

Résultats réglementaires réels pour l'année 2022

Table des matières

1	Comparaison des résultats réglementaires réels et des revenus requis autorisés	5
1.1	Résultats réglementaires du Transporteur	5
1.2	Explication des principaux écarts	6
1.2.1	Coûts couverts par la formule d'indexation et facteur de croissance des activités	6
1.2.2	Coût des capitaux empruntés	6
1.2.3	Amortissement	6
1.2.4	Coût de retraite	6
1.3	État d'avancement des coûts de maintenance	7
2	Application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »)	8
3	Récupération des coûts de conformité aux normes de fiabilité applicables aux activités déléguées par HQP à HQT (Fonction GOP)	10
4	Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet (ÉTC)	10
5	Évolution de la base de tarification	11
5.1	Évolution de la base de tarification réelle	11
5.2	Comparaison avec la base de tarification autorisée	12
5.3	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement	13
5.4	Retraits d'actifs	16
6	Rendement sur la base de tarification	16
6.1	Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2022	16
6.2	Coût moyen réel 2022 de la dette	17
6.2.1	Description de la dette	18
6.3	Taux de rendement réel 2022 des capitaux propres	20
Annexe 1	Résultats réglementaires réels 2022 (M\$)	21
Annexe 2	Évolution de la base de tarification 2022	22
2.1	Évolution des composantes de la base de tarification	22
2.2	Contributions avec le Distributeur	22
2.3	Fonds de roulement	23
2.4	Base de tarification 2022	25
Annexe 3	Contribution requise du Distributeur par projet : Réelle 2022 et autorisée par les décisions D-2022-053 et D-2022-063	27

Liste des tableaux

Tableau 1	Comparaison détaillée des résultats réglementaires réels aux revenus requis 2022 (M\$)	5
Tableau 2	Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$)	7
Tableau 3	Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite	7
Tableau 4	Évolution des coûts de maintenance (M\$)	8
Tableau 5	Écart de rendement 2022 à partager	9
Tableau 6	Compte d'écarts - rendement à remettre à la clientèle (M\$)	10
Tableau 7	Évolution de la base de tarification en 2022 (M\$)	11
Tableau 8	Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2022 à celui autorisé selon la décision D-2022-063 (M\$)	12

Tableau 9	Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2022-063 (M\$).....	13
Tableau 10	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$)	14
Tableau 11	Comparaison des mises en service réelles de l'année 2022 à celles autorisées selon la décision D-2022-063 (M\$).....	15
Tableau 12	Retraits d'actifs 2022 (M\$).....	16
Tableau 13	Coût moyen pondéré du capital 2022 (M\$).....	16
Tableau 14	Taux de rendement réel 2022.....	17
Tableau 15	Coût moyen 2022 de la dette (M\$).....	17
Tableau 16	Dette arrivant à échéance en 2023 et 2024	19
Tableau 17	Capitaux propres présumés	20
Tableau 18	Taux de rendement réel des capitaux propres.....	20

Liste des figures

Figure 1	Répartition de la dette par année d'échéance	18
----------	--	----

1 Comparaison des résultats réglementaires réels et des revenus requis autorisés

1.1 Résultats réglementaires du Transporteur

- 1 Le tableau suivant présente une comparaison entre les résultats réglementaires réels de
2 l'année 2022 et les revenus requis autorisés selon la décision D-2022-063.

Tableau 1
Comparaison détaillée des résultats réglementaires réels
aux revenus requis 2022 (M\$)

	D-2022-063 (1)	Réel (2)	Réel vs D-2022-063 (3) = (2) - (1)
1 COÛTS COUVERTS PAR LA FORMULE D'INDEXATION ET FACTEUR DE CROISSANCE DES ACTIVITÉS	958,2	1 083,8	125,6
2 FACTEURS Y	2 245,0	2 119,1	(125,9)
3 Rendement sur la base de tarification	1 283,8	1 194,1	(89,7)
4 Coût des capitaux empruntés	756,1	763,7	7,6
5 Coût des capitaux propres après partage	527,7	430,4	(97,3)
6 Coût des capitaux propres avant partage (note 1)	527,7	430,4	(97,3)
7 Partage de l'écart de rendement (note 2)	-	-	-
8 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	21 453,0	21 083,4	(369,6)
9 Coût moyen pondéré du capital	5,985%	5,664%	-0,321%
10 Coût de la dette	5,035%	5,175%	0,140%
11 Taux de rendement sur les capitaux propres après partage	8,200%	6,805%	-1,395%
12 Taux de rendement sur les capitaux propres avant partage	8,200%	6,805%	-1,395%
13 Partage de l'écart de rendement			
14 Amortissement	1 116,8	1 080,6	(36,2)
15 Immobilisations corporelles en exploitation	1 078,1	1 022,1	(56,0)
16 Actifs incorporels	26,4	29,6	3,2
17 Actifs réglementaires	4,4	4,2	(0,2)
18 Retraits d'actifs	52,6	43,2	(9,4)
19 Radiation de projets	10,0	41,5	31,5
20 Frais reportés	(54,7)	(60,0)	(5,3)
21 Coût de retraite	(155,6)	(210,4)	(54,8)
22 Charges d'exploitation	141,7	124,6	(17,1)
23 Autres composantes des avantages sociaux futurs	(303,1)	(340,7)	(37,6)
24 Frais corporatifs	5,8	5,7	(0,1)
25 CÉR lié aux Facteurs Y	-	54,8	54,8
26 Coût de retraite	-	54,8	54,8
27 CÉR- RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE	(6,4)	(6,4)	-
28 REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 196,8	3 196,5	(0,3)

¹ Pour les fins d'établissement du rendement à partager, le coût des capitaux propres autorisés est révisé à 518,7 M\$ selon la base de tarification réelle (21 083,4 M\$ X 30% X 8,20%). Ainsi, l'écart de rendement est de -88,2 M\$ (selon les données non arrondies), tel que présenté au tableau 5 de la section 2, correspondant à l'écart entre le coût des capitaux propres de l'année historique de 430,4 M\$ et le coût des capitaux propres autorisés révisés de 518,7 M\$.

² Tableau 6 de la section 2.

- 3 En conformité avec la décision D-2019-060¹, le Transporteur soumet à titre informatif
4 seulement, l'annexe 1 présentant le détail des revenus requis réels selon les rubriques
5 comptables antérieurement présentées dans ses rapports annuels, à l'exception des charges
6 nettes d'exploitation qui, conformément aux modifications à la méthode de cheminement des

¹ D-2019-060, [par. 341](#).

1 coûts présentées dans le dossier R-4235-2023, sont présentées par activités de la chaîne de
2 valeur de « Une Hydro ».

1.2 Explication des principaux écarts

1.2.1 *Coûts couverts par la formule d'indexation et facteur de croissance des activités*

3 Un écart défavorable de 125,6 M\$ est constaté au niveau des coûts couverts par la formule
4 d'indexation et facteur de croissance des activités. Afin de faire face à son obligation d'assurer
5 l'exploitation du réseau de transport de façon fiable et sécuritaire, le Transporteur n'a pas été
6 en mesure de respecter l'ensemble des réductions demandées par la Régie dans sa décision
7 D-2019-058. De plus, le contexte inflationniste de 2022 a engendré une pression au niveau
8 des charges d'exploitation. Également, les coûts en lien avec la maîtrise de la végétation ont
9 subi une croissance, en fonction des besoins et des pressions provenant du contexte du
10 marché. Enfin, au niveau des technologies numériques, la poursuite du virage numérique
11 entrepris et le renforcement de la cybersécurité, occasionnent une augmentation des coûts
12 du Transporteur.

1.2.2 *Coût des capitaux empruntés*

13 L'écart défavorable de 7,6 M\$ constaté à ce titre pour l'année 2022 s'explique par un écart
14 défavorable lié au taux de la dette de 20,7 M\$ et un écart favorable lié au volume de la base
15 de tarification de 13,1 M\$.

1.2.3 *Amortissement*

16 Un écart favorable de 36,2 M\$ est constaté au niveau de l'amortissement pour l'année 2022.
17 L'écart s'explique principalement par un retard dans les activités de construction occasionné
18 par des délais dans les approvisionnements et la pénurie de la main d'œuvre entraînant un
19 glissement des mises en service de projets prévues en 2021 et 2022 et conséquemment des
20 retraits d'actifs.

1.2.4 *Coût de retraite*

21 Comme demandé par la Régie², le Transporteur dépose les tableaux des composantes du
22 coût de retraite d'Hydro-Québec ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son
23 évaluation.

² D-2019-060, [par. 218](#).

Tableau 2
Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$)

	Réel	D-2022-063
Coût des services rendus	631	696
Autres composantes du coût de retraite	(1 092)	(895)
• Intérêts sur l'obligation	815	703
• Rendement prévu des actifs	(1 996)	(1 914)
• Amortissement de la perte actuarielle nette	89	316
Total¹	(461)	(199)

¹ Excluant l'amortissement du coût des services passés

Tableau 3
Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite

	Réel	D-2022-063
Taux d'actualisation du coût des services rendus	3,12%	2,83%
Taux d'actualisation des intérêts sur l'obligation	2,69%	2,17%
Taux de rendement prévu des actifs	6,50%	6,50%
Taux de croissance des salaires	3,25%	3,35%
Durée résiduelle moyenne d'activité du personnel actif (années)	14	13

1 Le coût de retraite réel pour 2022 est en baisse de 262 M\$ comparativement à celui autorisé
 2 pour 2022. Cette baisse s'explique en majeure partie par la croissance de la valeur des actifs
 3 du Régime, ainsi que par la hausse des taux d'intérêt à long terme prévus sur les marchés
 4 financiers servant à établir les taux d'actualisation.

1.3 État d'avancement des coûts de maintenance

5 L'évolution organisationnelle vers « Une Hydro » a engendré la mise en place d'un nouveau
 6 modèle de cheminements de coûts, basé sur la comptabilité par activités. Dans ce contexte,
 7 le Transporteur fournira dorénavant l'information sur l'état d'avancement des coûts de
 8 maintenance sur cette base et non sur la base de l'information de gestion utilisée
 9 précédemment afin d'assurer la cohérence des informations publiées. Le Transporteur tient
 10 à souligner que la comptabilité par activités amène à ne plus être en mesure de fournir
 11 l'information par rubriques comptables comme auparavant.

12 Également, le passage à la comptabilité par activités pour l'établissement des coûts de
 13 maintenance directs entraîne une révision du périmètre par rapport à ce qui était inclus dans

1 l'information de gestion. Les principales modifications résultant de cette révision sont les
2 suivantes :

- 3 • Contribution directe de main-d'œuvre : dorénavant, ce sont uniquement les coûts
4 reliés aux employés visés par la planification opérationnelle centralisée qui sont inclus.
5 De plus, le coût de retraite est maintenant inclus.
- 6 • Autres charges directes : dans la comptabilité par activités, la maîtrise de la végétation
7 est une sous-activité de l'activité Opération et maintenance et sera désormais
8 présentée distinctement des coûts de maintenance directs.
- 9 • Facturation interne : n'est plus incluse distinctement dans les coûts de maintenance
10 directs.

11 Le tableau suivant présente les coûts de maintenance directs de 2022 et inclut également,
12 à titre de comparaison seulement, l'année 2021 redressée à partir de l'information de gestion
13 présentée antérieurement au Rapport annuel à la Régie 2021. Les coûts de maintenance
14 directs se maintiennent d'une année à l'autre.

Tableau 4
Évolution des coûts de maintenance (M\$)

	Réel 2021	Réel 2022
1 Coûts de maintenance - Information de gestion	457	N/A
2 Ajustements	(78)	
3 Charges directes liées aux heures	2	
4 Autres charges directes non liées aux heures	(38)	
5 Facturation interne	(42)	
6 Coûts de maintenance directs - Comptabilité par activités	379	373

2 Application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »)

15 Dans la décision D-2014-034, la Régie a approuvé la mise en place d'un mécanisme de
16 traitement des écarts de rendement (« MTÉR ») selon les modalités suivantes :

- 17 • Prise en charge par le Transporteur des écarts de rendement négatifs ;
- 18 • Aucune zone sans partage ;
- 19 • Partage des écarts de rendement positifs comme suit :
 - 20 – Premiers 100 points de base : Transporteur 50 %, clientèle 50 %
 - 21 – Au-delà de 100 points de base : Transporteur 25 %, clientèle 75 %

1 Le tableau suivant présente le calcul de l'écart de rendement qui pour l'année 2022 est un
2 écart négatif de 88,2 M\$ assumé dans son entièreté par le Transporteur.

3 Le Transporteur tient à préciser qu'il n'est pas en mesure d'établir la liaison aux indicateurs
4 de performance et ce, conformément à la décision D-2019-060³ puisque dans le contexte du
5 passage à Une Hydro, les indicateurs *Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution* et *Taux*
6 *de fréquence des accidents de travail de transport* ne sont plus disponibles. Cette impossibilité
7 d'établir la liaison aux indicateurs de performance n'a aucun impact sur le partage en 2022
8 puisque l'écart de rendement est négatif.

Tableau 5
Écart de rendement 2022 à partager

1	Taux de rendement des capitaux propres		
2	Réel ¹		6,805%
3	Autorisé ²		8,200%
4	Écart de taux de rendement		-1,395% (a)
5	Base de tarification réelle ¹		21 083,428
6	X Portion Avoir propre de la structure du capital ²		30%
7	Avoir propre présumé relatif aux activités réglementées¹ (M\$)		6 325,028 (b)
8	Écart de rendement (M\$) (a) x (b)		(88,241) (c)
9	Rendement à remettre à la clientèle - Avant liaison des indicateurs de performance³ (M\$) (lignes 10+11+12)		0,000 (d)
10	(a) < 0 :	(a) x (b) x 0%	0,000
11	Premiers 100 points de base :	[Min (a) ou 1%] X (b) x 50%	N/A
12	Au-delà de 100 points de base :	[(a) - 1%] x (b) x 75%	N/A
13	Bénéfice net réglementé - avant partage		430,411
14	Rendement à remettre à la clientèle (d) + (e)		0,000
15	Bénéfice net réglementé - après partage¹ (M\$)		430,411

¹ Voir section 6.3

² D-2022-053, par. 83

³ D-2014-034, par. 359 et 370.

9 Le tableau suivant présente le suivi du compte d'écarts relatif au rendement à remettre à la
10 clientèle.

³ D-2019-060, [par. 454.](#)

Tableau 6
Compte d'écarts - rendement à remettre à la clientèle (M\$)

	Hors base de tarification	2020	Solde du compte
1	Solde au 31 décembre 2021	6,4	6,4
2	Opérations en 2022		
3	Écart de l'année		-
4	Intérêts		-
5	Versé aux revenus requis 2021	(6,4)	(6,4)
6	Solde au 31 décembre 2022	-	-

3 Récupération des coûts de conformité aux normes de fiabilité applicables aux activités déléguées par HQP à HQT (Fonction GOP)

1 Conformément aux exigences exprimées par la Régie dans la décision D-2017-128⁴,
 2 le Transporteur fournit dans la présente pièce les informations demandées concernant les
 3 activités de mise en œuvre, de maintien et de démonstration de conformité liées aux normes
 4 de fiabilité applicables à la fonction d'exploitant d'installation de production (« GOP »).

5 Toutefois, à la suite de l'évolution organisationnelle vers « Une Hydro », seule la facturation
 6 des coûts provenant de l'utilisation des actifs demeure encore associée au Transporteur et
 7 continue de s'appliquer. Les charges inhérentes aux services rendus et matériel utilisés étant
 8 maintenant regroupées dans la chaîne de valeur de l'entreprise, ces coûts sont dorénavant
 9 attribués directement à l'activité concernée par le processus de comptabilité par activités à
 10 partir des clés de répartition qui tiennent compte de ces éléments. Par conséquent, pour le
 11 volet des revenus de facturation interne en lien avec ces activités, il n'est plus requis pour le
 12 Transporteur de facturer des coûts provenant de services offerts aux autres activités de
 13 l'entreprise puisqu'ils sont attribués directement.

14 Ainsi, pour l'année 2022, seul un revenu de facturation interne de 0,2 M\$ concernant
 15 l'utilisation des actifs du Transporteur pour les services de Téléconduite provient du
 16 Producteur. Compte tenu de la faible matérialité du montant facturé, aucun détail
 17 supplémentaire n'est présenté.

4 Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet (ÉTC)

18 Le Transporteur n'est plus en mesure de fournir cette information en raison de l'évolution de
 19 l'entreprise vers « Une Hydro ».

⁴ R-3981-2016 – Phase 2, D-2017-128, [par. 305, 306, 309 et 310](#).

5 Évolution de la base de tarification

5.1 Évolution de la base de tarification réelle

- 1 Le tableau suivant présente l'évolution de la base de tarification en 2022.

Tableau 7
Évolution de la base de tarification en 2022 (M\$)

	31 déc. 2021 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2022 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 334,2	1 263,4	(1 022,2)	(36,1)	Note 1 5,0	22 544,2
2 Actifs incorporels	543,5	22,9	(29,6)	-	Note 2 2,8	539,6
3 Autres actifs	(1 639,2)	(964,6)	55,9	-	(0,1)	(2 548,0)
4 Actifs réglementaires	14,0	0,3	(4,2)	-	-	10,1
5 Contributions internes et autres	(1 653,2)	(964,8)	60,0	-	(0,1)	(2 558,1)
6 Fonds de roulement	299,5	-	-	-	48,1	347,6
7 Encaisse réglementaire	66,4				12,5	78,9
8 Matériaux, combustible et fournitures	198,5				Note 3 36,9	235,4
9 Actifs stratégiques	34,6				(1,2)	33,4
10 Total	21 538,0	321,7	(996,0)	(36,1)	55,8	20 883,4

Principaux éléments de variation des actifs autres que mises en service, amortissement et retraits :

Note 1: Coûts et réévaluation des coûts pour le démantèlement, l'enlèvement et la remise en état de sites visés par la cessation prévue des activités de transformation sur leur site actuel 7,0M\$, reclassement vers les immobilisations incorporelles 2,8 M\$.

Note 2: Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation 2,8 M\$

Note 3: Lié aux reports de projets et au comblement de stocks de sécurité

- 2 Les données détaillées supportant cette évolution sont présentées aux sections 2.1 à 2.3 de
3 l'annexe 2.

5.2 Comparaison avec la base de tarification autorisée

Tableau 8
Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2022
à celui autorisé selon la décision D--2022--063 (M\$)

	D-2022-063 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 731,1	22 544,2	(186,9)	(a)
2 Actifs incorporels	567,3	539,6	(27,7)	(b)
3 Autres actifs	(2 571,5)	(2 548,0)	23,5	
4 Actifs réglementaires	15,8	10,1	(5,7)	
5 Contributions internes et autres	(2 587,3)	(2 558,1)	29,2	(c)
6 Fonds de roulement	295,8	347,6	51,8	
7 Encaisse réglementaire	63,9	78,9	15,0	
8 Matériaux, combustible et fournitures	194,2	235,4	41,2	
9 Actifs stratégiques	37,7	33,4	(4,3)	
11 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	21 022,8	20 883,4	(139,3)	
12 Principaux écarts	2021	2022	Total	
13 (a) Immobilisations corporelles en exploitation				
14 Mises en service non réalisées pour des projets avec autorisation spécifique de la Régie	(103,8)	(12,2)	(116,1)	
15 Mises en service non réalisées pour des projets sans autorisation spécifique de la Régie	(148,4)	(59,7)	(208,1)	
16 Amortissement	20,8	55,9	76,7	
17 Retraits d'actifs	36,0	16,5	52,5	
18 Reclassement aux actifs incorporels	(2,1)	(2,8)	(4,9)	
19 (b) Actifs incorporels				
20 Mises en service non réalisées	(1,5)	(25,5)	(27,0)	
21 Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation	2,1	2,8	4,9	
22 (c) Contributions internes et autres				
23 Mises en service	17,4	6,6	24,0	
24 Amortissement	0,1	5,3	5,4	

- 1 Le tableau suivant présente les écarts entre la base de tarification réelle et autorisée en
 2 fonction de la moyenne des 13 soldes pour l'année 2022⁵.

⁵ R-3823-2012, D-2014-035, [par. 461](#).

Tableau 9
Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2022-063 (M\$)

	D-2022-063 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 400,4	22 121,0	(279,3)	
2 Postes	12 283,1	12 241,1	(42,0)	
3 Lignes	8 258,0	8 211,8	(46,1)	
4 Autres actifs de réseau	643,1	597,4	(45,7)	
5 Actifs de soutien	485,8	409,9	(75,9)	(a)
6 Télécommunications	730,4	660,8	(69,6)	(b)
7 Actifs incorporels	538,0	543,1	5,1	
8 Servitudes	455,7	460,9	5,2	
9 Logiciels	75,7	78,1	2,4	
10 Autres	6,6	4,1	(2,5)	
11 Autres actifs	(1 783,1)	(1 910,0)	(126,9)	
12 Actifs réglementaires	12,8	12,1	(0,7)	
13 Contributions internes et autres	(1 795,9)	(1 922,1)	(126,2)	(c)
14 Fonds de roulement	297,7	329,3	31,6	
15 Encaisse réglementaire	63,8	77,9	14,1	
16 Matériaux, combustible et fournitures	196,2	213,9	17,7	
17 Actifs stratégiques	37,7	37,5	(0,2)	
18 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	21 453,0	21 083,4	(369,6)	

	Écarts (M\$) (1)	Explications (2)
19 (a) Actifs de soutien	(60,5)	
20 Poste Nemiscau -Réfection complexe résid	(60,5)	Reports de la mise en service de 2021 à 2022 ainsi que celle de janvier 2022 à décembre 2022 causés par des délais importants dans le processus d'appel d'offres pour le centre communautaire.
21 (b) Télécommunications	(57,3)	
22 Rempl. liaisons hertziennes analogiques - Ph 1 & 2	(16,1)	Report de la mise en service de 2021 à 2022 principalement lié à la pénurie de main d'œuvre et des mesures liées à la crise sanitaire.
Projets autres – sans autorisation spécifique Régie	(41,2)	Principalement dû au report de mises en service de 2021 à 2022 en plus d'un ralentissement global au niveau des projets d'investissements en raison de la pénurie de main-d'œuvre et des mesures liées à la crise sanitaire.
23		
24 (c) Contributions internes et autres	(148,2)	
25 Raccordement des centrales du complexe la Romaine	(148,2)	Devancement de la mise en service de novembre à septembre.

5.3 Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement

- Le tableau suivant présente les mises en service liées aux immobilisations corporelles en exploitation ainsi que les autorisations de la Régie de l'énergie relatives aux ajouts de plus de 5 M\$ à la base de tarification réalisés au cours de l'année 2022.

Tableau 10
Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$)

	Valeur autorisée			Total MES			
	HQ	Régie	Décision Régie	Mois MES		2022	Cumulé
	(1)	(2)	(3)	Projeté D-2022-063	Réel	(4) (Note 2)	
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie						(537,3)	
2 Raccordement des centrales du complexe la Romaine (Note 3)	1847,6	1 830,2	D-2011-083	Sept-Nov	Sep	(869,9)	596,0
3 Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2	48,8	55,3	D-2016-161	Juin	Nov	21,6	48,0
4 Poste Montagnais - Remplacement inductances shunt à 735 kV (Note 4)	59,1	43,6	D-2018-092	août	Mars	10,9	40,0
5 Poste Duvernay (Note 5)	135,0	73,8	D-2018-043	Nov	Déc	34,0	77,2
6 Poste Châteauguay - Remplacement équipements et automatismes	36,8	36,8	D-2018-133	Nov	Nov	18,6	36,5
7 Poste Chénier - Remplacement équipements	51,8	39,4	D-2019-007	Déc	Déc	17,4	41,1
8 Poste Nemiscau - Réhabilitation centre communautaire (Note 6)	143,0	95,1	D-2020-033	Jan	Déc	126,9	152,1
9 Poste Le Corbusier	61,0	61,0	D-2020-038	Oct	Déc	67,9	67,9
10 Remplacement systèmes de conduite du réseau	288,6	288,6	D-2020-109	Déc	Déc	8,2	17,0
11 Autres mise en service						27,1	
12 Mises en service projets - autres						859,0	
13 Modernisation du réseau de télécommunications liée à la transformation numérique	52,9			Nov	Déc	10,3	22,7
14 Poste Albanel - Le Moyne - Nemiscau - Remplacement protections lignes	47,0			Déc	Déc	10,0	10,0
15 Ligne La Vérendrye - Parent	46,4			Oct	Juin	34,5	48,3
16 Poste Saint-Agapit	38,1			Oct	août	37,6	37,6
17 Postes Chissibi - Albanel - Le Moyne - Tilly - Remplacement protections lignes (Note 7)	33,6			Jan	Déc	8,8	18,8
18 Centre traitement des huiles	33,4			Oct	Déc	16,9	16,9
19 Poste Bout-de-Île - Reconstruction jeu de barres	31,2			Nov	Déc	28,3	28,3
20 Ligne Bélanger - Rosemont	29,0			Déc	Sept	26,7	26,7
21 Poste Parent	28,2			Nov	Déc	21,7	21,7
22 Poste Acton	24,9			Mai-Sept	Nov	9,4	22,0
23 Postes La Vérendrye et Abitibi - Remplacement protections lignes	24,8			Sept	Juil	16,2	23,9
24 Postes Montagnais et Arnaud - Remplacement protections lignes (Note 8)	23,7			Juil	Nov	8,9	15,8
25 Poste Sainte-Anne-de-Beaupré - Remplacement disjoncteurs	21,9			Nov	Déc	6,1	23,6
26 Programme remplacement unités de mesure 2022	21,7			Oct	août	10,7	10,7
27 Poste Cadillac - Remplacement disjoncteurs (Note 9)	21,6			Oct	Déc	7,0	19,5
28 Poste Beauceville - Remplacement équipements (Note 10)	21,4			Juil	Déc	8,5	21,6
29 Poste Saint-Eustache - Remplacement équipements	20,9			Avril	Déc	6,5	6,5
30 Poste Chibougamau - Remplacement équipements	20,4			Sept	Nov	6,4	15,4
31 Postes Donnacoma et Waterloo - Ajout unité transformation mobile	18,9			Sept	Déc	11,1	16,5
32 Poste Montagnais - Réfection bâtiment	18,1			Mai	Juil	19,1	19,1
33 Forestville - Déplacement de ligne	17,9			Oct	Déc	11,8	16,5
34 Poste Ramezay	15,0			Déc	Déc	11,7	11,7
35 Postes Laurentides et Lévis - Remplacement protections lignes	14,2			Oct	Nov	5,4	5,4
36 Poste Radisson - Remplacement équipements	14,2			Nov	Déc	9,9	9,9
37 Poste Saint-Bruno-de-Montarville - Ajout transformateur	13,8			août	Déc	13,0	13,0
38 Poste Nicolet - Remplacement équipements	13,5			Avril	Nov	7,1	11,5
39 Poste Wakefield	13,4			Oct	Déc	10,7	12,2
40 Corridor Baie James - Réseau optique	12,3			Note 1	Avril	5,1	5,2
41 Ligne Chaudière - Saint-Agapit - Raccordement client	11,5			Note 1	Déc	11,7	11,7
42 Poste Micmac - Ajout départ à 25 kV et poste de Port-Daniel - démantèlement	11,4			Oct	Déc	5,7	5,7
43 Développement outils d'analyse et d'aide à la prise de décision - Gestion des actifs du réseau de transport	11,2			Fév	Avril	10,9	10,9
44 Poste Radisson - remplacement inductances et ajout de télésurveillance des transformateurs	9,7			Nov	Juil	6,4	6,4
45 Ligne La Vérendrye - Parent - Remplacement poteaux, traverses et isolateurs	9,4			Note 1	Déc	7,0	8,0
46 Remplacement des radios MDR-4000 et 6000 pour la région de l'Outaouais	9,2			Mars	Sept	7,3	10,9
47 Poste Neufchâtel - Remplacement transformateur	9,1			Mai	Déc	5,3	5,3
48 Poste Hadley - Remplacement disjoncteurs	8,6			Juin	Oct	7,5	8,0
49 Poste La Vérendrye - Remplacement inductance	8,3			Nov	Juin	7,4	7,4
50 Ligne Lévis - Nicolet - Remplacement isolateurs	8,0			Mars-Juin	Déc	6,4	6,4
51 Poste du Rocher - Implantation bâtiment CRÉA et ajout transformateur de tension et parafoudres	7,5			Note 1	Déc	7,4	7,4
52 Poste Charlevoix - Remplacement disjoncteurs	7,1			Oct	Déc	5,1	6,3
53 Poste Bic	6,7			Oct	Nov	6,2	6,2
54 Poste La Grande 2 - Remplacement transformateurs	6,4			Mars	Avril	7,2	7,6
55 Gaspésie - Mise en place câbles de fibres optiques	5,4			août	Déc	5,8	5,8
56 Poste de Matane - Ajout et remplacement d'appareillage électrique	3,7			Avril	Déc	5,6	5,6
57 Autres mises en service						366,5	
58 Total						321,7	-

Note 1 : Aucune mise en service planifiée dans l'année témoin 2022.

Note 2 : Les MES 2022 comprennent 22,9 M\$ d'actifs incorporels; (964,8) M\$ de contributions internes; et 0,3 M\$ d'actifs réglementaires.

Note 3 : Le projet inclut un montant de 964,6 M\$ en contribution interne.

Note 4 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 15,6 M\$ étant donné la complexité de sa réalisation et des impacts liés à la COVID-19.

Note 5 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 61,3 M\$ majoritairement dû à la hausse du coût des travaux dans la région métropolitaine et le manque de disponibilité des entrepreneurs.

Note 6 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 47,9 M\$ en avril 2022 étant donné la hausse de l'inflation, les coûts supplémentaires liés à la décontamination des lieux et de la complexité de sa réalisation.

Note 7 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 5,6 M\$ en novembre 2022 suite à une modification dans la séquence des travaux et à la hausse des coûts des matériaux et d'entrepreneur.

Note 8 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 3,5 M\$ en décembre 2022 majoritairement dû à l'augmentation des coûts entrepreneur et d'hébergement, à des travaux supplémentaires et à des impacts liés à la COVID-19.

Note 9 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 3,6 M\$ étant donné la complexité de sa réalisation et des impacts liés à la COVID-19.

Note 10 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 5,6 M\$ étant donné la complexité de sa réalisation et des impacts liés à la COVID-19.

Par ailleurs, le Transporteur présente, au tableau suivant, les explications relatives aux écarts entre les mises en service réelles de l'année 2022 et celles autorisées selon la décision D-2022-063.

Tableau 11
Comparaison des mises en service réelles de l'année 2022 à celles autorisées selon la décision D-2022-063 (M\$)

Projets du Transporteur	Décision (1)	D-2022-063 (2)	Réel (3)	Écarts (4)	Explications (5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		(527,0)	(537,3)	(10,3)	
2 Poste Nemiscau - Réhabilitation centre communautaire	D-2020-033	64,4	126,9	62,6	Report de la mise en service de 2021 à 2022 causé par des délais importants dans le processus d'appel d'offres pour le centre communautaire.
3 Poste La Vérendrye - Remplacement compensateur statique	D-2020-143	79,7	-	(79,7)	Report de la mise en service de 2022 à 2023 causé par un retard des travaux suite à un événement Santé et Sécurité au Travail (accident de grue) lors de la construction du bâtiment.
4 Autres - Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		(671,0)	(664,2)	6,8	
5 Mises en service projets - autres		945,2	859,0	(86,2)	Principalement causé par la non-réalisation de la totalité du volume des travaux dictés par la Stratégie ainsi que pour les Actifs de soutien et de Télécommunication et des raccordements prévus des nouveaux clients pour la charge locale.
6 Total		418,2	321,7	(96,5)	

5.4 Retraits d'actifs

- 1 Le tableau suivant présente la comparaison des retraits d'actifs réels de 2022 à ceux autorisés
 2 par la Régie selon la décision D-2022-063.

Tableau 12
Retraits d'actifs 2022 (M\$)

	D-2022-063	Réel	Écart
Retraits de nature courante ¹	42,6	37,8	(4,8)
Autres retraits ²	10,0	5,4	(4,6)
Total	52,6	43,2	(9,4)

¹ L'écart est attribuable aux glissements de certaines mises en service prévues de projets et conséquemment des retraits d'actifs.

² L'écart s'explique par les retraits des travaux de mise en conformité et de corroboration des actifs du Transporteur.

6 Rendement sur la base de tarification

6.1 Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2022

- 3 Le calcul du coût moyen pondéré du capital réalisé pour l'année 2022 est présenté au tableau
 4 suivant. Le coût reconnu par la Régie dans sa décision D-2022-053 est de 5,985%⁶.

Tableau 13
Coût moyen pondéré du capital 2022 (M\$)

	2022		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2022-053 (1)	Réalisé (2)	
1 Taux pondéré de la dette	3,525%	3,623%	0,098%
2 Coût moyen de la dette	5,035%	5,175%	0,140%
3 Structure de capital autorisée	70%	70%	
4 Taux pondéré des capitaux propres	2,460%	2,041%	-0,419%
5 Taux de rendement des capitaux propres	8,200%	6,805%	-1,395%
6 Structure de capital autorisée	30%	30%	
7 Coût moyen pondéré du capital	5,985%	5,664%	-0,321%

- 5 Le coût moyen pondéré du capital représente le taux de rendement sur la base de tarification
 6 et peut être illustré comme suit :

⁶ D-2022-053, [par. 85](#).

Tableau 14
Taux de rendement réel 2022

Résultat net réglementé pour les fins tarifaires ⁷	430,4 M\$
Frais financiers ⁸	+ 763,7 M\$
Résultat net réglementé avant frais financiers	1 194,1 M\$
Base de tarification (moyenne 13 soldes) ⁹	21 083,4 M\$
Taux de rendement réel sur la base de tarification	5,664 %

1 Le détail des composantes dette et capitaux propres est présenté ci-après.

6.2 Coût moyen réel 2022 de la dette

2 Le coût moyen réel de la dette pour 2021 est présenté au tableau suivant :

Tableau 15
Coût moyen 2022 de la dette (M\$)

	2022		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2022-053 (1)	Réalisé (2)	
Numérateur - Frais financiers¹	2 394	2 461	67
Intérêts nets sur dette à long terme	2 160	2 227	67
Frais de garantie	234	234	0
Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps¹	47 549	47 551	2
Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	47 929	47 703	-226
Moins les éléments dans la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs :			
Cumul des autres éléments du résultat étendu	89	-140	-228
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	408	408	0
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	-15	-15	0
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	-102	-102	0
Coût moyen de la dette	5,035%	5,175%	0,140%

¹ Les totaux et sous-totaux sont calculés à partir de montants non arrondis. Les variables apparaissant au numérateur correspondent à la somme des 12 mois et celles du dénominateur correspondent à la moyenne des 13 soldes mensuels.

3 L'écart de 0,140 % s'explique principalement par l'effet des taux d'intérêt (0,143 %). Plus
4 précisément, une augmentation de 0,125 % provient de l'impact des taux à court terme sur la
5 dette à taux variable, incluant les transactions associées à la gestion de crédit. Dans une

⁷ HQT-2, Document 1, tableau 2.

⁸ HQT-2, Document 1, tableau 2.

⁹ Tableau A2.4-1.

- 1 moindre mesure, l'effet des taux d'intérêt sur les nouveaux financements réalisés en
- 2 décembre 2021 et au cours de l'année 2022 créent une hausse de 0,018 %.
- 3 Enfin, l'effet de volume et de composition se traduit par une baisse de 0,003 %.

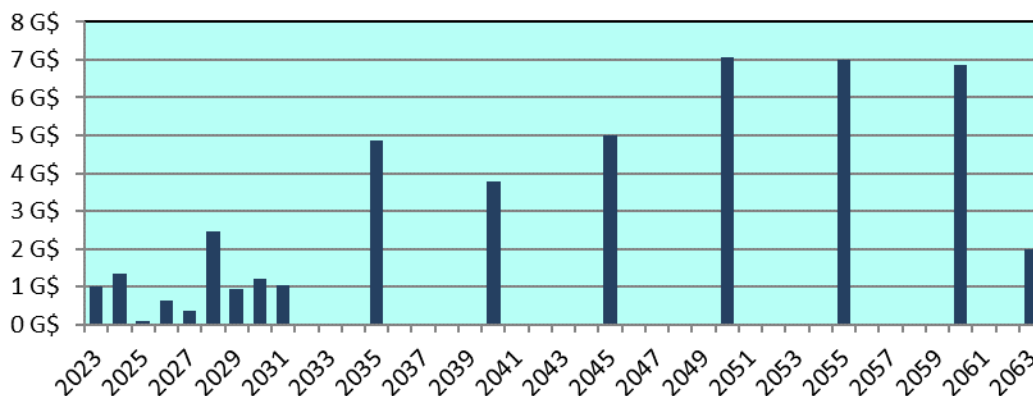
6.2.1 Description de la dette

4 Une proportion de 89 % de la totalité de la dette d'Hydro-Québec a été émise en dollars
 5 canadiens alors que 11 % a été émise en dollars américains, cela en excluant la dette à
 6 perpétuité. L'exposition au dollar américain a cependant été éliminée par des transactions de
 7 couverture de telle sorte que, après couverture, 100 % de la dette était libellée en dollars
 8 canadiens au 31 décembre 2022.

9 À la fin de 2022, 94 % des obligations et des billets à moyen terme portaient un taux fixe alors
 10 que 6 % portaient un taux variable compte tenu de l'incidence des swaps transigés aux fins
 11 de la gestion des risques à long terme.

12 La dette d'Hydro-Québec a une échéance moyenne de 22 ans. La figure suivante présente
 13 la répartition de la dette par année d'échéance au taux de change historique.

Figure 1
Répartition de la dette par année d'échéance



- 14 Pour chacune des années 2023 et 2024, les échéances totalisent respectivement 1,0 G\$
- 15 et 1,3 G\$ au taux de change historique. Le tableau suivant présente le détail des dettes
- 16 venant à échéance pour ces deux années.

Tableau 16
Dettes arrivant à échéance en 2023 et 2024

Échéances 2023 (Dettes obligataires garanties)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dettes en cours en devise	Devise	Dettes en cours au taux historique (en CAD)
76	Variable	14-avr-20	14-avr-23	1 000 000 000	CAD	1 000 000 000
Total						1 000 000 000
Échéances 2024 (Dettes obligataires garanties)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dettes en cours en devise	Devise	Dettes en cours au taux historique (en CAD)
374	7,910%	18-nov-94	18-nov-24	25 000 000	USD	34 182 500
4004	7,500%	07-nov-04	07-nov-24	25 000 000	CAD	25 000 000
65	3,308%	07-mars-14	07-mars-24	12 000 000	CAD	12 000 000
70	2,032%	02-mars-17	04-mars-24	9 336 000	CAD	9 336 000
IO	8,050%	07-juil-94	08-juil-24	999 950 000	USD	1 260 343 610 ¹
Total						1 340 862 110

¹ Cette dette a été émise les 7 juillet 1994 et 10 mars 1995. Elle a fait l'objet d'un rachat de 50 000 \$ USD au gré du détenteur le 7 juillet 2006. Elle totalisait 1 000 000 000 \$ USD avant rachat.

1 **Dettes à perpétuité**

2 À la suite des rachats effectués depuis 2003, la valeur de la dette à perpétuité se situe à
 3 201 M\$ US au 31 décembre 2022. Elle porte intérêt au taux LIBOR majoré de 0,0625 %,
 4 établi semestriellement. Cette dette fait l'objet d'une couverture de change à court terme afin
 5 de la convertir en dollars canadiens.

6 **Autres dettes**

7 D'autres éléments de dette non significatifs et non couverts par la garantie gouvernementale
 8 complètent la dette d'Hydro-Québec, tels que des contrats de location de type location-
 9 acquisition.

6.3 Taux de rendement réel 2022 des capitaux propres

Tableau 17
Capitaux propres présumés

Base de tarification (en k\$) ¹⁰	22 083 428
x Portion capitaux propres de la structure du capital	<u>30 %</u>
Capitaux propres présumés (en k\$)	<u>6 325 028</u>

Tableau 18
Taux de rendement réel des capitaux propres

	Avant partage	Après partage
Résultat net pour les fins tarifaires (en k\$) ¹¹	430 411	430 411
Capitaux propres présumés (en k\$)	÷ <u>6 325 028</u>	÷ <u>6 325 028</u>
Taux de rendement réel des capitaux propres	<u>6,805 %</u>	<u>6,805 %</u>

¹⁰ HQT-2, Document 2, tableau A2.4-1.

¹¹ HQT-2, Document 1, tableau 2.

Annexe 1 Résultats réglementaires réels 2022 (M\$)

	Réel (1)
DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE	2 002,4
Charges d'exploitation	1 101,1
Élaborer des stratégies	0,7
Ventes à l'exportation et développement de marchés	0,7
Concevoir et construire	151,3
Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	8,2
Conception et évolution du système énergétique et des infrastructures	58,0
Expertise et soutien technique aux opérations	85,2
Exploiter et commercialiser	829,4
Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux	221,3
Opération et maintenance	608,1
Facturation interne directe	112,7
Ajustements réglementaires	7,0
Rendement sur les actifs utilisés par les activités de soutien	6,4
Coût des services passés	0,6
Revenus de facturation interne	(98,9)
Télécommunications - Circuits dédiés	(81,2)
Refacturation d'espaces	(17,5)
Services de téléconduite	(0,2)
Autres charges	1 251,5
Achats de services de transport	24,2
Achats d'électricité	16,2
Amortissement	1 080,6
Immobilisations corporelles en exploitation	1 022,1
Actifs incorporels	29,6
Actifs réglementaires	4,2
Retraits d'actifs	43,2
Radiation de projets	41,5
Frais reportés	(60,0)
Taxes	130,5
Taxe sur les services publics	116,4
Taxes municipales et scolaires	14,1
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(319,5)
Frais corporatifs	44,9
Comptes d'écarts et de reports	48,4
Coût de retraite	54,8
Rendement à remettre à la clientèle	(6,4)
Revenus de facturation externe	(25,1)
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	1 194,1
Coût des capitaux empruntés	763,7
Coût des capitaux propres après partage	430,4
Coût des capitaux propres avant partage (note 1)	430,4
Partage de l'écart de rendement (note 1)	-
Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	21 083,4
Coût moyen pondéré du capital	5,664%
Coût de la dette	5,175%
Taux de rendement sur les capitaux propres après partage	6,805%
Taux de rendement sur les capitaux propres avant partage	6,805%
Partage de l'écart de rendement	
REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 196,5

1: Tableau 6 de la section 2.

Annexe 2 Évolution de la base de tarification 2022 Évolution des composantes de la base de tarification

Tableau A2.1-1
Évolution des différentes composantes de la base de tarification (M\$)

Composantes	Au 31 décembre			Moyenne des 13 soldes mensuels		
	2021 (1)	2022 (2)	Variation (3) = (2) - (1)	2021 (4)	2022 (5)	Variation (6) = (5) - (4)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 334,2	22 544,2	210,0	21 966,0	22 121,0	155,0
2 Postes	12 374,0	12 493,8	119,7	12 090,1	12 241,1	151,0
3 Lignes	8 255,4	8 271,0	15,6	8 174,1	8 211,8	37,8
4 Autres actifs de réseau	616,8	579,7	(37,0)	622,2	597,4	(24,9)
5 Actifs de soutien	407,2	501,7	94,5	385,7	409,9	24,2
6 Télécommunications	680,8	697,9	17,2	693,9	660,8	(33,1)
7 Actifs incorporels	543,5	539,6	(3,9)	542,8	543,1	0,3
8 Servitudes	460,0	461,1	1,1	457,9	460,9	3,0
9 Logiciels	80,2	73,5	(6,8)	79,1	78,1	(1,0)
10 Autres	3,2	5,0	1,8	5,8	4,1	(1,7)
11 Autres actifs	(1 639,2)	(2 548,0)	(908,8)	(621,6)	(1 910,0)	(1 288,4)
12 Actifs réglementaires	14,0	10,1	(3,9)	15,1	12,1	(3,1)
13 Contributions internes et autres	(1 653,2)	(2 558,1)	Note 1 (904,9)	(636,7)	(1 922,1)	(1 285,4)
14 Fonds de roulement	299,5	347,6	48,1	274,4	329,3	54,9
15 Encaisse réglementaire	66,4	78,9	12,5	66,6	77,9	11,3
16 Matériaux, combustible et fournitures	198,5	235,4	36,9	174,9	213,9	39,0
17 Actifs stratégiques	34,6	33,4	(1,2)	32,9	37,5	4,6
18 Total	21 538,0	20 883,4	(654,6)	22 161,7	21 083,4	(1 078,3)
			-3,0%			-4,9%

Note 1: La variation est principalement due à la mise en service finale du projet de raccordement des centrales du complexe la Romaine de 964,6 M\$ en septembre 2022.

2.2 Contributions avec le Distributeur
Tableau A2.2-1
Comparaison des contributions internes réelles 2022 du Distributeur à celles autorisées selon la décision D-2022-063 (M\$)

Composantes	D-2022-063 (1)	Réel 2022 (2)	Écarts (3) = (2) - (1)
1 Contributions avec le Distributeur			
2 Village cri Waskaganish	(43,0)	(43,0)	-
4 Agrégation charges-ressources annuelle	(1 430,8)	(1 408,3)	22,5
5 Autres contributions	(16,6)	(20,3)	(3,7)
6 - Travaux sur le réseau et activités de mesurage	15,9	16,0	0,1
7 - Autres	(32,5)	(36,3)	(3,8)
8	(1 490,4)	(1 471,6)	18,8

- 1 Le Transporteur présente à l'annexe 3 l'évaluation de la contribution requise du Distributeur
- 2 par projet, pour le réel 2022 et le montant autorisé par la décision D-2022-063.

2.3 Fonds de roulement

3 Encaisse réglementaire

Tableau A2.3-1
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2022 (M\$)

Description des variables	Dépenses réelles ¹	Nbre de jours		Taux	Encaisse (5) = (1) x (4)
	2022	Lead / Lag	Net		
	(1)	(2)	(3)	(4) = ((3) / 365 jrs)	
1 Revenus		36,5			
2 Charges d'exploitation et d'entretien					
3 Salaires net	205,4	-17,07	19,43	5,32%	10,9
4 Remises gouvernementales	179,1	-24,82	11,68	3,20%	5,7
5 Autres dépenses	390,8	-34,23	2,27	0,62%	2,4
6 Taxes					
7 Taxe sur les services publics	116,4	121,67	158,17	43,33%	50,4
8 Taxes foncières	14,1	106,46	142,96	39,17%	5,5
9 Achats de services de transport	24,2	-30,21	6,29	1,72%	0,4
10 Effet de taxes à la consommation					3,4
11 Total de l'encaisse réglementaire					78,9

¹ L'encaisse a été calculée selon la modification demandée dans le dossier R-4235-2023, B-0004, HQT-D-01, document 1, page 29.

1 Actifs stratégiques

**Tableau A2.3-2
Calcul du fonds de roulement d'actifs stratégiques pour l'année 2022 (M\$)**

Catégories	Total au 31 décembre 2022		Quantités additionnelles permettant la rotation d'inventaire par la réalisation de projets		Seuils pour couvrir le risque de défaillance (Seuils)		Taux de rotation annuel (G)	Seuils x taux de rotation annuel	
	Quantités (A = C + E)	M \$ (B = D + F)	Quantités (C)	M \$ (D)	Quantités (E)	M \$ (F)		Quantités (H = E x G)	M \$ (I = F x G)
1 Transformateurs de puissance	18	43,7	1	1,2	17	42,5	0,2	3	8,5
2 Inductances shunt	8	16,1	1	2,0	7	14,1	0,9	6	12,6
3 Disjoncteurs	65	14,3	47	10,1	18	4,1	0,7	13	2,9
4 Unités de mesures	464	8,4	310	5,0	154	3,4	0,5	77	1,7
5 Parafoudres	102	0,6	61	0,4	41	0,2	0,6	25	0,1
6 Total	657	83,0	420	18,7	237	64,3		124	25,9
7									
8									
9									
10									

Taux de rotation pour couvrir le risque de défaillance (I / F)	40,2%
(x) Total - moyenne 13 soldes	93,3
FDR - Actifs stratégiques	37,5

2.4 Base de tarification 2022

**Tableau A2.4-1
Base de tarification – Année réelle 2022 (M\$)**

	1er janvier 2022 Réel	31 janvier 2022 Réel	28 février 2022 Réel	31 mars 2022 Réel	30 avril 2022 Réel	31 mai 2022 Réel	30 juin 2022 Réel	31 juillet 2022 Réel	31 août 2022 Réel	30 septembre 2022 Réel	31 octobre 2022 Réel	30 novembre 2022 Réel	31 décembre 2022 Réel	Total 13 soldes	Moyenne 2022
Immobilisations corporelles en exploitation															
1 Postes	22 246,7	22 230,5	22 245,1	22 252,3	22 266,9	22 267,7	22 318,2	22 352,7	22 394,1	22 420,2	22 439,9	22 499,5	22 829,7	290 739,9	22 364,6
2 Lignes	12 832,8	12 831,8	12 832,5	12 826,8	12 826,5	12 823,1	12 853,9	12 854,3	12 860,4	12 888,4	12 894,9	12 909,2	12 996,8	167 231,3	12 863,9
3 Autres actifs de réseau	1 309,0	1 308,4	1 308,0	1 307,6	1 307,6	1 307,6	1 309,9	1 309,6	1 309,0	1 330,3	1 327,5	1 306,6	1 320,7	17 085,4	1 314,3
4 Actifs de soutien	979,3	978,8	980,6	981,4	980,6	984,1	984,7	985,5	995,1	1 013,8	1 000,1	1 018,8	1 103,4	12 984,7	998,8
5 Télécommunications	1 765,1	1 765,3	1 766,2	1 767,4	1 775,0	1 751,0	1 752,7	1 752,8	1 759,3	1 764,1	1 797,1	1 780,8	1 838,7	23 015,6	1 770,4
6 Total	39 132,8	39 114,9	39 130,9	39 134,7	39 157,5	39 133,5	39 219,2	39 255,0	39 317,9	39 416,8	39 423,1	39 531,2	40 089,3	511 056,9	39 312,1
7 Variations nettes	531,2	(18,0)	16,0	3,9	22,8	(24,0)	85,7	35,8	62,9	98,9	6,3	108,1	558,2	956,5	
8 Amortissement cumulé															
9 Postes	9 872,7	9 918,1	9 957,1	9 999,2	10 053,0	10 097,0	10 127,7	10 160,5	10 203,7	10 254,5	10 302,0	10 325,5	10 335,9	131 605,5	10 123,5
10 Lignes	4 577,4	4 590,7	4 603,9	4 613,3	4 627,3	4 640,6	4 649,1	4 662,7	4 676,3	4 690,4	4 703,4	4 716,6	4 725,7	60 477,4	4 652,1
11 Autres actifs de réseau	692,2	695,9	697,2	700,9	705,1	709,3	713,6	717,6	721,4	726,0	730,9	741,0	741,0	9 319,8	716,9
12 Actifs de soutien	572,1	574,7	577,5	581,6	585,7	590,1	594,2	598,4	600,5	603,4	607,8	611,7	615,8	7 855,5	589,9
13 Télécommunications	1 084,3	1 091,3	1 098,3	1 105,3	1 112,3	1 095,4	1 102,4	1 109,3	1 116,2	1 115,8	1 119,7	1 133,8	1 140,8	14 425,1	1 109,6
14 Total	16 798,7	16 870,6	16 934,1	17 000,4	17 083,5	17 132,5	17 187,0	17 248,6	17 318,2	17 400,0	17 455,2	17 509,6	17 545,1	223 483,4	17 191,0
15 Valeur nette															
16 Postes	12 374,0	12 312,4	12 287,9	12 253,2	12 214,0	12 170,8	12 190,5	12 192,2	12 190,5	12 165,8	12 137,9	12 174,0	12 493,8	159 134,4	12 241,1
17 Lignes	8 255,4	8 241,1	8 228,6	8 213,5	8 199,2	8 182,5	8 204,8	8 191,6	8 184,1	8 198,0	8 191,5	8 192,6	8 271,0	106 753,9	8 211,8
18 Autres actifs de réseau	616,8	612,6	610,8	606,6	602,5	596,3	596,3	592,0	587,6	584,3	580,1	575,7	579,7	7 765,6	597,4
19 Actifs de soutien	407,2	404,1	401,5	399,0	395,7	394,0	399,5	397,1	394,5	420,4	417,3	416,0	501,7	5 329,2	409,9
20 Télécommunications	680,8	674,0	667,9	662,1	652,7	655,6	650,2	643,5	643,1	648,3	641,0	663,4	697,9	8 590,5	660,8
21 Total	22 334,2	22 244,2	22 196,7	22 134,4	22 074,0	22 001,1	22 032,2	22 006,4	21 999,8	22 016,8	21 967,9	22 021,6	22 544,2	287 573,6	22 121,0
22 Actifs incorporels (Détail page suivante)															
23 Valeur d'acquisition	1 087,4	1 089,6	1 089,7	1 090,4	1 101,8	1 103,6	1 104,3	1 106,2	1 106,8	1 106,8	1 106,8	1 106,8	1 111,9	14 312,1	1 100,9
24 Amortissement cumulé	543,9	546,4	548,8	551,2	553,5	554,8	557,3	559,8	562,3	564,8	567,2	569,7	572,3	7 251,9	557,8
25 Valeur nette	543,5	543,3	540,9	539,3	548,3	548,7	547,0	546,4	544,5	542,0	539,6	537,1	539,6	7 060,2	543,1
26 Autres actifs															
27 Actifs réglementaires	14,0	13,7	13,4	13,1	12,8	12,4	12,1	11,8	11,4	11,1	10,8	10,4	10,1	157,2	12,1
28 Contributions internes et autres	(1 653,2)	(1 648,7)	(1 644,2)	(1 639,7)	(1 635,2)	(1 630,4)	(1 626,4)	(1 621,8)	(1 617,2)	(1 612,6)	(1 607,8)	(1 603,3)	(1 598,8)	(24 987,3)	(1 922,1)
29 Total	(1 639,2)	(1 635,0)	(1 630,8)	(1 626,6)	(1 622,4)	(1 618,0)	(1 614,3)	(1 610,0)	(1 605,8)	(2 566,2)	(2 560,0)	(2 553,8)	(2 548,0)	(24 830,1)	(1 910,0)
30 Fonds de roulement															
31 Encaissements réglementaire	66,4	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	1 012,6	77,9
32 Matériaux, combustible et fournitures	198,5	201,1	203,7	206,6	212,7	208,5	213,4	214,7	215,9	219,2	223,5	227,6	235,4	2 780,9	213,9
33 Actifs stratégiques	39,0	40,7	43,3	42,9	41,8	40,1	36,0	34,8	34,0	33,9	34,1	33,5	33,4	487,4	37,5
34 Total	303,9	320,7	325,8	328,4	333,3	327,5	328,2	328,3	328,8	332,0	336,5	340,0	347,6	4 280,9	329,3
35 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	21 542,4	21 473,2	21 432,6	21 375,4	21 333,3	21 259,3	21 293,2	21 271,1	21 267,2	20 324,6	20 284,0	20 344,9	20 883,4	274 084,6	21 083,4

Tableau A2.4-1 (Suite)
Base de tarification – Année réelle 2022 (M\$)
(Détail des actifs incorporels)

ACTIFS INCORPORELS	1er janvier 2022 Réel	31 janvier 2022 Réel	28 février 2022 Réel	31 mars 2022 Réel	30 avril 2018 Réel	31 mai 2022 Réel	30 juin 2022 Réel	31 juillet 2022 Réel	31 août 2022 Réel	30 septembre 2022 Réel	31 octobre 2022 Réel	30 novembre 2022 Réel	31 décembre 2022 Réel	Total 13 soldes	Moyenne 2022
Coût d'origine															
1 Servitudes	547,4	547,4	547,4	547,8	547,9	549,3	549,7	549,7	549,2	549,2	549,3	549,3	549,3	7 133,0	548,7
2 Logiciels	536,9	539,1	539,1	539,1	550,3	550,7	550,7	552,5	552,5	552,5	552,5	552,5	557,5	7 125,9	548,1
3 Autres	3,2	3,2	3,2	3,6	3,6	3,6	4,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	53,2	4,1
4 Total	1 087,4	1 089,6	1 089,7	1 090,4	1 101,8	1 103,6	1 104,3	1 106,2	1 106,8	1 106,8	1 106,8	1 106,8	1 111,9	14 312,1	1 100,9
5 Variations nettes	9,2	2,2	0,1	0,7	11,4	1,8	0,7	1,9	0,6	0,0	0,1	0,0	5,0	24,4	
6 Amortissement cumulé															
7 Servitudes	87,3	87,4	87,5	87,5	87,6	87,7	87,8	87,8	87,9	88,0	88,1	88,1	88,2	1 141,0	87,8
8 Logiciels	456,6	459,0	461,3	463,6	465,9	467,1	469,5	471,9	474,4	476,8	479,2	481,6	484,0	6 110,9	470,1
9 Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Total	543,9	546,4	548,8	551,2	553,5	554,8	557,3	559,8	562,3	564,8	567,2	569,7	572,3	7 251,9	557,8
11 Valeur nette															
12 Servitudes	460,0	460,0	459,9	460,2	460,3	461,6	461,9	461,9	461,3	461,3	461,2	461,2	461,1	5 992,0	460,9
13 Logiciels	80,2	80,1	77,7	75,5	84,4	83,6	81,2	80,6	78,2	75,8	73,3	70,9	73,5	1 015,0	78,1
14 Autres	3,2	3,2	3,2	3,6	3,6	3,6	4,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	53,2	4,1
15 Total	543,5	543,3	540,9	539,3	548,3	548,7	547,0	546,4	544,5	542,0	539,6	537,1	539,6	7 060,2	543,1

Annexe 3 Contribution requise du Distributeur par projet : Réelle 2022 et autorisée par les décisions D-2022-053 et D-2022-063

- 1 Le Transporteur présente l'information suivante :
- 2 • Le tableau A3-1 reflète l'évaluation de la contribution requise du Distributeur présentée
- 3 dans le dossier R-4167-2021 révisé à la suite la D-2022-053 (montant autorisé par les
- 4 décisions D-2022-053 et D-2022-063) ;
- 5 • Le tableau A3-2 reflète l'évaluation de la contribution réelle requise pour l'année 2022 ;
- 6 • Le tableau A3-3 reflète la ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution et
- 7 la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2022.

Tableau A3-1
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2022
(Dossier R-4167-2021 – Décisions D-2022-053 et D-2022-063)

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2021	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
CHARGES					
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	-	-	0,1	(0,1)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	-	-	0,3	(0,3)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	-	-	0,6	(0,6)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	-	-	2,1	(2,1)
D-2020-038	Nouveau poste Le Corbusier 315-25 kV	138,0	84,2	65,8	18,4
-65 M\$	Poste Bout-de-l'île – reconstruction du jeu de barre à 315 kV	-	-	5,9	(5,9)
-65 M\$	Construction du nouveau poste de Saint-Agapit à 120-25 kV	5,2	3,2	19,1	(15,9)
-65 M\$	Poste de Saint-Bruno-de-Montarville - Ajout d'un 3e transformateur à 315-25 kV	70,7	43,1	13,9	29,2
-65 M\$	Poste de St-Polycarpe à 120-25 kV - Reconstruction et augmentation de capacité	13,0	7,9	2,7	5,2
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne**	-	-	0,2	(0,2)
-65 M\$	Réseau Chaudière 69 kV – Conversion des lignes à 120 kV	-	-	7,0	(7,0)
-65 M\$	Poste Sainte-Germaine à 120-25 kV – Ajout d'un système de stockage d'énergie	2,3	1,4	7,1	(5,7)
-65 M\$	Poste de Saraguay – Raccordement du circuit 3049 au poste Saraguay et remplacement de deux disjoncteurs à 315 kV	-	-	3,1	(3,1)
-65 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	232,0	141,5	10,5	131,0
Total Charges		461,2	281,3	138,4	142,9
RESSOURCES					
D-2007-141	1er AO éolien 2003-05			-	
D-2010-165	2e AO éolien 2005-03			-	
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02			-	
D-2017-025	4e AO éolien 2013-01			-	
Décret 2014-02	Gré à gré (Décret 2014-02)			-	
Total Ressources		-	-	-	-
Total Charges + Ressources		461,2	281,3	138,4	142,9
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien					N/A
Contribution requise du Distributeur					N/A

*Mise en service de la section satellite en 2019.

**Volet poste mis en service en 2020.

Tableau A3-2
Contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2022

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Décembre 2022	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
CHARGES					
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	-	-	0,01	(0,01)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	-	-	2,7	(2,7)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	-	-	0,2	(0,2)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	-	-	0,1	(0,1)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	-	-	0,7	(0,7)
D-2019-090	Nouveau poste Le Corbusier 315-25 kV	140,0	85,4	71,2	14,2
-65 M\$	Poste Bout-de-l'île – reconstruction du jeu de barre à 315 kV	-	-	2,6	(2,6)
-65 M\$	Construction du nouveau poste de Saint-Agapit à 120-25 kV	7,2	4,4	18,3	(13,9)
-65 M\$	Projet témoin d'ajout 2 transfo mobiles	18,0	11,0	17,6	(6,6)
-65 M\$	Poste de Saint-Bruno-de-Montarville - Ajout d'un 3e transformateur à 315-25 kV	47,7	29,1	13,9	15,3
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne**	-	-	0,4	(0,4)
-65 M\$	Réseau Chaudière 69 kV – Conversion des lignes à 120 kV	-	-	0,3	(0,3)
-65 M\$	Poste Grantham - Ajout de 2 départs de ligne à 25 kV	7,1	4,3	2,3	2,1
-65 M\$	Poste Acton - RM équipements électriques	12,0	7,3	0,4	7,0
-65 M\$	Raccordement d'un client du Distributeur	142,0	95,3	11,0	84,3
-65 M\$	Autres projets < 5M\$	18,8	11,5	5,3	6,1
Total Charges		392,9	248,3	147,0	101,3
RESSOURCES					
D-2007-141	1er AO éolien 2003-05			-	
D-2010-165	2e AO éolien 2005-03			-	
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02			2,7	
D-2017-025	4e AO éolien 2013-01			-	
Décret 2014-02	Cré à gré (Décret 2014-02)			-	
Total Ressources		-	-	2,7	2,7
Total Charges + Ressources		392,9	248,3	147,0	98,6
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien					N/A
Contribution requise du Distributeur					N/A

*Mise en service de la section satellite en 2019.

**Volet poste mis en service en 2020.

Pour les projets visant la charge locale et dont la mise en service a été réalisée en 2022, aucune contribution n'était prévue dans le cadre du dossier R-4167-2021. Les variations entre les deux tableaux s'expliquent principalement par la partie Charges dont les projets ont fait en sorte de diminuer l'écart favorable de 41,6 M\$ entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des projets prévus dans le dossier R-4167-2021 (décisions D-2022-053 et D-2022-063).

Tableau A3-3
Ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2022

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Décembre 2022	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
CHARGES					
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	-	-	(0,01)	0,01
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	-	-	2,6	(2,6)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	-	-	(0,05)	0,05
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	-	-	(0,6)	0,56
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	-	-	(1,4)	1,4
D-2019-090	Nouveau poste Le Corbusier 315-25 kV	2,0	1,2	5,4	(4,2)
-65 M\$	Poste Bout-de-l'île – reconstruction du jeu de barre à 315 kV	-	-	(3,3)	3,3
-65 M\$	Construction du nouveau poste de Saint-Agapit à 120-25 kV	2,0	1,2	(0,8)	2,0
-65 M\$	Projet témoin d'ajout 2 transfo mobiles	18,0	11,0	17,6	(6,6)
-65 M\$	Poste de Saint-Bruno-de-Montarville - Ajout d'un 3e transformateur à 315-25 kV	(22,9)	(14,0)	(0,0)	(14,0)
-65 M\$	Poste de St-Polycarpe à 120-25 kV - Reconstruction et augmentation de capacité	(13,0)	(7,9)	2,7	(5,2)
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne**	-	-	0,2	(0,2)
-65 M\$	Réseau Chaudière 69 kV – Conversion des lignes à 120 kV	-	-	(6,7)	6,7
-65 M\$	Poste Sainte-Germaine à 120-25 kV – Ajout d'un système de stockage d'énergie	(2,3)	(1,4)	(7,1)	5,7
-65 M\$	Poste de Saraguay – Raccordement du circuit 3049 au poste Saraguay et remplacement de deux disjoncteurs à 315 kV	-	-	(3,1)	3,1
-65 M\$	Poste Grantham - Ajout de 2 départs de ligne à 25 kV	7,1	4,3	2,3	2,1
-65 M\$	Poste Acton - RM équipements électriques	12,0	7,3	0,4	7,0
-65 M\$	Raccordement d'un client du Distributeur	(90,0)	(46,2)	0,5	(46,7)
-65 M\$	Autres projets < 5M\$	18,8	11,5	5,3	6,1
Total Charges		(68,3)	(33,0)	14,1	(41,6)
RESSOURCES					
D-2007-141	1er AO éolien 2003-05			-	
D-2010-165	2e AO éolien 2005-03			-	
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02			2,7	
D-2017-025	4e AO éolien 2013-01			-	
Décret 2014-02	Gré à gré (Décret 2014-02)			-	
Total Ressources		-	-	2,7	(2,7)
Total Charges + Ressources		(68,3)	(33,0)	14,1	(44,4)
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien					N/A
Contribution requise du Distributeur					N/A

*Mise en service de la section satellite en 2019.

**Volet poste mis en service en 2020.

1 La variation de 44,4 M\$ entre le montant estimé au dossier R-4167-2021 et le réel s'explique
2 principalement comme suit :

- 3 • Le report de la mise en service de deux projets (« Poste de Sainte-Germaine à
4 120-25 kV – Ajout d'un système de stockage d'énergie », et « Poste de Saraguay –
5 Raccordement du circuit 3049 au poste Saraguay et remplacement de deux
6 disjoncteurs à 315 kV ») ; ces reports ont diminué l'écart favorable entre les montants
7 maximaux d'allocation et les coûts des projets de 38 M\$;
- 8 • Une diminution de 18,9 MW des charges associées aux projets mis en service
9 (« Nouveau poste Le Corbusier 315-25 kV », « Construction du nouveau poste de
10 Saint-Agapit à 120-25 kV » et « Poste de Saint-Bruno-de-Montarville – Ajout d'un
11 3^e transformateur à 315-25 kV ») de même qu'une augmentation des coûts de 4,6 M\$
12 y étant associés ont réduit l'écart favorable de 16,2 M\$.
- 13 • Une augmentation favorable de 6,1 M\$ résulte de la variation des MW et des coûts
14 des projets de moins de 5 M\$.
- 15 • Des crédits et coûts résiduels de projets mis en service antérieurement à 2022 ont
16 augmenté l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des
17 projets de 0,7 M\$.
- 18 • La MES de trois projets reportés d'une année antérieure (« Projet témoin d'ajout de 2
19 transformateurs mobiles », « Poste Grantham – Ajout de 2 départs de ligne à 25 kV »
20 et « Poste Acton – RM équipements électriques ») ont augmenté l'écart favorable de
21 2,4 M\$.
- 22 • La variation des coûts de projets dont aucune charge n'y est associée a augmenté
23 l'écart favorable de 3,3 M\$.
- 24 • L'augmentation de 2,7 M\$ des coûts de mises en service des projets liés au 3^e A/O
25 éolien a diminué l'écart favorable.