

Bases communes d'établissement des revenus requis – Transport et Distribution

Table des matières

1. Modifications aux conventions, méthodes et pratiques comptables	5
1.1. Modifications et ajouts aux conventions comptables en vertu des PCGR des États-Unis	5
1.1.1. <i>Adoption de l'ASC 326, Financial Instruments—Credit Losses</i>	5
1.1.2. <i>Adoption de l'ASC 848, Financial Instruments—Credit Losses</i>	5
1.1.3. <i>Demandes spécifiques du Distributeur</i>	6
1.2. Nouvelle pratique comptable réglementaire - Maîtrise de la végétation	7
1.2.1. <i>Coûts liés à la maîtrise de la végétation</i>	7
2. Politique financière et coût du capital	12
2.1. Coût moyen de la dette intégrée	12
2.2. Taux de rendement des capitaux propres	13
2.3. Coût moyen pondéré du capital	14
2.4. Coût du capital prospectif	14
2.4.1. <i>Modifications proposées</i>	14
2.4.2. <i>Proposition du coût du capital prospectif</i>	16
2.5. Demandes spécifiques au Transporteur	17
2.5.1. <i>Taux de rendement des capitaux propres</i>	17
2.5.2. <i>Coût moyen pondéré du capital</i>	17
2.5.3. <i>Taux appliqués aux comptes d'écart et de reports</i>	18
Annexe A – Prévision des variables économiques	19
Annexe B – Description du programme d'emprunts 2024	21
Annexe C – Taux de rendement des capitaux propres canadiens	23
Annexe D – Notations de crédit d'Hydro-Québec	25
Annexe E – Ajustements liés aux frais reportés	27
Annexe F – Politique financière – Données historiques de Bloomberg (Document déposé en format électronique)	31
Annexe G – Suivi de décisions	33

Liste des tableaux

Tableau 1 Évolution des coûts unitaires (à coût complet) de l'activité Maîtrise de la végétation entre 2019 et 2025	9
Tableau 2 Impact de la pratique réglementaire sur les revenus requis 2025	11
Tableau 3 Coût moyen de la dette (M\$)	12
Tableau 4 Calcul du coût moyen pondéré du capital	14
Tableau 5 Coût du capital prospectif	16
Tableau 6 Calcul du coût moyen pondéré du capital pour 2024	17
Tableau A-1 Principaux paramètres économiques	19
Tableau C-1 Taux de rendement moyen des capitaux propres au Canada	23
Tableau D-1 Composition des notations de crédit actuelles d'Hydro-Québec	25
Tableau E-1 Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002 (\$)	27
Tableau E-2 Solde des radiations liées aux normes comptables de 2007 (M\$)	27

Tableau E-3 Solde des radiations liées aux normes comptables de 2007 – Application de la méthode d’amortissement au taux effectif (\$)	28
Tableau E-4 Abolition de la règle transitoire NOC-13 Solde des radiations liées à la norme comptable de 2007 – Éléments liés au change et autres (\$).....	29
Tableau E-5 Solde des autres éléments non susceptibles d’avoir financé les actifs (\$).....	29
Tableau G-1 Durée de vie moyenne pondérée des immobilisations en transport (ans).....	34
Tableau G-2 Durée de vie moyenne pondérée des immobilisations en distribution (ans).....	34

1. Modifications aux conventions, méthodes et pratiques comptables

1 Les principales conventions comptables qu'utilisent HQTД aux fins de l'établissement de leurs
2 tarifs respectifs reposent sur les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des
3 États-Unis¹ ainsi que sur les méthodes et pratiques comptables reconnues par la Régie².
4 HQTД appliquent également dans le présent dossier les ajouts ou modifications proposés pour
5 approbation aux sections 1.1 et 1.2.

6 Outre ces modifications et ajouts qui leur sont communs, HQTД présentent l'ensemble des
7 autres principes réglementaires et méthodes et pratiques comptables qui seront à la base de
8 la détermination de leurs tarifs respectifs aux pièces HQD-3, Document 1 et HQT-3,
9 Document 1, respectivement.

10 HQTД présentent également à l'Annexe G, des suivis de décisions relatifs aux conventions,
11 méthodes et pratiques comptables.

1.1. Modifications et ajouts aux conventions comptables en vertu des PCGR des États-Unis

1.1.1. Adoption de l'ASC 326, *Financial Instruments—Credit Losses*

12 Hydro-Québec a adopté le 1^{er} janvier 2023, selon une approche rétrospective modifiée,
13 l'Accounting Standards Codification (ASC) 326, *Financial Instruments—Credit Losses*, dans
14 ses états financiers à vocation générale³. Cette norme fournit de nouvelles directives quant à
15 la dépréciation des actifs financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur dans les
16 résultats. Pour Hydro-Québec, cette norme touche essentiellement la provision pour pertes de
17 crédit (anciennement la provision pour créances douteuses). Elle remplace la méthode fondée
18 sur les pertes subies par une méthode qui repose sur les pertes prévues. L'adoption de
19 l'ASC 326 n'a aucun impact pour HQTД.

1.1.2. Adoption de l'ASC 848, *Financial Instruments—Credit Losses*

20 Hydro-Québec va adopter au 30 septembre 2024, selon une approche prospective, l'ASC 848,
21 *Reference Rate Reform*, dans ses états financiers à vocation générale. Cette norme fournit
22 des mesures de simplification aux transactions touchées par la réforme des taux de référence⁴,
23 si certains critères sont respectés. L'adoption de l'ASC 848 n'a aucun impact pour HQTД.

¹ [D-2015-189](#) (R-3927-2015), paragraphes 30 et 222 et [D-2016-003](#), paragraphe 12.

² Une synthèse des principales méthodes et pratiques comptables reconnues à ce jour par la Régie, applicables au Distributeur et au Transporteur respectivement, est présentée à l'Annexe B de la pièce HQD-3, Document 1 et à la pièce HQT-3, Document 1.

³ Rapport du Distributeur concernant les exigences de l'article 75.1 LRÉ (« Rapport 75.1 ») pour l'année 2023, HQD-4, Document 1, ([B-0005](#)), section 1.

⁴ Voir section 2.1 (passage du taux de référence CDOR au taux CORRA).

1.1.3. Demandes spécifiques du Distributeur⁵

Modifications aux normes

1 Depuis le dépôt du dossier tarifaire 2019-2020 du Distributeur, les modifications suivantes aux
2 normes existantes sont entrées en vigueur et appliquées aux fins d'établir ses revenus requis :

- 3 • Adoption anticipée au 1^{er} septembre 2018 :
 - 4 ○ *Accounting Standard Update (ASU) 2018-15, Intangibles—Goodwill and*
5 *Other—Internal-Use Software (Subtopic 350-40): Customer's Accounting for*
6 *Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement That Is a*
7 *Service Contract*
 - 8 • Exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020⁶:
 - 9 ○ *ASU 2018-14, Compensation – Retirement Benefits – Defined Benefits Plans –*
10 *General (Subtopic 715-20): Disclosure Framework – Changes to the Disclosure*
11 *Requirements for Defined Benefit Plans*
 - 12 • Exercices ouverts à compter 1^{er} janvier 2021⁷:
 - 13 ○ *Accounting Standard Codification (ASC) 321, Investments – Equity Securities;*
 - 14 ○ *ASC 323, Investments – Equity Method and Joint Ventures; et*
 - 15 ○ *ASC 815, Derivatives and Hedging.*

16 Une analyse détaillée de chacune de ces normes a permis de conclure que seule
17 l'ASU 2018-15 a des impacts pour le Distributeur, soit la comptabilisation à titre d'actifs de
18 certains coûts liés à un accord d'infonuagique. La section suivante traite de façon détaillée des
19 impacts liés à l'adoption de l'ASU 2018-15.

Coûts liés à des ententes d'hébergement infonuagique

20 Hydro-Québec a adopté de façon anticipée, au 1^{er} septembre 2018, l'ASU 2018-15 dans ses
21 états financiers à vocation générale. Cette ASU a été appliquée selon une approche
22 prospective. Elle clarifie le traitement comptable des coûts relatifs aux activités de
23 configuration et de personnalisation ainsi que des autres coûts initiaux encourus (appelés
24 « coûts d'implantation ») liés à un accord d'infonuagique qui est réputé être un contrat de
25 service. Notamment, elle précise qu'une entité doit appliquer les directives concernant les
26 logiciels développés en interne pour déterminer si les coûts liés à la mise en œuvre d'une
27 entente d'hébergement infonuagique considérée comme un contrat de service doivent être
28 comptabilisés à titre de charges d'exploitation ou reportés et amortis sur la durée du contrat.
29 La charge d'amortissement doit être présentée sous la même rubrique à l'état des résultats
30 que les frais annuels d'abonnement au service d'infonuagique, soit les charges d'exploitation.

⁵ Demandes du Transporteur à cet égard déposées et approuvées par la Régie dans le cadre de dossiers tarifaires antérieurs.

⁶ Rapport 75.1 pour l'année 2020, Pièce HQD-4, Document 1 ([B-0006](#)), section 1.

⁷ Rapport 75.1 pour l'année 2021, Pièce HQD-4, Document 1 ([B-0006](#)), section 1.

1 Au moment de son adoption, cette norme n'a eu aucun impact pour le Distributeur. En février
2 2022, un montant de 11 M\$ lié à la mise en œuvre d'une entente d'hébergement infonuagique
3 a été comptabilisé à titre d'actif. Cet actif est amorti sur la durée du contrat en conformité avec
4 l'ASU 2018-15, et intégré à la base de tarification⁸, afin que les données réglementaires soient
5 identiques aux données statutaires.

Conclusion finale sur l'adoption de l'ASC 842, Leases⁹

6 Depuis le 1^{er} janvier 2019, Hydro-Québec applique l'ASC 842, *Leases* qui remplace
7 l'ASC 840, *Leases*. Outre les impacts présentés dans le dossier R-4057-2018¹⁰ ainsi que dans
8 les *Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 LRÉ pour l'année 2019*¹¹, aucun nouvel
9 impact pour le Distributeur n'a été identifié à la suite de la finalisation en 2019 des travaux
10 d'analyse et d'implantation.

Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les modifications aux conventions comptables en vertu des PCGR des États-Unis présentées à la section 1.1.3, ce qui implique l'intégration à la base de tarification de la capitalisation ainsi que l'amortissement des coûts liés à la mise en œuvre d'ententes d'hébergements infonuagiques sur la durée du contrat en conformité à l'ASU 2018-15.

1.2. Nouvelle pratique comptable réglementaire - Maitrise de la végétation

11 HQTd tiennent à rappeler que les PCGR des États-Unis reconnaissent que la réglementation
12 des tarifs peut avoir pour effet de modifier le moment où certaines opérations sont
13 comptabilisées dans les résultats consolidés et ainsi donner lieu à la comptabilisation d'actifs
14 et de passifs réglementaires. S'il est probable que certains coûts engagés pourront être
15 recouverts dans les tarifs futurs, ces coûts sont reportés et comptabilisés à titre d'actifs
16 réglementaires aux états financiers à vocation générale comme prévu à l'ASC 980, *Regulated*
17 *Operations*.

1.2.1. Coûts liés à la maîtrise de la végétation

18 Depuis les derniers dossiers tarifaires du Distributeur et du Transporteur, plusieurs éléments
19 ont fait évoluer le contexte entourant la planification et la réalisation des activités de maîtrise
20 de la végétation à Hydro-Québec. En considérant ces éléments ainsi que les impacts sur la
21 clientèle, HQTd proposent de récupérer les coûts de ces activités, qui sont actuellement
22 comptabilisés à titre de charges d'exploitation dans l'année où ils sont encourus, sur un certain
23 nombre d'années comme précisé ci-après.

⁸ Contrat de 5 ans dont la valeur nette est présentée sous « Autres actifs » (voir section 2.3 de la pièce HQD-4, Document 1).

⁹ [D-2020-055](#) (R-4100-2019), paragraphe 90.

¹⁰ R-4057-2018, HQD-3, Document 2 ([B-0010](#)), section 2.2.2.

¹¹ Rapport 75.1 pour l'année 2019, HQD-4, Document 1 ([B-0007](#)), section 1.1.

Évolution du contexte

Plan d'action 2035

1 Le Plan d'action 2035 met la fiabilité du réseau au cœur des priorités d'Hydro-Québec,
2 notamment en fixant une cible de réduction des pannes de 35 % d'ici 7 à 10 ans. Comme
3 expliqué dans les pièces HQD-2, Document 1 et HQT-2, Document 1, l'atteinte de cette cible
4 se fera, entre autres, par la mise en œuvre d'une stratégie de maîtrise intégrée de la végétation
5 afin de s'assurer que les réseaux électriques soient libres d'obstruction et ainsi réduire les bris
6 occasionnés par la végétation. Cette stratégie intégrée prévoit, notamment, une hausse des
7 cibles en termes de portées dégagées ou d'hectares traités et une adaptation des modes
8 d'intervention selon le type de milieu.

9 Ces ajustements demandent des efforts additionnels au niveau de la planification et de la
10 réalisation et engendrent des coûts supplémentaires dès 2024.

Impact des changements climatiques

11 Les phénomènes météorologiques importants que le Québec a connus dans les dernières
12 années, tels que des vents violents, des épisodes de verglas, de neige mouillée ou des feux
13 de forêt, ont provoqué des événements réseau plus fréquents et de plus grande ampleur. Ces
14 événements peuvent notamment nécessiter des travaux de maîtrise de la végétation en
15 urgence ou des déplacements d'équipes, ce qui perturbe les activités planifiées initialement.
16 L'atteinte des cibles fixées s'en trouve compromise, contribuant à la dégradation de la qualité
17 du service constatée au cours des dernières années.

18 De plus, la croissance de la végétation peut être accentuée par les changements climatiques
19 et rendre les travaux plus longs et plus onéreux, car la végétation est plus dense et a atteint
20 une plus grande maturité, demandant alors des interventions plus complexes et coûteuses.

21 L'accroissement des impacts provenant des changements climatiques apporte aussi une
22 réévaluation des stratégies à employer afin de s'y adapter et de mitiger les risques que ceux-
23 ci pourraient poser sur l'alimentation électrique des clients, ce qui engendrera des coûts plus
24 élevés pour les prochaines années.

Forte augmentation des coûts depuis les dernières demandes tarifaires

25 Les dernières années ont vu des coûts des fournisseurs externes dans le domaine de la
26 maîtrise de la végétation en forte croissance, cette hausse résultant d'une combinaison de
27 facteurs. L'achat d'actifs permettant de mécaniser les travaux afin de faire face, entre autres,
28 à des travaux plus robustes et à la pénurie de main-d'œuvre sur le marché, a contribué à
29 augmenter de façon significative les coûts. De plus, le prix de l'essence qui est une
30 composante importante de la facture des fournisseurs ne suit pas directement les taux
31 d'inflation.

Tableau 1
Évolution des coûts unitaires (à coût complet)
de l'activité Maîtrise de la végétation entre 2019 et 2025

	Données réelles					Année de base	Témoin
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Transport							
Coûts complets (M\$) ¹	26	38	50	60	61	72	82
Hectares	12 684	14 473	18 384	20 518	21 804	22 050	22 200
Coûts unitaires	2 050 \$	2 626 \$	2 720 \$	2 915 \$	2 802 \$	3 278 \$	3 703 \$
Augmentation coût unitaire vs 2019							81%
Distribution							
Coûts complets (M\$) ¹	91	112	136	134	163	171	190
Nombre de portées (k)	151	171	203	188	208	220	222
Coûts unitaires	603 \$	657 \$	670 \$	711 \$	785 \$	778 \$	857 \$
Augmentation coût unitaire vs 2019							42%

1 - Les données à coûts complets ne sont pas disponibles avant 2022 et ont été estimées.

- 1 Ces éléments, combinés à des types de travaux plus coûteux en raison d'une végétation plus
2 dense, ont contribué à augmenter les coûts unitaires des travaux. Il n'est toutefois pas possible
3 d'isoler la contribution de chacun de ces facteurs dans cette hausse.

Justification de la pratique comptable réglementaire

Pression sur les tarifs

- 4 Les éléments contextuels cités précédemment, survenus durant l'application de la *Loi sur la*
5 *simplification* pour le Distributeur et le MRI de première génération pour le Transporteur,
6 exercent une pression importante sur les revenus requis découlant de l'intégration de ces
7 coûts au retour à des tarifs établis sur la base du coût de service.

- 8 De plus, la mise en place des stratégies découlant de la réalisation du Plan d'action 2035 et
9 l'adaptation requise aux changements climatiques engendrent aussi des coûts additionnels et
10 accentuent l'impact sur les tarifs. Dans ce cas, l'application de cette nouvelle pratique
11 réglementaire permettrait de mitiger cet impact tarifaire pour la clientèle et éviter ainsi un choc
12 tarifaire. Cette mesure a un impact d'environ -1,7 % sur les tarifs d'électricité du Distributeur.

Bénéfice sur plus d'un an pour les clients

- 13 Les stratégies de maîtrise de la végétation qui découlent du Plan d'action 2035 auront un
14 impact sur la clientèle qui verra une amélioration de la qualité du service. En effet, les clients
15 des zones traitées bénéficieront d'une période où la fiabilité escomptée du service sera
16 supérieure à ce qu'elle était avant les travaux. Cette période de perception de bénéfices
17 correspond au cycle de retour, soit la durée après laquelle les travaux doivent être repris dans
18 la zone. Durant cette période, les travaux effectués permettront de créer une zone de
19 protection autour des actifs, ce qui permet d'obtenir cette fiabilité accrue, autant sur les actifs
20 de transport que de distribution.

1 Ce cycle est estimé à 5 ans¹² pour le Distributeur et en moyenne à 7 ans¹³ pour le Transporteur
2 où une variation entre 3 et 18 ans selon les zones de rusticité et la croissance estimée est
3 possible.

4 Durant cette période, l'impact chez les clients pourra se traduire par une amélioration directe
5 de la qualité du service avec des pannes moins fréquentes et moins longues, mais pourra
6 aussi s'exprimer par des éléments non perceptibles par ceux-ci, en lien avec la sécurité et la
7 fiabilité des équipements. En effet, certaines stratégies de maîtrise de la végétation visent à
8 assurer la sécurité des installations, par exemple des emprises dégagées qui limitent les
9 risques d'arc électrique. Ces éléments n'ayant pas un impact directement perceptible sur la
10 majorité des clients d'Hydro-Québec, permettent néanmoins d'assurer la fiabilité et la
11 continuité du service avec des installations sécurisées.

12 Les avantages pour la clientèle se constatant sur une durée supérieure à celle où les coûts
13 sont encourus, amortir ceux-ci sur une période de 5 ans ou 7 ans permettrait d'obtenir une
14 équité intergénérationnelle en s'assurant que les clients assument les coûts sur une durée qui
15 correspond à la période pendant laquelle les bénéfices sont perçus.

Coûts soumis à la pratique comptable réglementaire

16 Étant donné la croissance importante des coûts liés à la maîtrise de la végétation, de l'impact
17 sur la clientèle et que c'est l'ensemble de ces coûts qui permettront la mise en place des
18 stratégies pour l'atteinte des cibles du Plan d'action 2035, HQTd demandent à la Régie
19 d'approuver une pratique comptable réglementaire autorisant la comptabilisation d'un actif
20 réglementaire pour la totalité des coûts complets de l'activité Maîtrise de la végétation, pour
21 les volets de distribution et de transport, pour les raisons suivantes :

- 22 • Permettre d'obtenir une fiabilité accrue du service électrique par la création de ces
23 zones de protection autour des actifs, autant ceux de transport que de distribution, et
24 également d'assurer la sécurité des installations. C'est la totalité des coûts en maîtrise
25 de la végétation qui permet la création et le maintien de ces zones de protection.
- 26 • Assurer la flexibilité requise dans le choix des gestes à poser. HQTd ne veulent pas
27 limiter la capitalisation à un seul volet d'une stratégie. En capitalisant l'ensemble des
28 coûts de ses stratégies, HQTd souhaite s'assurer que celles-ci pourront être
29 évolutives dans un contexte de changements climatiques et qu'il sera possible de les
30 adapter au fil du temps, à la suite des retours d'expérience et au bénéfice de la
31 clientèle.
- 32 • Assurer la cohérence avec la méthode d'établissement des charges d'exploitation qui
33 sont maintenant établies selon la méthode des coûts complets. Cette méthode inclut
34 les coûts directs mais aussi le volet qui découle de la planification, du soutien et de la
35 gestion des travaux des firmes externes. Le volume d'activités en soutien varie en
36 corrélation avec le volume de travaux à réaliser sur les installations, entraînant une
37 plus grande charge de travail et un accroissement des besoins à ce niveau.

¹² Voir HQD-2, Document 1, section 1.2.

¹³ Voir HQT-2, Document 1, section 3.2.

Application de la pratique

1 HQTД demandent que cette nouvelle pratique soit applicable à compter de 2025. Les
 2 montants prévus pour 2025 sont de 82 M\$ pour le Transporteur et de 190 M\$ pour le
 3 Distributeur. Ces coûts ont été intégrés dans les bases de tarification respectives de transport
 4 et de distribution avec des « mises en service » mensuelles qui reflètent l’avancement des
 5 travaux et permettent de débiter l’amortissement de cet actif dès 2025, intégrant ainsi
 6 l’amortissement de ces coûts dans les revenus requis dès leur effet sur le réseau (voir
 7 tableau 2). Basé sur la méthode de comptabilisation des actifs de masse des activités de
 8 distribution, HQTД demandent une approche similaire qui permet un meilleur rapprochement
 9 entre les travaux exécutés et leurs effets sur la fiabilité et la sécurité du réseau. Toutefois, à
 10 chaque année, un actif réglementaire distinct serait respectivement créé pour les activités de
 11 transport et de distribution pour en faciliter le suivi. Ces coûts seraient amortis sur une période
 12 de 5 ans pour la distribution et 7 ans pour le transport.

Tableau 2
Impact de la pratique réglementaire sur les revenus requis 2025

(en M\$)	Charges d'exploitation	Pratique réglementaire	Charge d'amortissement	Rendement sur la base de tarification	Impact sur le revenu requis
Distribution	190,2	(190,2)	17,1	5,3	22,4
Transport	82,2	(82,2)	3,4	1,6	5,0
Total	272,4	(272,4)	20,5	7,0	27,4

13 Par ailleurs, afin d’assurer une visibilité adéquate de l’évolution des coûts de l’activité, HQTД
 14 continueront d’intégrer ceux-ci et les explications relatives à leur évolution dans la pièce
 15 portant sur les charges d’exploitation et autres coûts communs (voir HQTД-4, Document 1).
 16 L’explication de la croissance des charges visées sur la période d’analyse y est présentée
 17 isolément de l’impact de la capitalisation.

Le Transporteur et le Distributeur demandent à la Régie :

- d’approuver une pratique comptable réglementaire autorisant la comptabilisation d’un actif réglementaire correspondant aux coûts de l’activité Maitrise de la végétation, pour le transport et la distribution respectivement, d’approuver son intégration à la base de tarification et sa rémunération au coût moyen pondéré du capital, et de permettre son amortissement selon une méthode linéaire sur une période de sept ans pour le Transporteur et de cinq ans pour le Distributeur ; et
- d’autoriser l’intégration des coûts de l’activité Maitrise de la végétation à la base de tarification sur une base mensuelle à compter du 1^{er} janvier 2025.

2. Politique financière et coût du capital

2.1. Coût moyen de la dette intégrée

Tableau 3
Coût moyen de la dette (M\$)

	2023 Année historique	2024 Année de base	2025 Année témoin
Numérateur - Frais financiers¹	2 616	2 748	2 886
Intérêts nets sur dette à long terme	2 371	2 490	2 610
Frais de garantie	245	258	276
Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps¹	50 762	54 130	58 341
Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	50 725	54 000	58 206
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	-319	-437	-477
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	393	392	392
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	-14	-13	-13
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	-97	-72	-37
Coût moyen de la dette^{2,3}	5,153%	5,077%	4,947%

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.

² Le coût de dette de l'année n'est pas ajusté car il n'y a pas eu de financement attribuable aux CER en 2023, 2024 et 2025 car leurs soldes au 31 décembre étant nuls ou créditeurs.

³ Les prévisions du coût de la dette sont calculées à partir des données réelles des états financiers non-consolidées du 31 décembre 2023, des emprunts réels jusqu'au 30 avril 2024, de la prévision des nouveaux emprunts pour 2024 et 2025 et des prévisions des variables économiques établies à partir du Consensus Forecasts de mai 2024.

1 Pour l'année 2023, le coût de la dette est établi sur une base réelle¹⁴. Pour l'année 2024, le
2 coût de la dette est calculé sur la base de quatre mois réels et de huit mois projetés, selon les
3 décisions D-2014-035¹⁵ et D-2022-053¹⁶. Pour l'année 2025, la mise jour du coût de la dette
4 sera effectuée en décembre, selon la décision D-2014-034¹⁷.

5 La définition¹⁸ des éléments composant le numérateur et le dénominateur du coût de la dette
6 intégrée demeure inchangée. La description de la dette d'Hydro-Québec au 31 décembre de
7 l'année 2023 se retrouve aux Rapports annuels 2023 du Transporteur et du Distributeur¹⁹.

¹⁴ Rapport annuel 2023 du Transporteur, HQT-2, Document 2 ([B-0022](#)), p. 15. et Rapport 75.1 pour l'année 2023 du Distributeur, HQD-9, Document 1 ([B-0010](#)), p. 5.

¹⁵ [D-2014-035](#) (R-3823-2012), paragraphe 536.

¹⁶ [D-2022-053](#) (R-4167-2021), section 5, pp. 22 à 24.

¹⁷ [D-2014-034](#) (R-3842-2013), paragraphe 273.

¹⁸ R-4012-2017, HQT-8, Document 1 ([B-0027](#)), Annexe C et HQD-4, Document 3.2, R-4011-2017 ([B-0017](#)), Annexe C.

¹⁹ Rapport annuel 2023 du Transporteur, HQT-2, Document 2 ([B-0022](#)), p. 16 et Rapport 75.1 pour l'année 2023 du Distributeur, HQD-9, Document 1 ([B-0010](#)), p. 7.

1 Les variations du coût de la dette, entre 2023 et 2025, sont comme suit :

- 2 • effet des taux d'intérêt variables : -0,046 % ;
- 3 • autres effets : -0,160 % ;
- 4 • variation totale de 2023 à 2025 : -0,206 %.

5 La prévision du coût moyen de la dette calculée selon le taux d'intérêt des opérations de
6 pension d'un jour (Canadian Overnight Repo Rate Average (« CORRA »)²⁰) pour 2025 se situe
7 à 3,793 %, comparativement à un taux moyen de 5,297 % réalisé en 2023 pour les
8 acceptations bancaires trois mois. À volume et composition constants, cette variation entraîne
9 une diminution de 0,046 % du coût de la dette.

10 Par ailleurs, les autres effets abaissent de 0,160 % le coût de la dette. Cette diminution
11 s'explique principalement par les nouveaux emprunts réalisés ou prévus pour les années 2024
12 et 2025, à des taux inférieurs au coût moyen de la dette existante et par l'échéance de dettes
13 portant intérêt à des taux supérieurs au coût moyen au cours de la période 2023 à 2025. Ces
14 éléments ont toutefois été légèrement atténués par une hausse des frais de garantie.

2.2. Taux de rendement des capitaux propres

15 Pour le taux de rendement des capitaux propres, HQTD demandent de reconduire pour
16 l'année 2025 le taux de 8,2 % fixé par la Régie dans la décision D-2014-034²¹ et qui a été
17 reconduit à chacune des demandes tarifaires qui ont suivi.

18 Comme les dernières années, plusieurs éléments soutiennent cette reconduction. Parmi les
19 paramètres ayant un impact sur la détermination du rendement des capitaux propres, les taux
20 des obligations gouvernementales canadiennes de long terme continuent d'être à la hausse
21 depuis mars 2022. En effet, la moyenne de ces taux en avril 2013 était de 2,37 %, alors que
22 celle-ci s'est établie à 3,35 % pour le mois d'avril 2024 (par rapport à 2,94 % pour le mois
23 d'avril 2023).

24 Il est à noter que HQTD sont soumis aux mêmes conditions économiques et financières
25 qu'Énergir. De fait, Énergir, Gazifière et Intragaz ont déposé une demande conjointe relative
26 à la fixation de taux de rendement et de structures de capital. Dans la décision D-2022-119²²,
27 la Régie a reconduit le taux de rendement des capitaux propres de 8,90 % pour l'année
28 tarifaire 2023 du distributeur gazier Énergir.

29 La situation est similaire pour Gazifière dans la décision D-2022-119²³, où un taux de
30 rendement des capitaux propres de 9,05 % a été décidé pour l'année tarifaire 2023. Ce taux
31 représente une baisse de cinq points de base sur le taux de rendement précédemment utilisé.

²⁰ Le taux CORRA est utilisé à la place du taux de référence financier au Canada servant à établir le taux d'intérêt des acceptations bancaires (Canadian Dollar Offered Rate (« CDOR »)) puisque ce dernier cesse d'être publié.

[Méthode de calcul du taux des opérations de pension à un jour \(CORRA\) - Banque du Canada](#)

²¹ [D-2014-034](#) (R-3842-2013), paragraphe 243.

²² [D-2022-119](#) (R-4156-2021), paragraphe 19.

²³ *Ibid.*, paragraphe 21.

1 Par ailleurs, le taux de rendement moyen des capitaux propres d’entreprises réglementées du
 2 secteur énergétique canadien est de l’ordre de 9,22 % pour 2024, comme indiqué au
 3 tableau C-1 de l’Annexe C, soit 102 points de base de plus que celui d’HQTD.

2.3. Coût moyen pondéré du capital

4 HQTD proposent le maintien pour l’année 2025 de leur structure du capital respective, soit
 5 30 % de capitaux propres et 70 % de dette pour le Transporteur, et 35 % de capitaux propres
 6 et 65 % de dette pour le Distributeur.

Tableau 4
Calcul du coût moyen pondéré du capital

	2025	
	Année témoin	
	Transporteur	Distributeur
Taux pondéré de la dette	3,463%	3,216%
Coût moyen de la dette	4,947%	4,947%
Structure de capital autorisée	70%	65%
Taux pondéré des capitaux propres	2,460%	2,870%
Taux de rendement des capitaux propres	8,200%	8,200%
Structure de capital autorisée	30%	35%
Taux de rendement de la base de tarification	5,923%	6,086%

2.4. Coût du capital prospectif

2.4.1. Modifications proposées

Période de prévision

7 Le coût du capital prospectif était basé précédemment sur l’anticipation du coût de financement
 8 d’Hydro-Québec au cours de l’année visée. Comme ce taux sert principalement à effectuer
 9 des analyses économiques de projets d’investissement et des programmes pour lesquels
 10 les déboursés s’étalent sur plusieurs années, une modification à la période de projection
 11 est proposée.

12 En effet, les projets d’investissements pour lesquels une analyse économique est applicable
 13 impliquent des déboursés sur une période d’environ cinq ans, en moyenne. Comme le
 14 financement lié à ces projets s’étale sur la même durée que les déboursés, Hydro-Québec
 15 propose d’ajuster la méthode de calcul du coût d’emprunt prospectif afin d’utiliser une
 16 moyenne des coûts d’emprunts attendus pendant les cinq prochaines années. L’approche
 17 pour projeter les taux demeure la même qu’auparavant mais utilise des hypothèses de taux à
 18 plus long terme.

1 Pour le coût d'emprunt fixe à long terme, l'approche demeure inchangée : les taux sont basés
2 sur les projections des taux Canada 10 ans publiées dans les Consensus Forecast. Toutefois,
3 pour avoir une projection suffisamment longue, il est nécessaire d'utiliser le Consensus
4 Forecast d'avril, puis celui d'octobre pour la mise à jour à déposer en décembre. Les
5 Consensus Forecast de mai et novembre, utilisés précédemment, ne contiennent que des
6 projections à court terme.

7 Pour le coût d'emprunt variable, Consensus Forecast ne publie pas de projections de taux
8 court terme CORRA²⁴ allant suffisamment loin, même dans ses publications d'avril et octobre.
9 L'approche utilisée est d'extraire les projections de marché en se basant sur la courbe de taux
10 *spots* fournie par Bloomberg pour le taux CORRA à la même date qu'est publié le Consensus
11 Forecast utilisé pour le taux fixe long terme. Ces taux *spots* sont convertis en taux *forward* en
12 combinant l'approche de *bootstrapping* et des interpolations linéaires, soit des méthodes
13 standard en finance et utilisées par Hydro-Québec pour établir le prix de certains de ses
14 produits dérivés pour fins de comptabilisation.

15 Les taux d'emprunt fixes et variables sont calculés pour chacune des cinq prochaines années
16 en utilisant les mêmes ajustements qu'antérieurement. Une moyenne de ces cinq années est
17 ensuite établie et utilisée pour le calcul du coût d'emprunt prospectif.

18 La méthode de calcul proposée s'applique au calcul du coût du capital prospectif à la
19 section 2.4.2. À titre informatif, HQTd présentent aussi le coût du capital prospectif selon la
20 méthode actuelle reconnue par la Régie.

21 La modification proposée à la méthode de calcul du coût du capital prospectif implique
22 l'utilisation de données du Consensus Forecast différentes pour le coût du capital prospectif
23 et le coût moyen de la dette intégrée. En effet, pour le coût du capital prospectif selon la
24 méthode proposée, les données utilisées sont disponibles en avril et en octobre. Pour le coût
25 de la dette, les données utilisées sont publiées en mai et en novembre.

HTQD demandent à la Régie de reconnaître les modifications à la méthode de calcul du coût du capital prospectif proposées à la section 2.4.1.

²⁴ Pour le taux de la portion « Dette variable \$CA » du coût du capital prospectif, le taux CORRA est utilisé à la place du taux CDOR car ce dernier n'est plus publié.

2.4.2. Proposition du coût du capital prospectif

Tableau 5
Coût du capital prospectif

	2025 Année témoin			
	Méthode actuelle ³		Méthode proposée ⁴	
	Transporteur	Distributeur	Transporteur	Distributeur
Structure de capital				
Capitaux empruntés	70%	65%	70%	65%
Capitaux propres	30%	35%	30%	35%
Structure des capitaux empruntés¹				
Dette fixe \$CA 30 ans	80%	80%	80%	80%
Dette variable \$CA	20%	20%	20%	20%
Taux moyens à long terme				
Obligations Hydro-Québec 30 ans en \$CA	3,942%	3,942%	3,968%	3,968%
Taux moyens à court terme				
Taux des opérations de pension à un jour ²	3,732%	3,732%	3,669%	3,669%
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition				
Financement à taux de long terme	3,154%	3,154%	3,175%	3,175%
Financement à taux de court terme	0,746%	0,746%	0,734%	0,734%
Frais de garantie	0,500%	0,500%	0,500%	0,500%
Frais d'émission	0,060%	0,060%	0,060%	0,060%
Total	4,460%	4,460%	4,468%	4,468%
Taux de rendement sur les capitaux propres	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%
Coût du capital prospectif	5,582%	5,769%	5,588%	5,774%
Capitaux empruntés	3,122%	2,899%	3,128%	2,904%
Capitaux propres	2,460%	2,870%	2,460%	2,870%

¹ La composition de la structure des capitaux empruntés correspond à la cible à long terme pour la part variable de la dette étant donné que le coût du capital prospectif est principalement utilisé aux fins d'évaluation de choix d'investissement à long terme.

² Le taux de financement à taux variable d'Hydro-Québec inclut un écart de crédit qui s'ajoute au taux des opérations de pension à un jour. Cet écart, calculé sur une moyenne mobile 1 an, est établi lors du dépôt du dossier tarifaire en date de avril à 0,26%.

³ Le coût du capital prospectif de l'année 2025 - Méthode actuelle est basé sur les données du Consensus forecast de mai 2024.

⁴ Le coût du capital prospectif de l'année 2025 - Méthode proposée est basé sur une moyenne des cinq prochaines années des données du Consensus forecast d'avril 2024.

HQTD demandent à la Régie pour l'année 2025 :

- de maintenir leur structure du capital respective composée à 30 % de capitaux propres et 70 % de dette (Transporteur) et à 35 % de capitaux propres et 65 % de dette (Distributeur) ;
- d'autoriser le coût moyen de la dette de 4,947 % ;
- d'autoriser le taux de rendement des capitaux propres de 8,200 % ;
- d'autoriser le coût moyen pondéré du capital de 5,923 % pour le Transporteur et de 6,086 % pour le Distributeur ;
- d'établir le coût moyen pondéré du capital prospectif à 5,588 % pour le Transporteur et de 5,774 % pour le Distributeur.

2.5. Demandes spécifiques au Transporteur

2.5.1. Taux de rendement des capitaux propres

1 Pour le taux de rendement des capitaux propres, le Transporteur demande de reconduire pour
 2 l'année 2024 le taux de 8,2 % fixé par la Régie dans la décision D-2014-034²⁵ et a été
 3 reconduit à chacune des demandes tarifaires qui ont suivi.

2.5.2. Coût moyen pondéré du capital

4 Le Transporteur propose le maintien pour l'année 2024 de la structure du capital composée à
 5 30 % de capitaux propres et 70 % de dette.

**Tableau 6
 Calcul du coût moyen pondéré du capital pour 2024**

	2024 Année de base
Taux pondéré de la dette	3,554%
Coût moyen de la dette	5,077%
Structure de capital autorisée	70%
Taux pondéré des capitaux propres	2,460%
Taux de rendement des capitaux propres	8,200%
Structure de capital autorisée	30%
Taux de rendement de la base de tarification	6,014%

²⁵ [D-2014-034](#) (R-3842-2013), paragraphe 243.

2.5.3. Taux appliqués aux comptes d'écart et de reports

1 Les taux d'intérêt moyens des obligations d'Hydro-Québec du mois d'avril 2024 utilisés
2 pour rémunérer les soldes des comptes d'écart et de reports (CER) pour 2024, incluant les
3 frais de garantie et d'émission, sont :

- 4 • obligations trois ans : 4,714 % (taux applicable aux CER de trois ans et moins) ;
- 5 • obligations cinq ans : 4,600 % (taux applicable aux CER de plus de trois ans).

6 Ces taux se retrouvent dans le fichier *Excel* à l'Annexe F présentant les données historiques
7 mensuelles et quotidiennes, tirées de Bloomberg, des taux d'intérêt des obligations trois ans
8 et cinq ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens, couvrant la période du 31 décembre 2009
9 au 30 avril 2024.

Le Transporteur demande à la Régie pour l'année 2024 :

- de maintenir sa structure du capital composée à 30 % de capitaux propres et 70 % de dette ;
- d'autoriser le coût moyen pondéré du capital de 6,014 %.

Annexe A – Prévion des variables économiques

Tableau A-1
Principaux paramètres économiques

	2023 Année historique ¹	2024 Année de base ²	2025 Année témoin ²	2025-2029 Moyenne 5 ans ³
Taux des opérations de pension à un jour (CORRA)	4,785%	4,658%	3,472%	3,409%
Bons du Trésor canadiens -3 mois	4,773%	4,615%	3,468%	N/A ⁴
Bons du Trésor américains -3 mois	5,088%	5,102%	4,319%	N/A ⁴
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	4,070%	4,087%	3,861%	N/A ⁴
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,837%	3,914%	3,656%	N/A ⁴
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	3,355%	3,497%	3,191%	3,196%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	4,168%	4,262%	3,942%	3,968%

1. Les données historiques sont tirées de Bloomberg

2. Les prévisions sont établies à partir du Consensus Forecasts, Consensus Economics Inc, Mai 2024. L'année témoin 2025 est utilisée pour le coût de la dette (section 2.1)

3. Les prévisions pour les taux 10 ans et 30 ans sont établies à partir du Consensus Forecasts, Consensus Economics Inc, Avril 2024. Les prévisions pour les taux CORRA sont basées sur la courbe à terme tirée de Bloomberg en date du 8 avril 2024. La moyenne 5 ans est utilisée dans la méthode proposée du coût du capital prospectif (section 2.4.1).

4. Consensus forecast ne fournit pas de prévision 5 ans pour ces actifs.

Annexe B – Description du programme d'emprunts 2024

1 Le programme d'emprunts découle essentiellement des besoins de fonds d'Hydro-Québec,
2 établis à partir des éléments suivants du cadre financier de l'entreprise :

- 3 1 les fonds provenant de l'exploitation ;
- 4 2 les investissements requis ;
- 5 3 les remboursements de dette à l'échéance ;
- 6 4 les rachats anticipés (émissions rappelables au gré de l'émetteur) ;
- 7 5 la variation des liquidités.

8 Sur cette base, Hydro-Québec prévoit emprunter des montants de 5,0 G\$ en 2024.
9 Elle n'anticipe aucun rachat d'emprunts au cours de cette même période.

10 En matière de composition du financement, Hydro-Québec s'est fixée traditionnellement une
11 cible à long terme de 20 % pour la part du financement réalisé à taux d'intérêt variable.
12 Elle peut toutefois décider de s'éloigner de cette cible, selon le contexte des marchés.

13 Le contexte des marchés obligataires favorise l'accès d'Hydro-Québec à des financements à
14 long terme à des taux demeurant avantageux par rapport aux taux historiques. La protection
15 que procure le financement à long terme à taux fixe réduit le risque de refinancement ou de
16 fixation des taux. Ainsi, le financement à long terme à taux fixe a permis notamment d'éviter
17 une trop grande concentration d'échéances de dettes à moyen terme. En 2023, la part de la
18 dette totale d'Hydro-Québec (dette et swaps) à taux d'intérêt variable s'est située à 3,8 % sur
19 la base d'une moyenne de 13 mois. Pour l'année 2024, Hydro-Québec ne prévoit que des
20 émissions d'obligations à taux fixe, dont 3,0 G\$ de plus de 30 ans et 2,0 G\$ d'émissions à
21 moyen terme. Avec ces hypothèses, la part de la dette à taux variable devrait être de l'ordre
22 de 3,4 % en moyenne pour 2024, compte tenu de la composition des dettes et swaps venant
23 à échéance au cours de la période 2023 à 2024. Cette proportion pourrait toutefois fluctuer
24 selon les conditions de marché.

25 Étant donné que les conditions de marché peuvent fluctuer rapidement, il est recommandé de
26 maintenir la proportion cible à long terme de 20 % pour la part du financement variable dans
27 l'établissement du coût d'emprunt prospectif.

Annexe C – Taux de rendement des capitaux propres canadiens

- 1 Le taux de rendement moyen des capitaux propres d'entreprises réglementées du secteur
- 2 énergétique canadien, de l'ordre de 9,22 % pour 2022-2023, est supérieur de 102 points de
- 3 base à celui du Distributeur et du Transporteur, comme indiqué au tableau suivant.

Tableau C-1
Taux de rendement moyen des capitaux propres au Canada

Organisme de réglementation / Entreprise	Date	Décision	Année tarifaire	TRCP
Alberta Utilities Commission¹	20-nov-23	Decision 28585-D01-2023	2024	9,28%
British Columbia Utilities Commission² FortisBC Energy Inc.	05-sept-23	Order G-236-23	2023+	9,65%
Ontario Energy Board³ Hydro One Networks (T&D)	31-oct-23	Lettre OEB	2024	9,21%
Régie de l'énergie du Québec Hydro-Québec - Transporteur	22-avr-22	Décision D-2022-053	2021-22	8,20%
Hydro-Québec - Distributeur	05-mars-19	Décision D-2019-027	2019-20	8,20%
Énergir	26-oct-22	Décision D-2022-119	2023	8,90%
Gazifère	26-oct-22	Décision D-2022-119	2023	9,05%
Moyenne du groupe (excluant les entités HQ)				9,22%
Écart de la moyenne des entités HQ par rapport à la moyenne du groupe				-1,02%

Notes

1. Applicable aux compagnies suivantes : AltaGas, AltaLink, ATCO Electric (Distribution), ATCO Electric (Transport), ATCO Gas, ATCO Pipelines, ENMAX (Distribution), ENMAX (Transport), EPCOR (Distribution), EPCOR (Transport), FortisAlberta, City of Lethbridge, City of Red Deer et TransAlta.

2. Dans sa décision G-129-16 sur le GCOC de 2016, la BCUC a décidé que le TRCP du distributeur gazier FortisBC Energy Inc (FEI amalgamé) continuerait à servir de balise de référence pour tout autre compagnie de service public de la Colombie-Britannique utilisant préalablement celle-ci pour fixer leurs tarifs et ce, jusqu'à ce qu'elle en décide autrement. Cette balise ne s'applique toutefois pas à l'entreprise publique d'électricité BC Hydro, en raison des exigences de l'ordonnance OIC-590 (juillet 2016) de la province qui établit que les tarifs de celle-ci sont déterminés sur la base d'un TRCP lui permettant de dégager, au profit de la province pour chacune des années 2017 à 2019, un bénéfice cible annuel exprimé en dollars.

3. Depuis novembre 2013, l'OEB ne publie la lettre de mise à jour des paramètres financiers de sa formule d'ajustement automatique pour le taux de rendement des capitaux propres de ses assujettis qu'une fois par année, à l'automne en prévision du 1er janvier de l'année tarifaire suivante.

Annexe D – Notations de crédit d’Hydro-Québec

- 1 Un paramètre déterminant du coût de la dette d’une entreprise est sa qualité de crédit, telle que
2 perçue par les investisseurs. Selon la qualité de crédit de l’émetteur, les investisseurs
3 demanderont plus ou moins de rendement en fonction du risque de crédit perçu. Les agences
4 de notation reconnues utilisent un mode de classification qui permet d’ordonner la qualité
5 de crédit des émetteurs.
- 6 Hydro-Québec ne détient pas de notation de crédit reflétant spécifiquement sa situation
7 d’affaires et financière. Ses notations de crédit reflètent plutôt celles du garant et unique
8 actionnaire, soit le gouvernement du Québec.
- 9 La dette à long terme d’Hydro-Québec est actuellement évaluée par quatre agences
10 de notation, comme indiqué au tableau suivant.

Tableau D-1
Composition des notations de crédit actuelles d’Hydro-Québec

Moody's ¹	S&P ²	Fitch ³	DBRS ⁴
Aa2	AA-	AA-	AA (bas)

¹ Moody's Investors Service (« Moody's »).

² S&P Global Ratings (« S&P »).

³ Fitch Ratings (« Fitch »).

⁴ DBRS Morningstar (« DBRS »).

- 11 Ces notations correspondent à une très bonne qualité de crédit de niveau investissement
12 (Investment grade).

Annexe E – Ajustements liés aux frais reportés

Tableau E-1
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002 (\$)

Libellé	Devise	Notionnel	Année	Mois	Renversement à l'échéance ou rachat anticipé	Solde de la perte de change non amortie
Solde au 31 décembre 2022						392 646 694,66
H.Q. GL PERPETUEL	USD	(740 000,00)	2023	8	156 806,00	
				Total 8	156 806,00	392 489 888,66
H.Q. HH RENEGOCIE CQ	USD	(500 000 000,00)	2029	12	131 046 784,97	
				Total 12	131 046 784,97	261 443 103,69
H.Q. HK	USD	(500 000 000,00)	2030	4	14 754 817,47	
				Total 4	14 754 817,47	246 688 286,22
H.Q. HQ	USD	(500 000 000,00)	2030	11	204 293 453,22	
				Total 11	204 293 453,22	
H.Q. GL PERPETUEL	USD	(200 070 000,00)	Perp.			42 394 833,00

Tableau E-2
Solde des radiations liées aux normes comptables de 2007 (M\$)

	Montant radié	Solde (moyenne 13 mois)		
	1er janvier 2007	2023	2024	2025
Application de la méthode d'amortissement au taux effectif (Tableau E-3)	-11,0	-1,9	-1,4	-0,8
Abolition règle transitoire NOC-13 (Tableau E-4)	-123,8	-12,2	-12,1	-12,1
	-134,8	-14,1	-13,5	-12,9

Tableau E-3
Solde des radiations liées aux normes comptables de 2007 –
Application de la méthode d’amortissement au taux effectif (\$)

Année	Renversement à échéance	Solde (moyenne 13 mois)
2007	(550 000)	(10 703 846)
2008	(550 000)	(10 153 846)
2009	(550 000)	(9 603 846)
2010	(550 000)	(9 053 846)
2011	(550 000)	(8 503 846)
2012	(550 000)	(7 953 846)
2013	(550 000)	(7 403 846)
2014	(550 000)	(6 853 846)
2015	(550 000)	(6 303 846)
2016	(550 000)	(5 753 846)
2017	(550 000)	(5 203 846)
2018	(550 000)	(4 653 846)
2019	(550 000)	(4 103 846)
2020	(550 000)	(3 553 846)
2021	(550 000)	(3 003 846)
2022	(550 000)	(2 453 846)
2023	(550 000)	(1 903 846)
2024	(550 000)	(1 353 846)
2025	(550 000)	(803 846)
2026	(550 000)	(253 846)
Total	(11 000 000)	

Tableau E-4
Abolition de la règle transitoire NOC-13
Solde des radiations liées à la norme comptable de 2007
– Éléments liés au change et autres (\$)

Dettes couvertes	Date d'échéance	Renversement à l'échéance	Solde (moyenne 13 mois)		
			2023	2024	2025
MT 402	13-02-07	(2 466 447)			
MT 403	20-02-07	(2 412 136)			
MT 410	15-10-07	6 552 333			
MT 408	13-03-08	(44 845 118)			
MT 414	20-10-09	(1 588 728)			
MT 406	05-03-12	(3 942 303)			
HI	08-03-15	(61 194 943)			
MT 407	17-03-17	(1 760 066)			
GL perpétuelle		(17 565 349)	(12 171 879)	(12 144 237,23)	(12 144 237)
GL rachats partiels 2011 à 2023		5 421 112			
Total		(123 801 646)	(12 171 879)	(12 144 237)	(12 144 237)

Tableau E-5
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs (\$)

Libellé	Date d'échéance	Renversement à l'échéance	Solde
Solde au 31 décembre 2022			(96 722 385)
GL perpétuel	2023-08-14	(69 181)	(96 653 204)
IO	2024-07-07	(53 351 371)	(43 301 833)
MT #374	2024-11-18	(2 722 500)	(40 579 333)
MT #377	2025-03-28	(4 031 365)	(36 547 968)
MT #393	2026-01-03	(11 460 000)	(25 087 968)
GF	2026-03-01	24 067 538	(49 155 506)
GH	2026-04-15	44 096 054	(93 251 560)
GQ	2027-01-15	(19 506 823)	(73 744 737)
MT #275	2027-04-30	560 381	(74 305 118)
MT #413	2028-07-13	3 654 455	(77 959 574)
HE	2029-06-15	34 534 600	(112 494 174)
HH	2029-12-01	(35 167 523)	(77 326 651)
HK	2030-04-15	75 630 364	(152 957 015)
HQ	2030-11-15	(134 252 908)	(18 704 107)
GL perpétuel		(18 704 107)	(0)

**Annexe F – Politique financière – Données historiques de Bloomberg
(Document déposé en format électronique)**

Annexe G – Suivi de décisions

1. Durée de vie moyenne pondérée des immobilisations

1.1. Contexte

1 Dans sa décision D-2020-055²⁶, la Régie demandait au Distributeur de déposer dans le cadre
2 du dossier tarifaire 2025-2026 le suivi demandé au paragraphe 82 de la décision D-2017-022²⁷
3 portant sur le test de durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations.
4 Dans sa décision D-2017-021²⁸, la Régie demandait au Transporteur de déposer le même
5 suivi dans le cadre de son prochain dossier tarifaire.

1.2. Exigence de l'article 24(3) de la Loi sur Hydro-Québec (« LHQ »)

6 Dans sa décision D-2015-189²⁹, la Régie spécifiait qu'aux fins d'établissement des tarifs, elle
7 doit respecter l'exigence de l'article 24(3) de la LHQ. Cette exigence précise qu'Hydro-Québec
8 doit maintenir ses tarifs d'énergie à un niveau suffisant pour défrayer l'amortissement de ses
9 immobilisations sur une période maximale de 50 ans.

10 Afin d'assurer le respect de cette exigence, la Régie avait également demandé au Distributeur
11 et au Transporteur de déposer lors de leurs dossiers tarifaires respectifs, les résultats du test
12 de la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble de leurs immobilisations et une simulation
13 des mises en service prévues sur un horizon de 10 ans³⁰.

14 Étant donné la difficulté à simuler avec précision les mises en service prévues sur un horizon
15 de 10 ans dans le contexte de la mise en place du Plan d'action 2035, HQTd présentent aux
16 tableaux suivants la durée de vie moyenne pondérée des actifs corporels et incorporels des
17 activités de transport et de distribution, projetée sur un horizon de 5 ans.

²⁶ [D-2020-055](#) (R-4100-2019), paragraphe 82.

²⁷ [D-2017-022](#) (R-3980-2016), paragraphe 82.

²⁸ [D-2017-021](#) (R-3981-2016), paragraphe 167.

²⁹ [D-2015-189](#) (R-3927-2015), paragraphe 107.

³⁰ Dans ses décisions D-2017-022 [80] et D-2017-021 [166], la Régie avait accepté les demandes du Distributeur et du Transporteur respectivement, de reporter le dépôt d'une proposition de mécanisme réglementaire pour limiter l'amortissement à 50 ans, au moment où la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations atteindra un seuil se rapprochant de 50 ans.

Tableau G-1
Durée de vie moyenne pondérée des immobilisations en transport (ans)

Catégories d'immobilisations	2025		2026		2027		2028		2029	
	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération
Immobilisation corporelles	46		45		44		43		43	
Postes	35	59,6%	34	59,3%	34	60,5%	33	60,8%	33	61,5%
Lignes	72	33,3%	70	33,6%	69	32,5%	68	31,9%	67	31,2%
Télécommunications	20	4,3%	20	4,3%	19	4,5%	18	4,7%	18	4,7%
Bâtiments administratifs	34	0,5%	34	0,5%	34	0,4%	34	0,4%	34	0,4%
Autres actifs	12	0,8%	11	0,9%	11	0,9%	11	0,9%	11	0,9%
Actifs incorporels	9		9		9		9		9	
Logiciels et licences	9	1,4%	9	1,3%	9	1,3%	9	1,3%	9	1,3%
Total	46	100%	45	100%	44	100%	43	100%	43	100%

Tableau G-2
Durée de vie moyenne pondérée des immobilisations en distribution (ans)

Catégories d'immobilisations	2025		2026		2027		2028		2029	
	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération	Durée de vie pondérée	Facteur de pondération
Immobilisation corporelles	45		45		45		44		44	
Actifs de soutien	14	1,2%	14	1,2%	14	1,1%	14	1,1%	14	1,0%
Autres actifs de réseaux	16	0,4%	15	0,5%	14	0,7%	14	0,8%	14	1,0%
Équipement de mesurage	17	5,5%	17	5,4%	17	5,2%	16	5,3%	16	5,4%
Lignes aériennes	52	57,7%	52	57,8%	51	57,2%	51	57,5%	51	57,8%
Lignes souterraines	41	23,4%	41	23,3%	41	23,2%	41	23,5%	41	23,8%
Poste de distribution	33	0,1%	33	0,1%	14	0,8%	14	0,7%	14	0,7%
Réseaux autonomes	35	7,5%	34	7,6%	33	7,9%	32	7,3%	31	6,7%
Actifs incorporels	9		9		9		9		9	
Logiciels et licences	9	4,1%	9	4,1%	9	3,9%	9	3,7%	9	3,6%
Total	44	100%	44	100%	43	100%	43	100%	43	100%

2. Encaisse réglementaire

2.1. Contexte

1 Dans sa décision D-2024-024³¹, la Régie demandait au Transporteur et au Distributeur de
2 présenter, lors de leur prochain dossier tarifaire respectif, un suivi des impacts de la nouvelle
3 méthodologie de calcul de l'encaisse réglementaire sur leurs revenus requis, de même que
4 sur le rendement des actifs utilisés par les activités de soutien.

2.2. Impacts de la nouvelle méthodologie sur les revenus requis

5 Pour démontrer les impacts de la nouvelle méthodologie, HQT D doivent être en mesure de
6 comparer les résultats des calculs de l'encaisse réglementaire et du rendement sur les actifs
7 utilisés par les activités de soutien de l'ancienne méthode à la nouvelle méthode. L'ancienne
8 méthode de calcul était applicable sur les rubriques comptables disponibles par secteurs
9 d'activités selon l'ancienne structure verticale qui existait avant l'évolution organisationnelle
10 « Une Hydro ». Or, comme expliqué dans le cadre du dossier portant sur les modifications
11 relatives à la méthode de cheminement des coûts pour l'établissement des charges

³¹ [D-2024-024](#) (R-4235-2023), paragraphe 86.

1 d'exploitation³², par suite de l'évolution organisationnelle « Une Hydro », la dernière référence
 2 disponible selon l'ancienne structure par secteurs d'activités est le Plan d'affaires 2022. Ainsi,
 3 HQTD ne sont pas en mesure de fournir un suivi des impacts de la nouvelle méthode de calcul
 4 de l'encaisse réglementaire et du rendement des fournisseurs pour les années ciblées par le
 5 présent dossier tarifaire.

3. Codes de conduite

3.1. Contexte

6 Dans sa décision D-2024-024³³, la Régie invitait Hydro-Québec à donner suite à son intention
 7 évoquée dans le cadre du dossier R-4162-2021 du Transporteur, de reformuler des articles de
 8 son code de conduite ayant trait aux informations financières.

3.2. Articles visant les informations financières

9 Les changements organisationnels vers « Une Hydro » n'ont pas exigé de reformulation des
 10 articles des codes de conduite (Transporteur et Distributeur) ayant trait aux informations
 11 financières. Le Transporteur précise qu'il ne déposera pas de demande pour transférer les
 12 articles financiers du Code de conduite du Transporteur vers les Normes de conduite de
 13 transport.

4. Autres suivis de la décision D-2024-024

Demandes de la Régie	Suivi / Renvois
[127] La Régie accueille partiellement la demande d'HQTD quant à la méthode de répartition des coûts du produit Télécommunications de réseau d'énergie. Elle demande à HQTD, pour le sous-ensemble des sites desservis par le réseau de télécommunication qui sont dédiés exclusivement à des activités de transport, distribution ou autres activités non réglementées comme la production, que l'attribution des coûts (en utilisant la clé de la capacité de la bande passante en Mbps) chemine directement vers la Vue électrique. Pour les autres sites, la Régie retient la méthode et la clé de répartition proposées par HQTD de faire cheminer les coûts de l'activité de soutien Télécommunications de réseau d'énergie vers les activités de la chaîne de valeur.	HQTD-4, Document 1, Annexe F L'attribution directe à la Vue électrique a été effectuée conformément à la demande au paragraphe 127, tel que présenté au Tableau F-1.

³² R-4235-2023, HQTD-1, Document 1 révisée ([B-0021](#)), section 2, p.10.

³³ [D-2024-024](#) (R-4235-2023), paragraphe 257.

Demandes de la Régie	Suivi / Renvois
<p>[170] Pour l'activité Conception et évolution du système énergétique et infrastructure : la Régie est satisfaite de la clé de répartition Heures projet. Elle demande à HQTd, pour la description des clés de répartition qu'elle fournira lors des prochains examens des charges d'exploitation, de préciser le projet dont il est question.</p>	<p>HQTd-4, Document 1, section 2.2.4</p>
<p>[214] Pour la sous-activité Conformité et fiabilité : la Régie demande à HQTd, dans le cadre des prochains dossiers d'établissement des charges d'exploitation, de bien définir la clé de répartition et les données sources. Pour la présente sous-activité, il s'agit notamment de préciser que les données découlent de l'applicabilité de normes et exigences entre les secteurs.</p>	<p>HQTd-4, Document 1, section 2.1.3</p>
<p>[218] Pour la sous-activité Conduite du réseau, la Régie considère que la clé de répartition points BDD pondérés est appropriée à court terme. Elle s'attend à ce qu'HQTd améliore la pérennité de la clé de répartition au plus tard d'ici l'établissement des charges d'exploitation pour l'année tarifaire 2027.</p>	<p>HQTd-4, Document 1, section 2.1.3</p>
<p>[221] Pour la sous-activité Conduite du réseau : Bien qu'HQTd mentionne avoir validé la nécessité d'appliquer la pondération par ETC critiques avec leurs experts pour l'exploitation mobile, la Régie demande à HQTd de déposer des explications plus étoffées à cet égard, dans le cadre du prochain dossier d'établissement des charges d'exploitation.</p>	<p>HQTd-4, Document 1, section 2.1.3</p>
<p>[223] Pour la sous-activité Conduite du réseau : la Régie demande à HQTd, dans le cadre des prochains dossiers d'examen des charges d'exploitation, de fournir l'équivalent du tableau R-4.1 de la pièce B-0046 et du tableau R-4.1.1 de la pièce B-0046.</p>	<p>HQTd-4, Document 1, section 2.1.3 et Annexe D, tableaux D-2 et D-3</p>
<p>[230] En ce qui a trait à la présentation de l'information relative aux coûts de maintenance directe aux dossiers tarifaires et aux rapports annuels du Transporteur, la Régie ne juge pas opportun de statuer à cet égard au présent dossier et elle demande au Transporteur de présenter ce point lors de son prochain dossier tarifaire.</p>	<p>HQTd-4, Document 1, Annexe B</p>
<p>[239] La Régie demande à HQTd de déposer, au minimum dans le cadre du prochain dossier établissant les charges d'exploitation, les informations suivantes :</p> <p>Pour les activités de soutien :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'équivalent du tableau R-1.3 de la pièce B-0046; • L'équivalent du tableau R-1.6 de la pièce B-0042; • L'équivalent du tableau R-12.1 de la pièce B-0024. 	<p>Voir pièce HQTd-4, Document 1, Annexes C, D, E, F, G et H</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tableaux F-1, F-2 et F-3 • Tableaux G-1, G-2 et G-3 • Tableau F-4

Demandes de la Régie	Suivi / Renvois
<p>Pour les activités de la chaîne de valeur :</p> <ul style="list-style-type: none">• L'équivalent du tableau 7 de la pièce B-0021;• L'équivalent du tableau R-1.1 de la pièce B-0014.<ul style="list-style-type: none">○ Si une sous-activité est répartie avec plus d'une clé de répartition, indiquer les montants associés à chaque clé de répartition• Fournir les données de base (volumétrie) de chacune des clés de répartition avec une description de la clé qui permet de comprendre le calcul effectué.	<ul style="list-style-type: none">• Tableau C-1• Tableau D-1 • Tableaux E-1, H-1, H-2 et H-3