22,2	33,8	39,1	0,1	0,1	0,1	27	39	45			

En conséquence, l'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne une réduction ciblée des budgets d'investissements alloués aux programmes de panneaux solaires. La révision suggérée correspond aux montants suivants :

- **19,0 M\$ en 2026⁶⁴,**
- **28,8 M\$ en 2027⁶⁵,**
- **33,7 M\$ en 2028⁶⁶.**

⁶³ [B-0078, page 7, tableau 3.1.](#)

⁶⁴ 16,0 + 0,3 + 2,7

⁶⁵ 24,0 + 0,3 + 4,5

⁶⁶ 28,0 + 0,4 + 5,3

3. Coûts évités

Comme d'habitude, le Distributeur propose des signaux de coûts évités en puissance et en énergie, des coûts évités horaires et des coûts évités de Transport et de Distribution pour les horizons court et long terme et pour la puissance et l'énergie⁶⁷.

Dans ce qui suit, l'AHQ-ARQ soulève une problématique sur l'application du signal de coût évité à court terme en puissance.

Le Distributeur propose le signal de coût évité en puissance suivant⁶⁸ :

« Le signal de coût évité de court terme reflète le coût d'approvisionnement attendu sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP.

Le signal de coût évité de long terme est basé sur le coût de la puissance de la troisième et dernière offre retenue lors de l'A/O 2015-01, comme approuvé par la Régie [note de bas de page omise]. Le signal est donc maintenu et indexé à l'inflation.

- *Le signal de coût évité de court terme est de 7,75 \$/kW-mois (\$ 2026) :*
- *Le signal de coût évité de long terme est de 166 \$/kW-an (\$ 2026). » (Nous soulignons)*

L'AHQ-ARQ note que contrairement à l'an dernier où il proposait un signal de coût évité de court terme de 30 \$/kW pour l'ensemble de l'hiver⁶⁹, il propose maintenant une valeur de 7,75 \$/kW par mois. Cette valeur est tout à fait cohérente avec les prix obtenus au cours des dernières années tel qu'il appert du

⁶⁷ [B-0012.](#)

⁶⁸ [B-0012, page 5, section 1.2.](#)

⁶⁹ [R-4270-2024, B-0033, page 6, ligne 10.](#)

tableau 6 qui suit mais seulement pour les mois de janvier et de février, les autres mois n’ayant pas nécessité d’achats de puissance de court terme⁷⁰.

Tableau 6
Coût de puissance historique

		RFP 2017		RFP 2019		RFP 2020		RFP 2021 - 1		RFP 2021-2		RFP 2022-1		RFP 2023-1		RFP 2024-1	
		Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février	Janvier	Février
		2018	2018	2020	2020	2021	2021	2022	2022	2022	2022	2023	2023	2024	2024	2025	2025
Prix moyen payé	\$US /kW-mois	0,49	0,43	1,14	1,14	0,20	0,20	2,88	2,88	5,67	6,50	4,14	4,14	5,64	5,64	3,17	2,75
Encan mensuel UCAP - ROS + 25%	\$US /kW-mois	0,31	0,31	0,18	0,15	0,18	0,14	3,96	4,63	3,96	4,63	3,36	5,00	5,13	5,75	5,38	4,33

La formulation du Distributeur à 7,75 \$/kW-mois signifie que ce coût serait évité pour les douze mois d’une année, ce qui n’est vraisemblablement pas le cas, alors qu’il ne devrait s’appliquer qu’en janvier et février seulement, à moins d’une preuve du Distributeur du contraire, ce qui n’apparaît pas au présent dossier.

Par conséquent, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier la formulation de son signal de coût évité de court terme en puissance pour se lire « Le signal de coût évité de court terme est de 7,75 \$/kW-mois (\$ 2026) pour les mois de janvier et de février ».

⁷⁰ [B-0027, page 12, tableau 6.](#)

4. Stratégie clientèle

À la pièce B-0006, le Distributeur présente sa stratégie tarifaire détaillée et les modifications souhaitées à l'offre tarifaire.

Dans ce chapitre, l'AHQ-ARQ analyse la proposition du Distributeur de la fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance.

Le Distributeur explique et justifie ainsi la fermeture demandée⁷¹ :

« 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

⁷¹ [B-0006, page 21, section 4.2.](#)

nouvelle inscription à partir du 31 mars 2026 et entend encourager la clientèle à migrer vers le tarif Flex ou la TDT.

D'ailleurs, le programme d'ajout sans frais de thermostats intelligents chez la clientèle a été mis en place en 2025. Ce programme est bien adapté au tarif Flex et au nouveau tarif TDT, renforce la capacité des clients à réaliser des économies et facilite ainsi la transition vers une tarification dynamique mesurée.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa proposition de fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à partir du 31 mars 2026. » (Nous soulignons)

Comme elle l'a annoncé dans sa demande d'intervention⁷², l'AHQ-ARQ s'oppose à cette demande et ce, pour les raisons suivantes :

- L'option de crédit hivernal est 15 fois plus populaire que le tarif Flex D pour la clientèle de petite puissance et 8 fois plus pour la clientèle domestique⁷³.
- Le crédit hivernal se veut une option sans risque pour le client tandis que le tarif Flex vise une clientèle moins averse au risque et désireuse de potentiellement faire plus d'économies sur sa facture⁷⁴. Les deux sont complémentaires alors que les clients averse au risque n'adhéreront possiblement jamais au tarif Flex comme le laissait entendre le Distributeur récemment⁷⁵ :

⁷² [C-AHQ-ARQ-0003, page 7.](#)

⁷³ [R-4270-2024, B-0026, page 26.](#)

⁷⁴ [R-4270-2024, B-0191, section 4.2.3.](#)

⁷⁵ [R-4270-2024, B-0191, page 27, lignes 19 à 21.](#)

« Toutefois, bien que les économies associées au tarif Flex soient supérieures en moyenne à celles du crédit hivernal pour l'ensemble des clientèles, les clients sont tout de même réticents à s'y inscrire. »

- Le Distributeur se priverait ainsi de puissance précieuse avec un coût raisonnable pour l'ensemble de la clientèle et un taux de réserve fort avantageux à comparer aux autres moyens de gestion de puissance⁷⁶.
- L'AHQ-ARQ ne partage pas l'estimation du Distributeur selon laquelle la fermeture de l'option de crédit hivernal ne devrait pas affecter le bilan de puissance⁷⁷. D'ailleurs une telle affirmation n'est pas démontrée⁷⁸.
- L'effacement moyen en kW par événement de pointe est comparable entre les deux options⁷⁹.
- Des ajustements apportés à l'option de crédit hivernal l'an dernier permettent de limiter les enjeux liés à « l'altération de la référence » mais, selon le Distributeur, sans les éliminer complètement⁸⁰. **Le Distributeur ne mentionne toutefois pas quels sont les enjeux restants et l'AHQ-ARQ pourra s'en enquérir lors de l'audience.**
- L'AHQ-ARQ est d'avis que les enjeux liés à l'altération de la référence constituent un mince prétexte à la fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal. En effet, Hydro-Québec dispose de spécialistes effectuant

⁷⁶ [R-4270-2024, B-0047, page 58, tableau C-3.](#)

⁷⁷ [B-0086, pages 14 et 15, réponse 2.4.1.](#)

⁷⁸ [B-0089, page 8, réponse 3.2.](#)

⁷⁹ [B-0086, page 13, tableau R-2.1.](#)

⁸⁰ [B-0087, pages 11 et 12, réponse 2.2.](#)

des recherches et du balisage sur le sujet⁸¹ et, de plus, certains plafonds pourraient être imposés au besoin dans la méthode de calcul.

- De toute façon, le Distributeur doit corriger la problématique de l'altération de la référence pour les clients existants de l'option de crédit hivernal. Il utilise aussi des calculs basés sur la référence pour d'autres options de gestion de la demande comme, par exemple, la GDP Latitude⁸².

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver la proposition du Distributeur de fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à partir du 31 mars 2026.

⁸¹ Poulin, A., Leduc, M-A and Fournier, M, Statistical Analysys of Baseline Load Models for Residential Buildings in the Context of Winter Demand Response, <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/12/4441> .

⁸² <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>, page 127.

5. Confidentialité

Le Distributeur a déposé des fichiers Excel en réponse à des DDR de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ⁸³.

Le Distributeur a indiqué qu'une affirmation solennelle au soutien de la demande de confidentialité sera déposée dans les meilleurs délais. Toutefois, au moment de déposer ce document, un tel dépôt n'a pas encore eu lieu.

Dans l'intervalle, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de statuer que seules les informations confidentielles sur les prix et faisant l'objet d'une affirmation solennelle devraient être caviardées dans ces pièces confidentielles alors que les données sur les quantités de puissance et d'énergie, par exemple, devraient être publiques.

Au moment où une affirmation solennelle sera déposée, l'AHQ-ARQ pourra revoir cette recommandation au besoin.

À la suite du dévoilement public des pièces B-0132 à B-0135, cette recommandation n'est plus nécessaire.

⁸³ [B-0104](#), [B-0105](#), [B-0106](#), [B-0107](#) et [B-0111](#).

6. Conclusion et recommandations

L'AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire et notamment :

1. Étant donné la tendance à la surestimation de la prévision des besoins observée au cours des années récentes et des éléments mentionnés dans cette section, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de réduire de 1,5 TWh par année sa prévision des besoins en énergie pour chacune des années 2026, 2027 et 2028 et d'apporter les ajustements conséquents à la prévision en puissance.
2. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de retenir un taux de pertes de distribution et de transport de 7,1 % pour chacune des années 2026, 2027 et 2028 et ainsi de réduire de 0,4 TWh les besoins en énergie du tableau 6 de la pièce B-0011 pour ces années et d'apporter les ajustements conséquents à la prévision en puissance, s'il y a lieu.
3. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de retenir comme prix de référence de la puissance de court terme, pour chacune des années entre 2026 et 2028, celui des encans mensuels du marché de New York pour la région « reste de l'état (Rest of state) » bonifié de 25 %.
4. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les coûts de puissance sur les marchés de court terme pour les mois de mars et décembre des années entre 2026 et 2028.
5. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger de corriger la pièce B-0111 dans les plus brefs délais afin de la rendre conforme au tableau

de l'annexe A de la pièce B-0083. À la suite d'un tel dépôt éventuel, l'AHQ-ARQ se réserve le droit d'amender ses conclusions au besoin.

6. Étant donné qu'il est démontré que le Distributeur n'optimise pas les achats d'énergie de court terme en ne plaçant pas de façon optimale les bâtonnets patrimoniaux et les blocs des contrats HQP-LT (A/O 2015-01), l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire de 5 % les coûts de ces achats, correspondant à des réductions de 10 M\$ en 2026, de 9 M\$ en 2027 et de 11 M\$ en 2028, au tableau A-1 de la pièce B-0027.
7. Afin de placer les approvisionnements flexibles (p. ex. bâtonnets patrimoniaux, cyclable et contrats de puissance HQP-LT (A/O 2015-01)), autant en mode prévisionnel qu'en mode réel, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de développer un modèle d'optimisation mathématique qui garantirait une utilisation optimale de ces moyens d'approvisionnement, ce qui n'est pas le cas avec la méthode proposée par le Distributeur.
8. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir :
 - lors de chaque cause tarifaire, un fichier Excel qui présente, pour chaque année témoin, la répartition horaire prévisionnelle des approvisionnements pour chaque heure de l'année sous le même format que le tableau de l'annexe A de la pièce B-0083;
 - à la fin de chaque année civile, dans le cadre du rapport annuel du Distributeur, un fichier Excel qui présente la répartition horaire réelle des approvisionnements pour chaque heure de l'année sous le même format que le tableau de l'annexe A de la pièce B-0083.

9. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de démontrer, chiffres à l'appui, que l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec est préférable à des approvisionnements de court terme à prix variables pour équilibrer ses bilans et ce, pour chacun des mois d'hiver entre le décembre 2027 et décembre 2028.
10. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier ainsi les tranches pour établir les prix de référence des approvisionnements de court terme en énergie fournis par Hydro-Québec : 1 250 MW de l'Ontario, 1 000 MW de New York, puis le reste de la Nouvelle-Angleterre.
11. L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur, pour les prochains dossiers tarifaires, de :
 - Présenter et commenter les réductions de puissance annuelles par portfolio, par programme et par mesure d'EE et de GDP, en incluant les éléments manquants identifiés dans le rendre compte annuel ;
 - Ventiler et commenter les tests économiques par portfolio, par programme et par mesure d'EE et de GDP pour chaque année de la demande tarifaire, et non seulement de façon agrégée ;
 - Ventiler et commenter les budgets (investissements et charges), les impacts énergétiques et les tests économiques annuels par portfolio, par programme et par mesure d'EE et de GDP ;
 - Présenter les hypothèses de calcul annuelles par portfolio, par programme et par mesure d'EE et de GDP, incluant nombre de

participants/projets, gains d'énergie ou réductions de puissance unitaires, coûts évités et effets de distorsion.

12. L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne une réduction ciblée des budgets d'investissements alloués aux programmes de panneaux solaires. La révision suggérée correspond aux montants suivants :
 - 19,0 M\$ en 2026,
 - 28,8 M\$ en 2027,
 - 33,7 M\$ en 2028.
13. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier la formulation de son signal de coût évité de court terme en puissance pour se lire « Le signal de coût évité de court terme est de 7,75 \$/kW-mois (\$ 2026) pour les mois de janvier et de février ».
14. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver la proposition du Distributeur de fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à partir du 31 mars 2026.
15. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de statuer que seules les informations confidentielles sur les prix et faisant l'objet d'une affirmation solennelle devraient être caviardées dans ces pièces confidentielles alors que les données sur les quantités de puissance et d'énergie, par exemple, devraient être publiques (Recommandation caduque).