

**PROPOSITION DE FORMULE
DE VARIATION DES COÛTS**

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET DES ACRONYMES	3
INTRODUCTION.....	4
1 MISE EN CONTEXTE	6
5 COÛT DE SERVICE.....	8
5.1 ÉVOLUTION DU COÛT DE SERVICE RÉEL	8
5.2 COMPOSANTES DU COÛT DE SERVICE.....	9
5.2.1 Dépenses d'exploitation	10
5.2.2 Coût du rendement et des impôts	12
5.2.3 Amortissement.....	18
5.2.4 Autres composantes du coût de service.....	22
5.2.5 Sommaire des constats sur le coût de service.....	24
6 DESCRIPTION DE LA PROPOSITION DE FVC	27
6.1 CHOIX DES INDICES	28
6.2 COÛT DE SERVICE DE BASE.....	29
6.2.1 OPEX.....	29
6.2.2 Rendement	32
6.2.3 Impôts	33
6.2.4 Amortissement.....	34
6.2.5 Impôts fonciers et autres	35
6.3 AJUSTEMENTS À LA MARGE.....	35
6.3.1 Composantes de la base de tarification	35
6.3.2 Autres composantes du revenu requis.....	36
7 SIMULATION 2027	37
8 BALISAGE	40
9 INFORMATIONS PRÉSENTÉES À LA CAUSE TARIFAIRES 2026-2027 POUR L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE DISTRIBUTION	41
10 ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE	42
CONCLUSION	44
Annexe 1 Rapport NERA	
Annexe 2 Informations complémentaires demandées par la Régie dans sa demande de renseignements n° 9	

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET DES ACRONYMES

ASF	avantages sociaux futurs
BT	base de tarification (basée sur la moyenne 13 soldes, solde d'ouverture au 1 ^{er} octobre et 12 soldes de fermetures mensuelles de l'année)
CAPEX	investissements en immobilisations et en actifs intangibles
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CFR	comptes de frais reportés
CMPC	coût moyen pondéré du capital
CS	coût de service
CT	cause tarifaire
EERH	enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures travaillées
Énergir	Énergir, s.e.c.
FVC	formule de variation des coûts
GES	gaz à effet de serre
GNT	gaz naturel traditionnel
GSR	gaz de source renouvelable
Gouvernement	Gouvernement du Québec
IPC	indice des prix à la consommation
LRÉ	<i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>
Loi 24	<i>Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (LQ 2025, chapitre 24)</i>
MELCCFP	ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
OPEX	dépenses d'exploitation
PC	programmes commerciaux
PGÉE	plan global en efficacité énergétique
PGIRE	plan de gestion intégrée des ressources énergétiques
PTPD	Passif au titre de prestations définies
Régie	Régie de l'énergie
TI	actifs intangibles – développements informatiques
TP/MAG	trop-perçu / manque à gagner

INTRODUCTION

1 Le 7 juin 2025, l'Assemblée nationale du Québec a adopté le projet de loi n° 69 (PL 69) – *Loi*
2 *assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses*
3 *dispositions législatives* (la Loi 24) à l'issue de plus d'un an d'étude détaillée. Cette Loi, qui vient
4 modifier plusieurs lois et règlements connexes liés à l'énergie, notamment la *Loi sur la Régie de*
5 *l'énergie* (la LRÉ), marque une étape importante dans la modernisation du cadre réglementaire
6 du secteur énergétique québécois.

7 Parmi les changements importants introduits, la Loi 24 prévoit la mise en place d'un cadre
8 pluriannuel pour les distributeurs de gaz naturel, visant la fixation des tarifs de distribution sur une
9 période couvrant trois années tarifaires en vertu de l'article 48.1 de la LRÉ. De plus, pour les
10 années suivant le dépôt d'une cause tarifaire en coût de service complet, dites *années*
11 *intermédiaires*, les tarifs de distribution peuvent être établis au moyen d'une formule de variation
12 des coûts (FVC), une approche visant à alléger le processus réglementaire.

13 Dans le cas présent, seule l'année tarifaire 2026-2027 est visée par la proposition de FVC. En
14 effet, le présent cycle couvre exceptionnellement deux années tarifaires, tel que le permet l'article
15 162 de la Loi 24. Il est donc composé de la présente Cause tarifaire 2025-2026 ainsi que de la
16 prochaine visant l'année 2026-2027.

17 Ainsi, le premier cycle couvrant trois années tarifaires est prévu débiter lors de la CT 2027-2028.
18 L'approche pluriannuelle permet d'alléger le processus réglementaire lié à la production de
19 dossiers tarifaires complets sur une base annuelle, qui peut devenir un exercice très exigeant et
20 qui représente un fardeau important pour l'ensemble des parties prenantes impliquées. De
21 surcroît, un des objectifs importants visés par un mode de réglementation allégé est de permettre
22 aux diverses ressources de se concentrer à mettre de l'avant des initiatives stratégiques
23 favorisant la transition énergétique.

24 C'est donc dans ce nouveau cadre réglementaire qu'Énergir dépose la présente demande visant
25 la détermination de la FVC applicable à l'année tarifaire 2026-2027 exclusivement. Comme
26 mentionné précédemment, elle constitue l'année intermédiaire du cycle de deux ans
27 présentement à l'étude et ainsi, la FVC proposée ne sera en vigueur que pour un an visant

1 uniquement la CT 2026-2027. Ainsi, l'année de départ du premier cycle de trois ans
2 (CT 2027-2028) englobera le dépôt du coût de service complet en distribution et d'une FVC
3 révisée pour les deux années intermédiaires subséquentes.

4 La présente proposition d'Énergir visant la détermination de la FVC s'articule autour d'une formule
5 simple et raisonnable et qui prend assise sur le mode de réglementation allégé d'Énergir des
6 dernières années, dont le traitement pluriannuel de certains intrants permettant la fixation des
7 tarifs de distribution. Bien que comportant un certain niveau de risque, la proposition de FVC a
8 l'avantage de n'être applicable que pour une période d'une année, étant donné qu'elle pourrait
9 être révisée et adaptée, le cas échéant, pour le premier cycle triennal de 2028-2030. En effet,
10 cette première année d'application de la FVC proposée constituera une période d'apprentissage
11 et d'observations, au cours de laquelle Énergir pourra tirer des constats quant à la performance,
12 la robustesse et la pertinence des paramètres retenus. Énergir pourra donc réviser et adapter la
13 FVC à l'issue de cette première année, afin de s'assurer qu'elle demeure conforme aux objectifs
14 de prévisibilité tarifaire, de saine gestion des coûts et d'efficience réglementaire, tout en
15 respectant les modalités de la Loi 24.

16 À cet égard, afin de soutenir la préparation de la prochaine CT 2026-2027 et de permettre
17 l'application de la FVC proposée, Énergir souhaite obtenir l'approbation de la Régie au plus tard
18 au début de mars 2026.

1 MISE EN CONTEXTE

1 Depuis plusieurs années, Énergir milite pour un allègement du processus réglementaire
2 considérant le fardeau et la lourdeur que représentent les causes tarifaires annuelles en coût de
3 service complet. Cette approche, bien qu'exhaustive, mobilise des ressources internes
4 importantes tant pour Énergir que pour la Régie et les divers intervenants et peut ralentir
5 l'avancement de dossiers stratégiques, notamment ceux liés à la transition énergétique et à la
6 refonte de la structure tarifaire en distribution¹. En plus de ces considérations, Énergir vise
7 également à assurer une saine gestion de ses coûts, et ce, tout en maintenant sa compétitivité
8 et des tarifs justes et raisonnables pour sa clientèle. Énergir est donc d'avis que le nouveau cadre
9 législatif instauré avec l'adoption de la Loi 24, instaurant des cycles triennaux en distribution,
10 offrira une réponse concrète à ces objectifs en réduisant l'incertitude liée à des délais et retards
11 potentiels dans le traitement réglementaire annuel des tarifs de distribution, tout en facilitant ses
12 décisions d'affaires sur un horizon à plus long terme.

13 Historiquement, les dossiers tarifaires d'Énergir (volet distribution) ont été traités principalement
14 selon trois approches réglementaires, soit : en coût de service complet, selon un mécanisme
15 incitatif ou en mode d'allègement réglementaire. Plus récemment, entre 2019-2020 et 2024-2025,
16 Énergir a évolué selon un mode réglementaire allégé reposant sur des principes tarifaires
17 reconnus tels que :

- 18 • une formule paramétrique pour les dépenses d'exploitation basée sur la croissance réelle
19 de la clientèle et un indice pondéré d'inflation;
- 20 • un mécanisme de découplage des revenus;
- 21 • un mode de partage des écarts de rendement ajusté au risque d'affaires d'Énergir.

22 Dans la continuité de cette approche, la présente proposition d'Énergir vise une FVC qui s'inspire
23 directement des modes d'allègement réglementaire antérieurs, notamment par l'intégration d'une
24 formule paramétrique pour les dépenses d'exploitation, une indexation des investissements selon
25 l'inflation mesurée à l'IPC, ainsi que d'autres ajustements à la marge. Cette proposition s'appuie
26 également sur la croissance des coûts passée d'Énergir et soutient l'établissement d'un revenu

¹ Dossier R-3867-2013.

1 requis juste et raisonnable, tout en permettant une saine gestion des coûts et un allègement du
2 processus réglementaire significatif pour les diverses parties prenantes. Par ailleurs, la FVC
3 proposée assure un juste équilibre entre une gestion rigoureuse des coûts et les budgets requis
4 pour maintenir et assurer la fiabilité des services rendus à la clientèle ainsi que la sécurité
5 d'approvisionnement, notamment grâce à un entretien optimal du réseau d'Énergir.

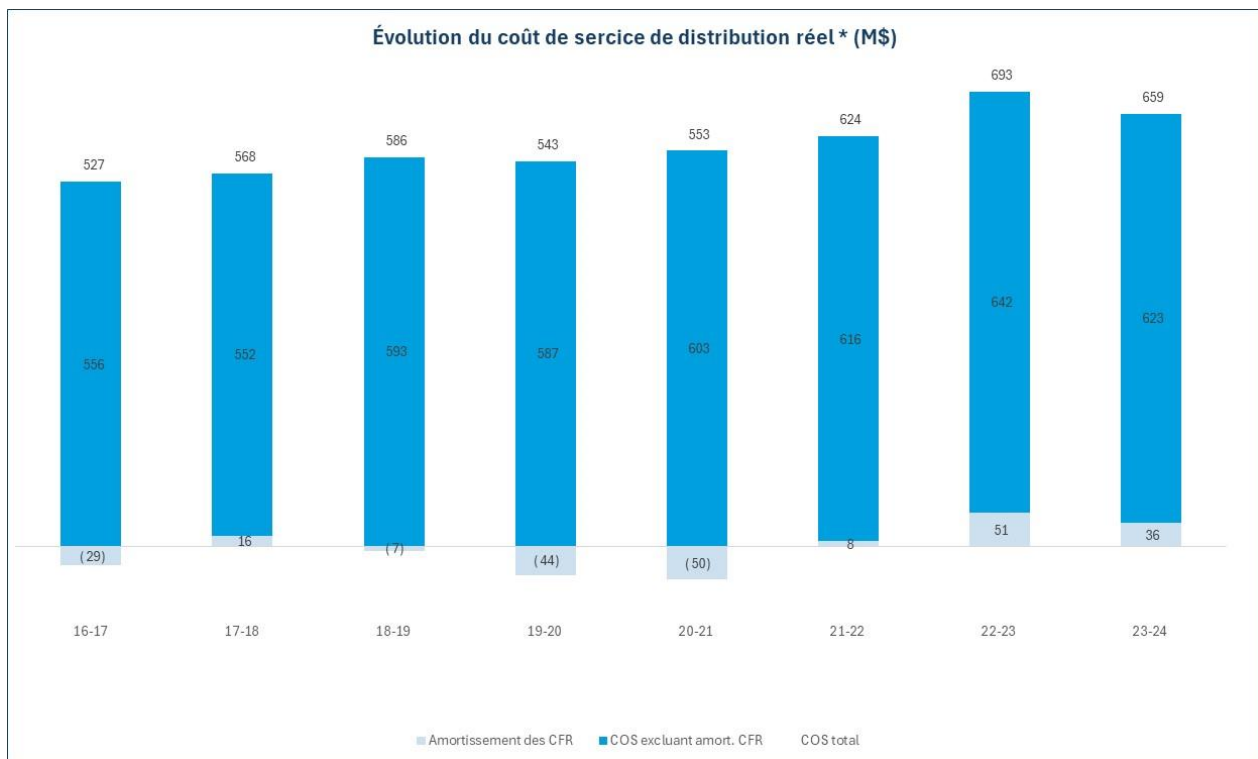
6 En soutien à la présente demande, la section suivante présente les principaux constats issus de
7 l'analyse de l'évolution des grandes composantes du coût de service et de la base de
8 tarification (BT). Cette analyse vise à établir les fondements économiques et tarifaires sur
9 lesquels reposent les paramètres de la proposition de la FVC. Par ailleurs, à des fins de clarté,
10 Énergir tient à distinguer la notion de formule paramétrique, qui cible spécifiquement les OPEX
11 et de celle de la FVC qui s'applique au coût de service dans sa globalité.

5 COÛT DE SERVICE

5.1 ÉVOLUTION DU COÛT DE SERVICE RÉEL

1 Dans le cadre des travaux ayant mené à la détermination de sa proposition de FVC, Énergir s'est
2 d'abord penchée sur l'évolution historique de son coût de service en distribution afin d'en dégager
3 certains constats et tendances. Le graphique suivant présente l'évolution du coût de service réel
4 pour les exercices 2016-2017 à 2023-2024 :

Graphique 1

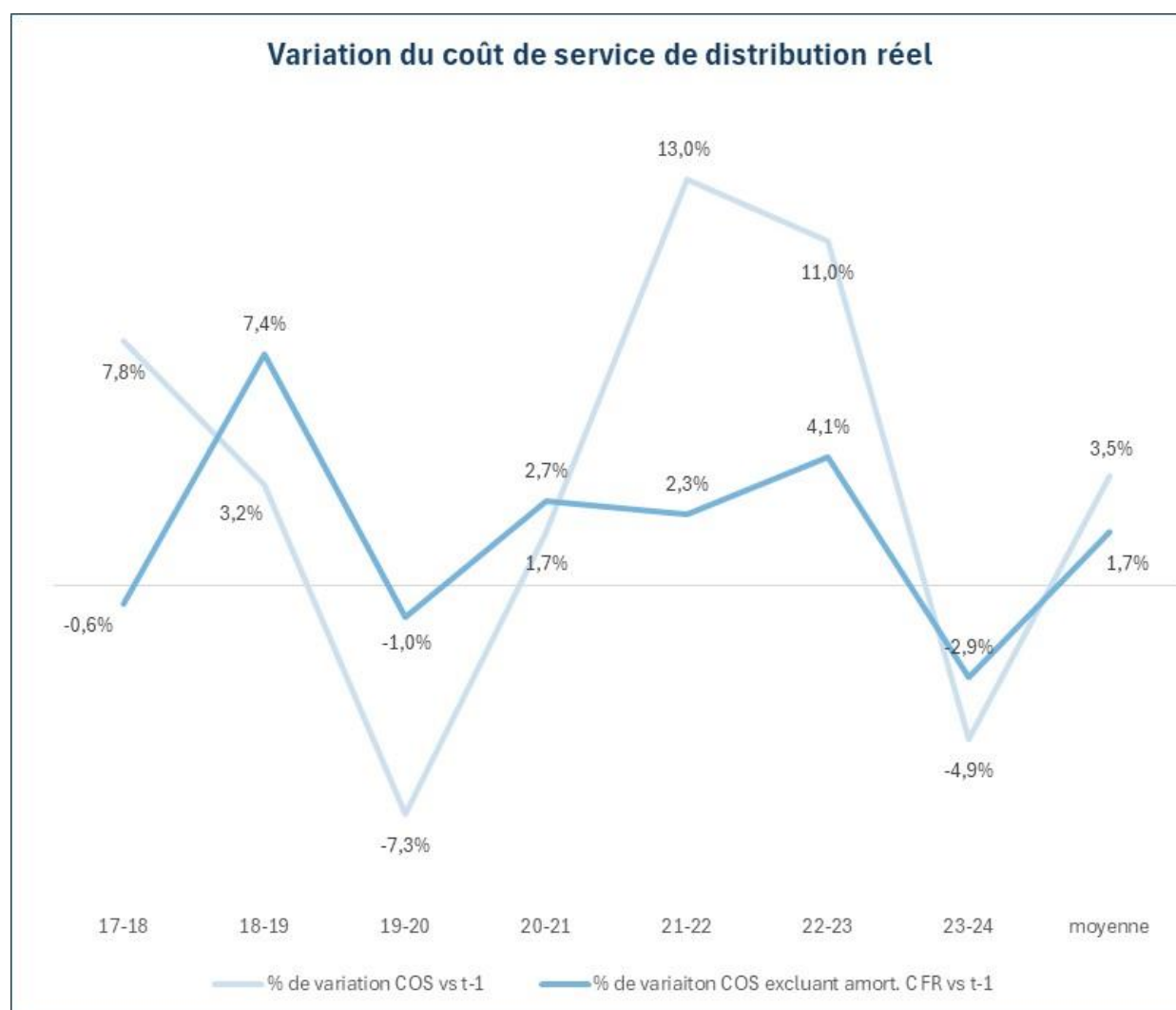


* Excluant la contrepartie du nivellement de l'impôt et la contribution GES.

5 L'évolution historique illustrée ci-dessus révèle que les variations du coût de service en
6 distribution, d'une année à l'autre, sont grandement influencées par l'amortissement des CFR.
7 En effet, cette composante du coût de service est sujette à de plus grandes fluctuations puisque
8 certaines années, le solde des CFR est à récupérer auprès des clients (amortissement positif),
9 alors que pour d'autres années, le solde est à remettre aux clients (amortissement négatif). Ainsi,
10 compte tenu de l'instabilité de cette composante du coût de service et de sa nature imprévisible,
11 il n'est pas possible d'en dégager une tendance pour en prévoir son évolution.

- 1 En revanche, lorsque l'amortissement des CFR est exclu, la variation annuelle du coût du service
 2 présente une plus grande stabilité avec une moyenne de 1,7 % de l'exercice 2017-2018 à
 3 2023-2024, comme démontré dans le graphique ci-dessous.

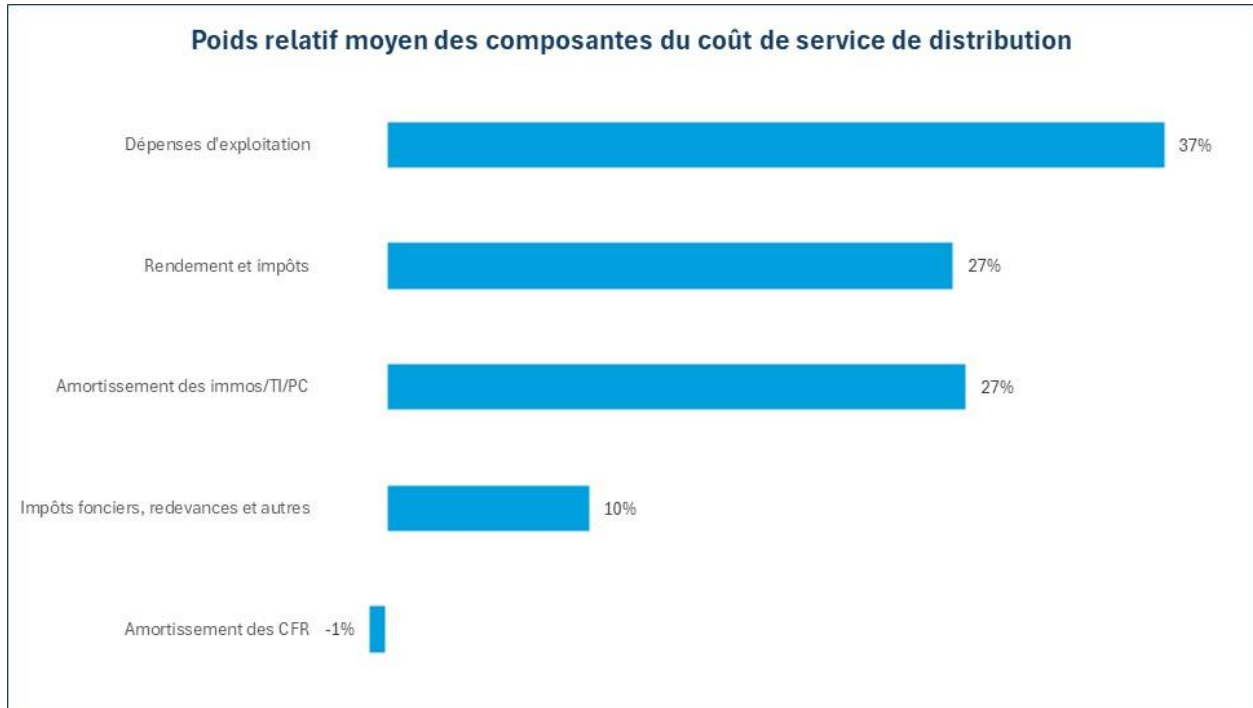
Graphique 2



5.2 COMPOSANTES DU COÛT DE SERVICE

- 4 Afin de poursuivre l'analyse du coût de service de distribution, le graphique ci-dessous illustre
 5 l'importance relative moyenne de chacune de ses composantes sur la base des données réelles
 6 des exercices 2016-2017 à 2023-2024 :

Graphique 3

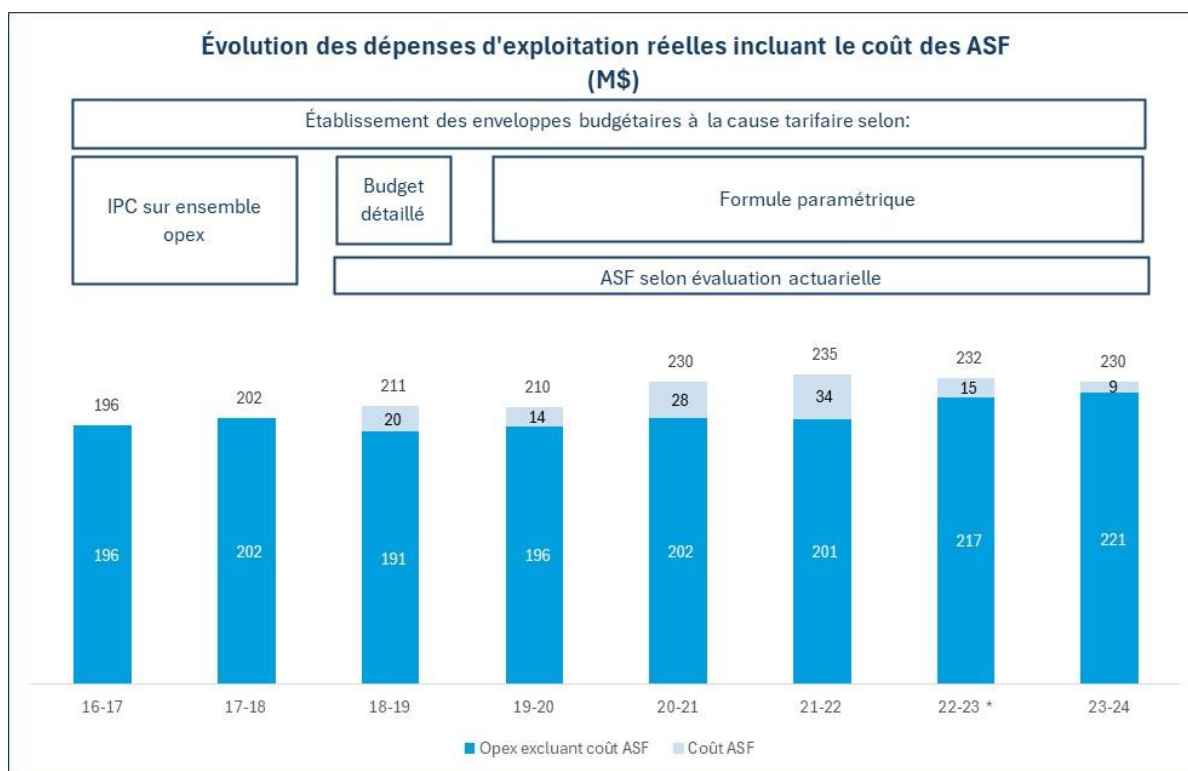


1 Les sections qui suivent présentent l'évolution historique ainsi qu'une analyse plus détaillée de
2 chacune des composantes.

5.2.1 Dépenses d'exploitation

3 Comme indiqué au graphique 3, les dépenses d'exploitation, incluant le coût des
4 avantages sociaux futurs (ASF), constituent la composante la plus importante du coût de
5 service. Celles-ci affichent une croissance annuelle moyenne de 2,3 % entre les exercices
6 2016-2017 à 2023-2024. Le graphique suivant présente l'évolution des dépenses
7 d'exploitation réelles en isolant le coût des ASF, incluant le coût des services rendus et
8 des autres composantes. La méthodologie utilisée pour déterminer le budget autorisé à
9 la cause tarifaire pour chacune des années est aussi présentée, à titre informatif.

Graphique 4



* Application de la formule paramétrique jumelée à l'ajustement du point de départ.

1 Comme démontré dans le graphique 4, différentes formules ont été appliquées au cours
2 des dernières années afin de déterminer l'enveloppe des dépenses d'exploitation dans un
3 souci d'allègement réglementaire.

4 Pour les CT 2016-2017 et 2017-2018, l'enveloppe budgétaire a été déterminée en
5 appliquant l'indice de l'IPC sur l'ensemble des dépenses d'exploitation, alors qu'à la
6 CT 2018-2019, un budget détaillé a été présenté, incluant celui du coût des ASF basé sur
7 l'évaluation actuarielle.

8 Par la suite, l'enveloppe des dépenses d'exploitation – excluant les ASF – a été
9 déterminée à l'aide de la formule paramétrique, tandis que le coût des ASF a été actualisé
10 annuellement en fonction de l'évaluation actuarielle. Il convient de rappeler que dans le
11 cadre de la CT 2022-2023, un ajustement du point de départ a été effectué, ce qui a
12 permis d'éviter la présentation d'un budget détaillé.

1 La version la plus récente de la formule paramétrique se décline comme suit :

$$2 \quad OPEX_{CT_t} = OPEX_{CT_{t-1}} \times (1 + I + G_{CT_t} \times 75 \%)$$

3 où $OPEX_{CT_{t-1}}$: enveloppe des dépenses d'exploitation autorisée lors de la CT
4 précédente, sans le coût net des services rendus des ASF;

5 I : indice d'inflation pondéré composé à 75 % de la croissance d'un indice reflétant
6 l'évolution des salaires², dont le maximum est fixé à 4,0 %, et à 25 % de l'IPC³;

7 G : croissance prévue du nombre de clients au moment de déposer la CT, auquel
8 est appliqué un facteur de productivité de 75 %.

9 De plus, comme l'illustre le graphique 4, les ASF n'évoluent pas au même rythme que les
10 salaires et les autres dépenses d'exploitation, et ainsi, cette dissociation justifie leur
11 exclusion de la formule paramétrique. En effet, les ASF sont déterminés à partir
12 d'évaluations actuarielles, lesquelles sont sensibles à divers paramètres économiques et
13 à des hypothèses présentant une volatilité accrue. Il convient également de souligner que
14 les écarts entre les coûts réels et budgétés des ASF sont neutralisés par le mécanisme
15 de nivellement. Ainsi, les écarts constatés en fin d'exercice sont comptabilisés dans un
16 CFR, lequel est remis ou récupéré auprès des clients dans les exercices subséquents.

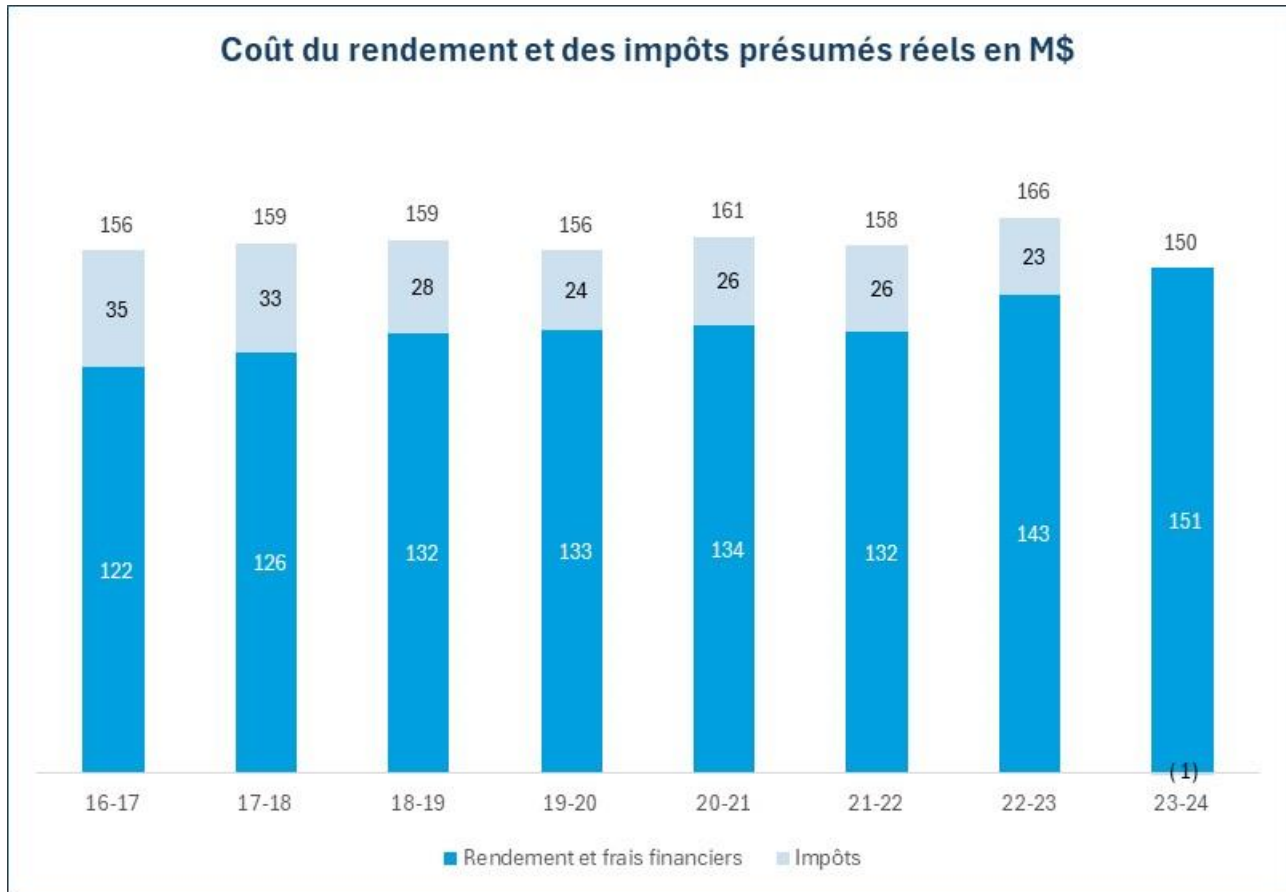
5.2.2 Coût du rendement et des impôts

17 Le graphique suivant présente l'évolution du coût du rendement et des impôts :

² EERH-indice de la rémunération moyenne non désaisonnalisée, pour toutes les industries, excluant les heures supplémentaires, pour le Québec tel que publié par Statistique Canada au tableau n° 14-10-0203-01 - moyenne mobile 36 mois disponible au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs.

³ IPC-Québec tel que publié par Statistique Canada au tableau n° 18-10-0004-01 - moyenne mobile 12 mois disponible au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs.

Graphique 5

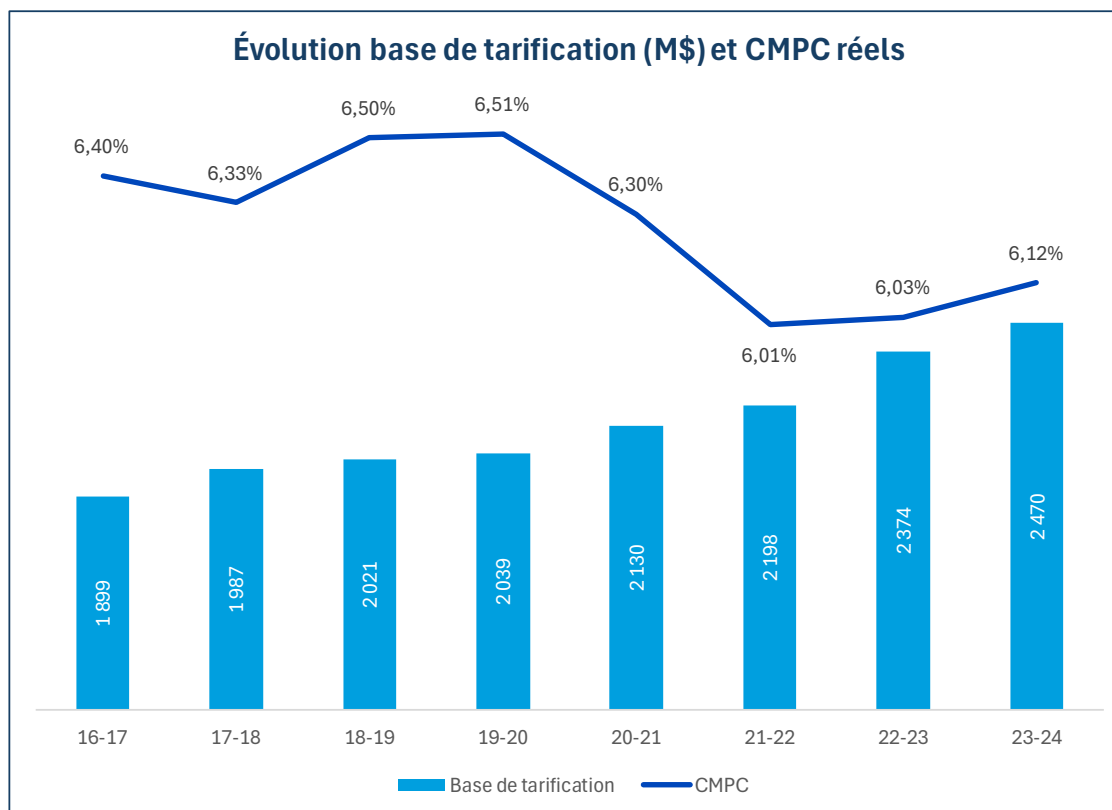


1 Énergir rappelle que le coût du rendement est directement influencé par le niveau de la
2 BT ainsi que par le taux du coût moyen pondéré du capital (CMPC).

3 Les écarts liés aux frais financiers, résultant de la différence entre les taux d'intérêt réels
4 de la dette et ceux projetés lors de la CT, sont neutralisés par le mécanisme de
5 nivellement. Ces écarts sont alors imputés dans un CFR, lequel est par la suite remis ou
6 récupéré auprès des clients lors des exercices tarifaires subséquents.

7 Le graphique ci-dessous démontre l'évolution réelle de la BT ainsi que du CMPC au cours
8 des dernières années, permettant de mieux apprécier les tendances sous-jacentes à ces
9 deux composantes :

Graphique 6



1 Comme le démontre le graphique 6, une croissance soutenue de la BT y est observable,
 2 tandis que le CMPC affiche de légères fluctuations attribuables à l'évolution du coût de la
 3 dette. En effet, puisque les ratios de dette/équité demeurent constants au fil des années
 4 et que le taux de rendement est stable à 8,90 % depuis l'exercice 2012-2013, les
 5 variations du CMPC s'expliquent principalement par les fluctuations annuelles du taux
 6 d'intérêt sur la dette. Il convient également de noter que, bien que le coût des actions
 7 privilégiées soit mis à jour chaque année, son faible poids relatif de 7,5 % combiné à une
 8 faible variation du taux entraîne un impact marginal sur le coût pondéré de cette
 9 composante de la structure de capital.

10 Le graphique 6 démontre également que le CMPC a varié inversement par rapport à la
 11 BT. En effet, la baisse du CMPC entre 2016-2017 et 2023-2024 a induit un effet à la baisse
 12 sur le coût de service, atténuant partiellement l'impact de la croissance de la BT sur le

1 coût du rendement. Toutes choses étant égales par ailleurs, à CMPC constant, le coût du
2 rendement évoluerait au même rythme de croissance que celui de la BT.

3 Par ailleurs, considérant la stabilité du taux de rendement sur l'équité ainsi que de celle
4 des taux d'impôts au cours des sept dernières années, la dépense des impôts présumés
5 devrait normalement suivre la croissance de la BT. Néanmoins, le graphique 5 révèle que
6 dans les faits, cette dépense d'impôts a plutôt connu d'importantes fluctuations, se soldant
7 par une baisse entre les exercices 2016-2017 et 2023-2024.

8 Cette situation s'explique par le fait que seuls les impôts exigibles sont pris en compte
9 dans l'établissement du coût de service. Les impôts exigibles sont calculés à partir du
10 bénéfice imposable, qui diffère du bénéfice comptable en raison des écarts de traitements
11 de certaines dépenses, principalement celles de l'amortissement et des ASF. Dans une
12 moindre mesure, les impôts exigibles sont aussi influencés par les crédits d'impôt sur
13 investissements.

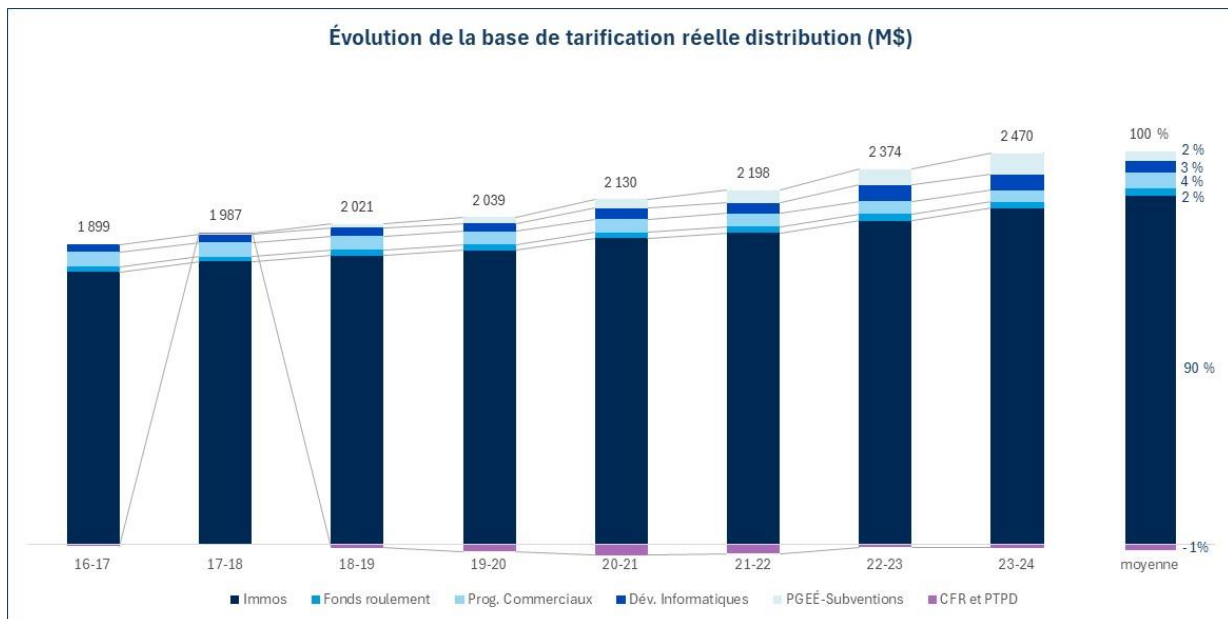
14 Ainsi, dans sa forme actuelle, la dépense d'impôts présumés – fondée sur les impôts
15 exigibles – est difficilement prévisible, puisqu'aucune tendance ne peut être dégagée.

5.2.2.1 *Évolution et composantes de la base de tarification*

16 Considérant que la BT influence à la fois le coût du rendement et la dépense d'impôts,
17 il importe d'en analyser la composition afin de mieux comprendre les facteurs qui
18 contribuent à sa croissance.

19 Le graphique 7 suivant présente l'évolution de la BT réelle pour les exercices
20 2016-2017 à 2023-2024, ainsi que la proportion moyenne occupée par chacune de
21 ses composantes :

Graphique 7



1 L'analyse du graphique 7 permet de dégager plusieurs constats quant à la
2 composition de la BT :

- 3
- 4 • Les immobilisations représentent, de loin, l'élément d'actifs le plus important, tout en affichant une croissance relativement stable;
 - 5
 - 6 • Le fonds de roulement présente une faible importance relative;
 - 7
 - 8 • Les programmes commerciaux demeurent globalement stables, bien que présentant une légère baisse due à la diminution des subventions versées au cours des dernières années;
 - 9
 - 10 • À l'inverse, la valeur des développements informatiques est en hausse, résultant de la croissance progressive de ces investissements, particulièrement marquée par la mise en service du projet visant le programme de modernisation PRE (ERP)⁴ en 2022-2023;
 - 11
 - 12

⁴ Dossier R-4086-2019.

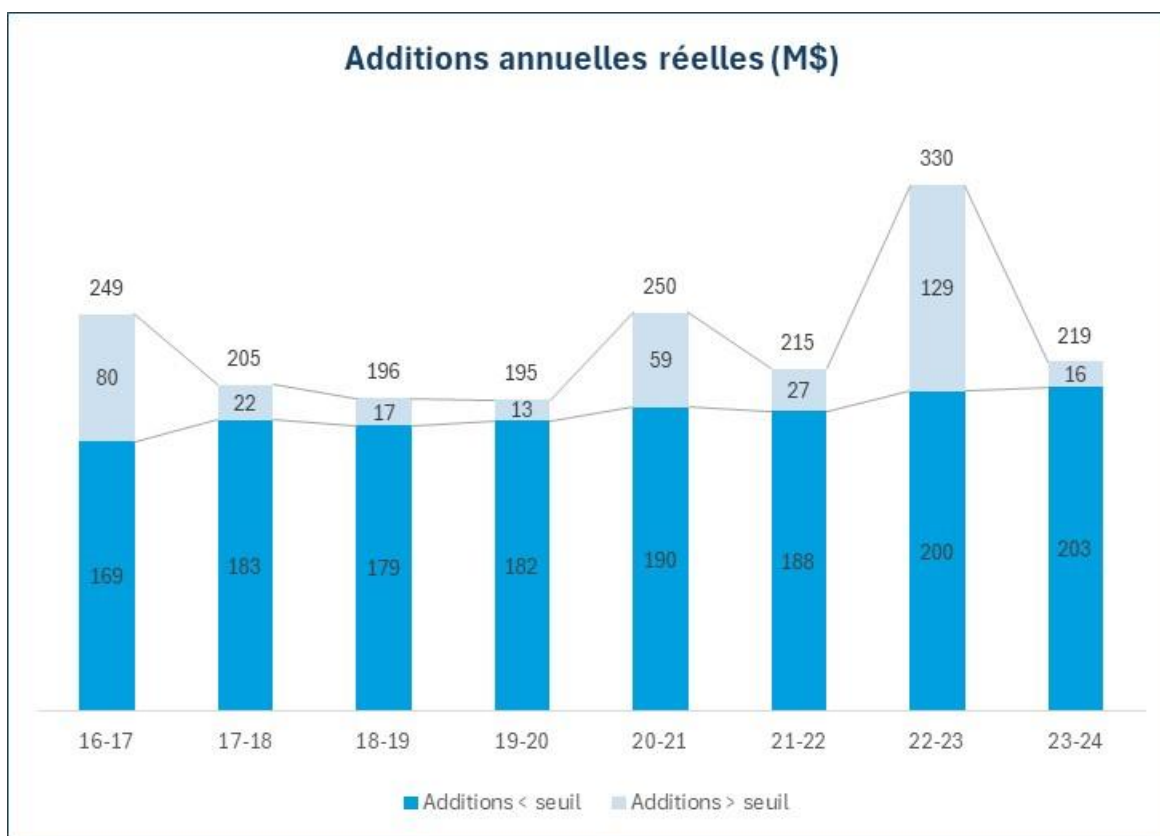
- 1 • La croissance plus soutenue des subventions du plan global en efficacité
2 énergétique (PGEE) est occasionnée par l'effet incrémental de leur intégration
3 à la BT depuis 2017-2018, ainsi que la hausse des subventions octroyées
4 d'année en année;
- 5 • Enfin, bien que les CFR et le PTPD présentent un poids relatif très faible, ils
6 sont sujets à de plus grandes fluctuations, occasionnées par la variabilité du
7 solde de ces éléments d'actifs d'une année à l'autre, découlant de l'intégration
8 à la BT des écarts des années antérieures et de l'évolution des évaluations
9 actuarielles des ASF.

10 Ainsi, en excluant les éléments d'actifs présentant la plus grande variabilité, c.-à-d. les
11 CFR, le PGEE et le PTPD, la BT présente une croissance moyenne annuelle de 3,1 %
12 de 2016-2017 à 2023-2024.

13 Finalement, bien que la croissance annuelle de la BT demeure relativement stable,
14 comme le démontre le graphique 7, les légères fluctuations observées s'expliquent
15 essentiellement par la variabilité des investissements d'une année à l'autre.

16 Considérant ce qui précède, le graphique 8 ci-dessous illustre que la variabilité
17 observée provient principalement des additions supérieures au seuil de 4 M\$ défini
18 par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie
19 de l'énergie*, soit les « projets majeurs ». En effet, les investissements associés aux
20 projets majeurs peuvent varier sensiblement d'un exercice à l'autre, alors que les
21 enveloppes d'additions inférieures au seuil demeurent beaucoup plus stables,
22 affichant une croissance moyenne annuelle de 2,7 % entre 2016-2017 à 2023-2024,
23 se rapprochant de l'IPC moyen réel observé au cours de ces années.

Graphique 8

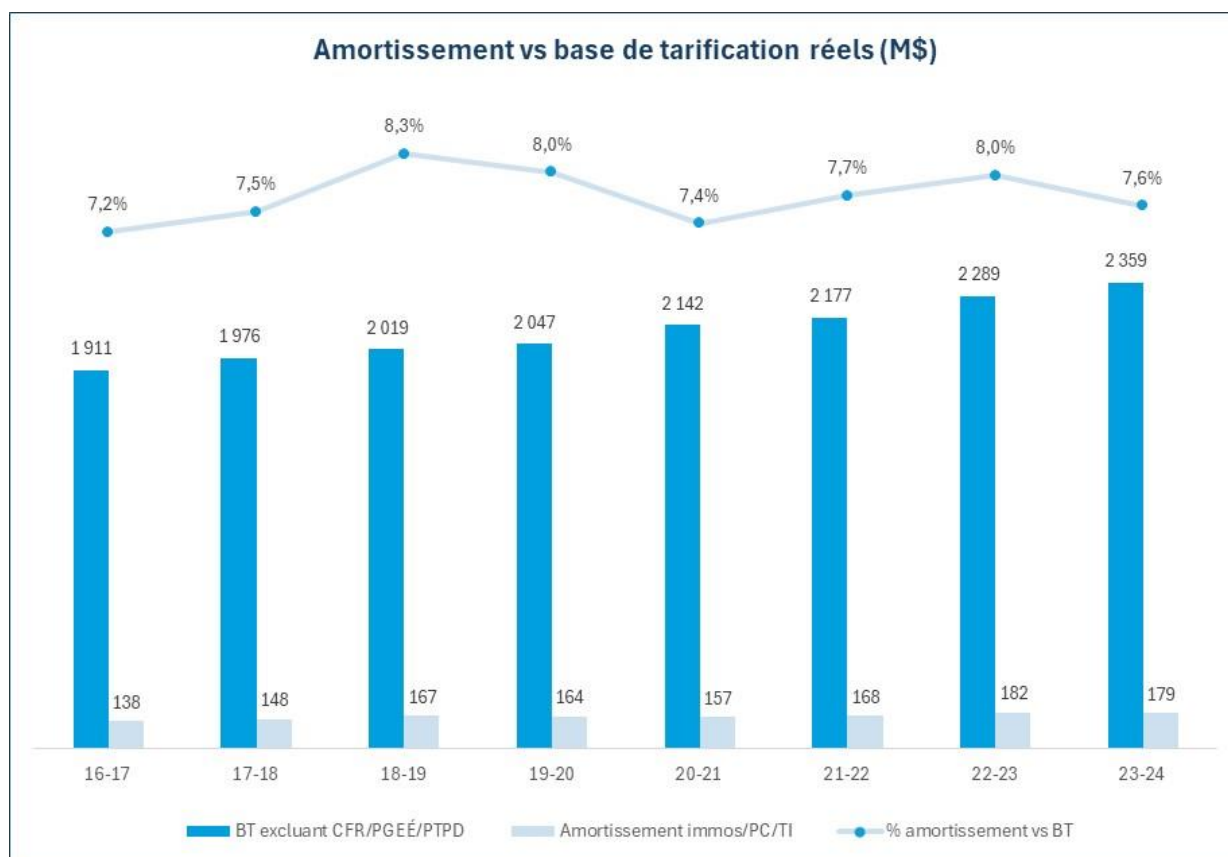


5.2.3 Amortissement

1 Une autre composante importante du coût de service est la dépense d'amortissement liée
 2 aux immobilisations, aux TI et aux PC, représentant 27 % de celui-ci. Étant directement
 3 lié au niveau de la BT, l'amortissement devrait donc suivre le rythme de croissance de
 4 cette dernière.

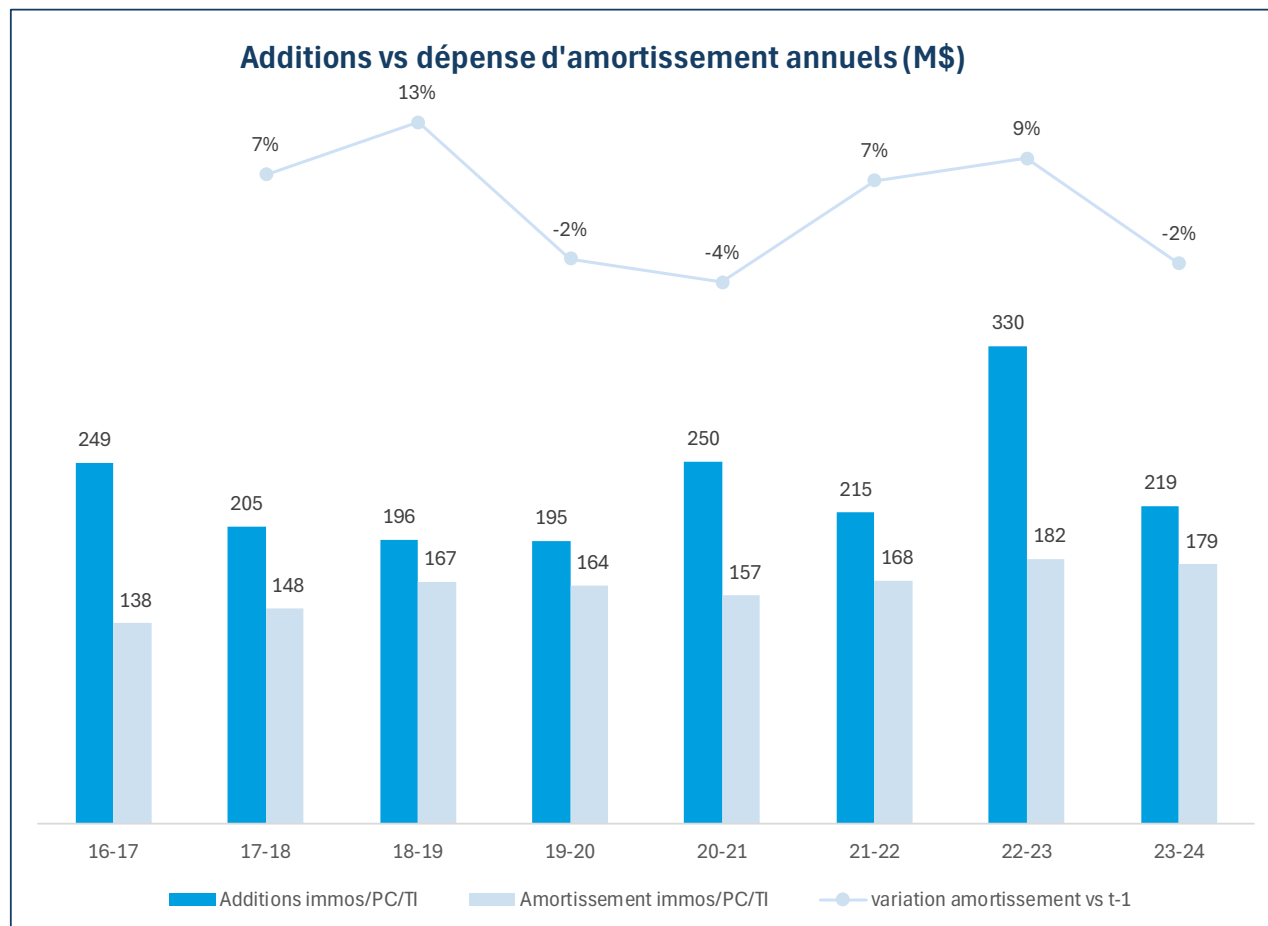
5 Bien que la dépense d'amortissement en dollars absolus fluctue d'un exercice à l'autre, le
 6 ratio de l'amortissement par rapport à la BT demeure relativement stable. Cette stabilité
 7 s'explique par le fait que la plus grande part de la dépense d'amortissement provient des
 8 investissements passés, soit du solde reporté de la BT de l'exercice précédent.

Graphique 9



1 La variation de la dépense d'amortissement par rapport à l'exercice précédent découle
 2 donc des investissements réalisés au cours d'une année. Toutes choses étant égales par
 3 ailleurs, dans la mesure où la pondération des investissements sous le seuil entre les
 4 différentes catégories d'actifs demeure similaire d'une année à l'autre, la croissance de la
 5 dépense d'amortissement devrait suivre une trajectoire similaire à celle de ces
 6 investissements. Le graphique suivant présente l'évolution de la dépense
 7 d'amortissement par rapport à celle des additions entre les exercices 2016-2017 à
 8 2023-2024, tout en mettant en parallèle le pourcentage de variation de la dépense
 9 d'amortissement d'un exercice à l'autre.

Graphique 10



1 Le graphique 10 ci-dessus démontre que la variation annuelle de la dépense
 2 d'amortissement fluctue entre -4 % et 13 % sur la période allant de 2016-2017 à
 3 2023-2024, avec une moyenne de 3,9 %. Ce pourcentage est donc supérieur à celui de
 4 la croissance moyenne annuelle des enveloppes d'additions sous le seuil, qui s'établit à
 5 2,7 %. Cet écart s'explique par les projets supérieurs au seuil, qui exercent aussi une
 6 pression sur la dépense d'amortissement.

7 Énergir a donc analysé la variation de la dépense d'amortissement d'un exercice à l'autre
 8 et a relevé les facteurs suivants comme principales causes de fluctuations :

- 1 • 2017-2018 : la croissance de 7 % par rapport à celle de 2016-2017 s'explique par
2 la mise en service, en 2017-2018, d'un volume plus élevé de projets majeurs
3 réalisés au cours de l'exercice précédent, soit 2016-2017;2018-2019 et 2019-
4 2020 : la croissance de 13 % en 2018-2019 par rapport à celle de 2017-2018,
5 principalement occasionnée par l'amortissement ponctuel du projet de
6 modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des
7 approvisionnements gaziers⁵ de 13 M\$, se traduit par un effet inverse en
8 2019-2020, où la dépense d'amortissement présente une baisse de 2 % par
9 rapport à celle de 2018-2019;
- 10 • 2020-2021 : l'application d'une nouvelle étude des taux d'amortissement à partir
11 de 2020-2021 se traduit par une baisse des taux par rapport à ceux utilisés
12 jusqu'en 2019-2020;
- 13 • 2021-2022 : la croissance de 7 % par rapport à celle de 2020-2021 découle de la
14 mise en service, en 2021-2022, d'un volume plus important de projets majeurs
15 réalisés au cours de l'exercice précédent, en 2020-2021;
- 16 • 2022-2023 : la croissance de 9 % est occasionnée par la mise en service du projet
17 visant le programme de modernisation PRE (ERP)⁶;
- 18 • 2023-2024 : la baisse de 2 % est attribuable à l'effet ponctuel de l'amortissement
19 du volet OPEX du projet visant le programme de modernisation PRE (ERP)⁷ de
20 10 M\$ en 2022-2023, partiellement compensée par l'amortissement découlant de
21 la mise en service, en 2023-2024, de projets majeurs réalisés au cours de
22 2022-2023.

23 En résumé, les plus grandes fluctuations de la dépense d'amortissement d'un exercice à
24 l'autre s'expliquent essentiellement par :

- 25 • les changements des taux d'amortissement découlant de l'application d'une
26 nouvelle étude des taux;

⁵ Dossier R-3899-2014.

⁶ Dossier R-4086-2019.

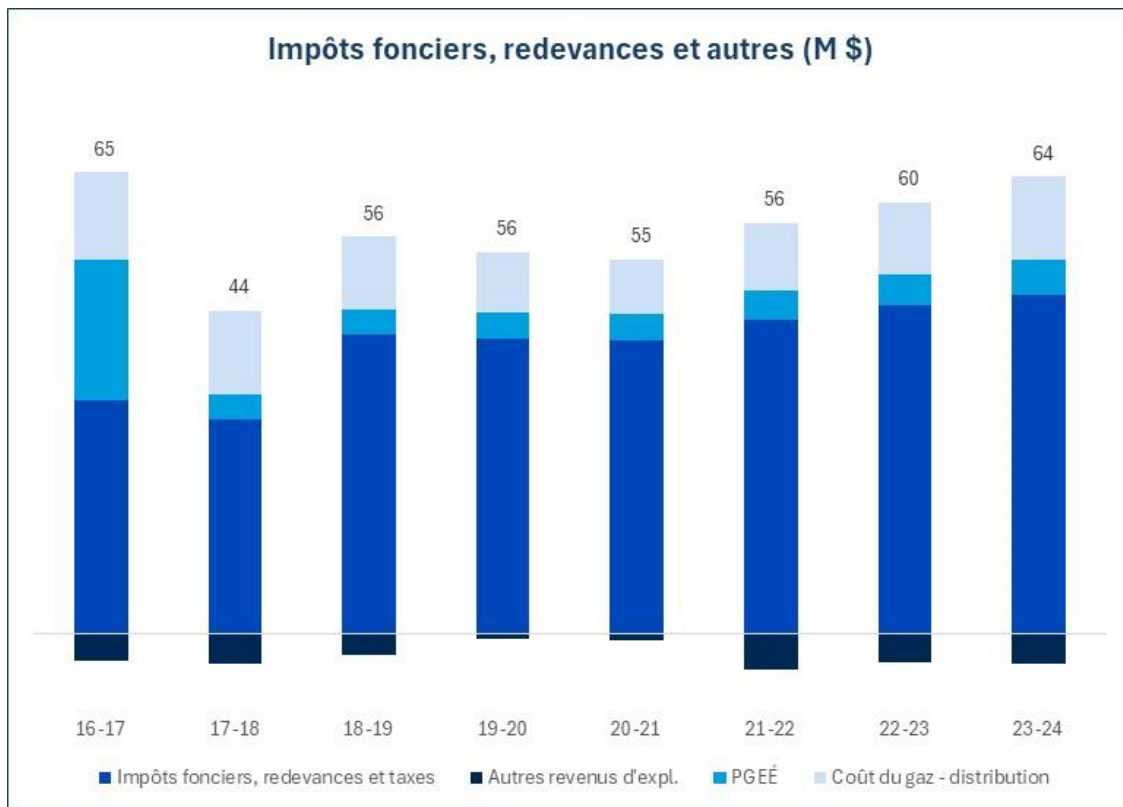
⁷ Ibid.

- 1 • l'impact ponctuel de nouveaux projets majeurs en développement informatique,
2 amortis sur une période d'un an (volet OPEX);
- 3 • la variation du niveau d'investissement d'un exercice à l'autre, particulièrement en
4 lien avec les projets majeurs, dont la date de mise en service peut être décalée
5 dans l'exercice financier suivant celui de l'investissement.

5.2.4 Autres composantes du coût de service

6 Enfin, les autres éléments du coût de service de distribution sont regroupés sous la
7 composante *Impôts fonciers, redevances et autres*, représentant un poids relatif de 10 %
8 du coût de service. Le graphique 11 suivant illustre l'évolution de cette composante au fil
9 des exercices.

Graphique 11



Autres revenus d'exploitation : excluant la contrepartie du nivellement des impôts.

Coût du gaz-distribution : excluant l'amortissement du *CFR-Récupération écart de revenus de distribution*, incluant le coût du CASEP.

1 En somme, la croissance moyenne observée de 2016-2017 à 2023-2024 est de 1,3 %.
2 Bien que la croissance de ces coûts soit relativement stable, quelques fluctuations, de
3 nature non récurrente, peuvent être expliquées comme suit :

- 4 • Les impôts fonciers, redevances et taxes constituent le principal élément de cette
5 composante. À l'exception de la forte hausse de la redevance à Transition
6 énergétique Québec (TEQ) en 2018-2019 par rapport à 2017-2018, leur
7 croissance est relativement stable;
- 8 • Jusqu'en 2016-2017, les subventions du PGEÉ étaient imputées directement aux
9 résultats. À compter de 2017-2018, elles ont été imputées à la BT, ce qui explique
10 la baisse plus significative entre ces deux années;

- 1 • Le faible niveau des autres revenus d'exploitation observé au cours des exercices
2 2019-2020 et 2020-2021 s'explique par les mesures d'allégement offertes aux
3 clients dans le contexte de la pandémie de la COVID-19.

5.2.5 Sommaire des constats sur le coût de service

5.2.5.1 Une croissance en grande partie stable et prévisible

4 À partir des analyses précédentes sur le coût de service et ses diverses composantes,
5 il appert que la plus grande proportion du coût de service présente une croissance
6 relativement stable et de nature prévisible.

7 L'historique de l'évolution du coût de service démontre que plusieurs facteurs affectent
8 la variation tarifaire d'un exercice à l'autre, mais que globalement, ces variations sont
9 grandement influencées par l'IPC et, en partie, par l'inflation des salaires pour les
10 OPEX. Bien que ce ne soit pas parfaitement corrélé, la variation pondérée de ces deux
11 indicateurs, se rapproche de l'évolution observée du coût de service.

12 Comme mentionné précédemment, certains éléments ponctuels ont toutefois affecté
13 le coût de service de certaines années, notamment :

- 14 • 2016-2017 : subventions du PGEÉ de 15 M\$ qui ont été versées à la base de
15 tarification à compter de l'exercice 2017-2018;
- 16 • 2018-2019 : amortissement ponctuel du projet de modernisation de la solution
17 informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers⁸ de
18 13 M\$;
- 19 • 2022-2023 : amortissement ponctuel du volet OPEX du projet visant le
20 programme de modernisation PRE (ERP)⁹ de 10 M\$.

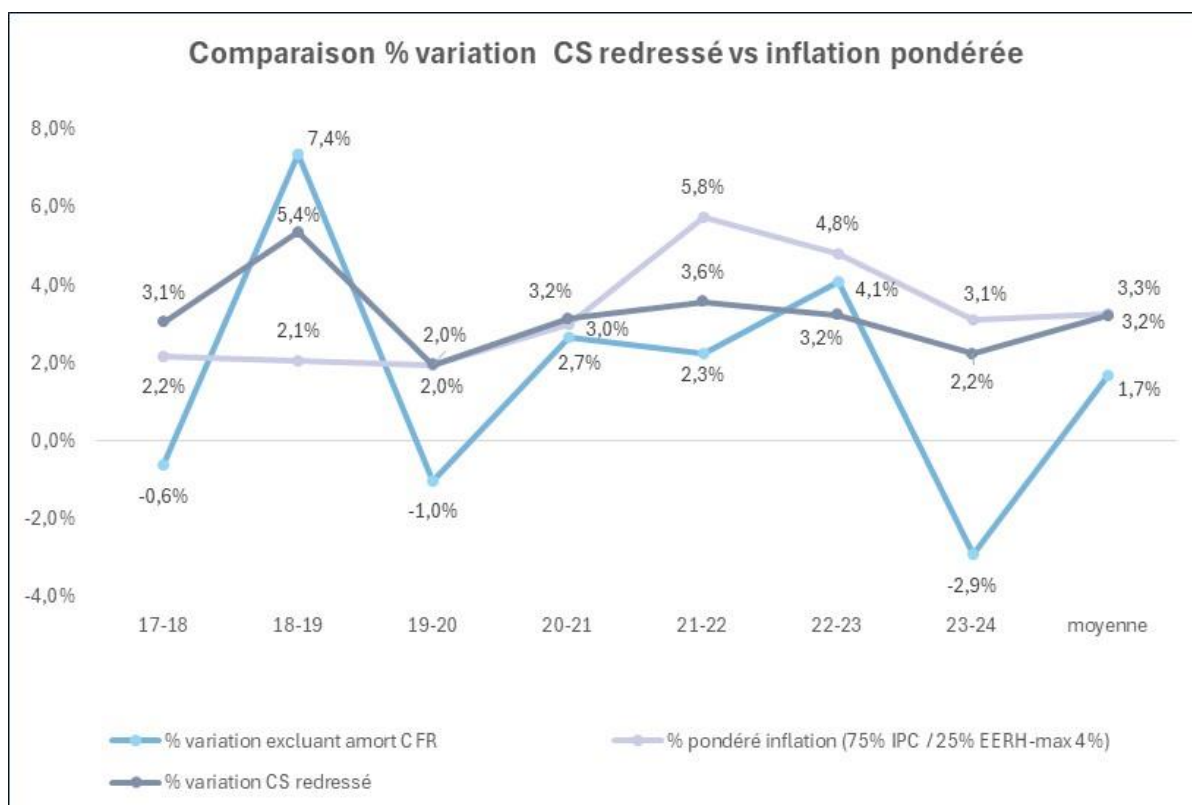
21 Le coût de service durant cette période a aussi été affecté par la baisse du coût du
22 rendement et des impôts présumés, alors qu'à CMPC et à taux d'impôts constants, la
23 croissance du coût du rendement et des impôts présumés aurait été équivalente à
24 celle de la base de tarification d'un peu plus de 3 %.

⁸ Dossier R-3899-2014.

⁹ Dossier R-4086-2019.

1 Ainsi, en ajustant le coût de service pour enlever l'effet ponctuel des trois éléments
 2 mentionnés ci-haut et en redressant le coût du rendement et des impôts présumés
 3 selon un CMPC et des taux d'impôts fixes sur la période analysée, la croissance
 4 moyenne du coût de service redressé se situe à 3,2 %, comme démontré dans le
 5 graphique suivant:

Graphique 12



6 Le graphique ci-dessus présente aussi un pourcentage d'inflation pondéré établi à
 7 partir des données publiées par Statistiques Canada, des indices de l'IPC et de
 8 l'EERH dans des proportions respectives de 75 % et 25 %¹⁰. La moyenne de l'inflation
 9 pondérée ainsi établie pour la période visée est de 3,3 %. Le graphique 12 permet
 10 donc d'observer que cette inflation pondérée se situe à un niveau comparable de celui
 11 de la croissance moyenne du coût de service redressé de 3,2 %. Ainsi, le

¹⁰ Cette pondération représente l'estimation du pourcentage de la FVC qui sera indexé à l'IPC et à l'EERH en fonction de la proportion des dépenses réelles observées au cours des dernières années.

1 graphique 12 démontre qu'à taux de rendement (CMPC) et taux d'impôts constants,
2 la croissance moyenne du coût de service se rapproche du niveau d'inflation
3 pondérée. Il est à noter que des aménagements sont proposés dans la FVC afin de
4 pallier l'évolution du CMPC et des impôts, comme expliqué aux sections 3.2.2 et 3.2.3.

5.2.5.2 *Des éléments présentant une plus grande variabilité*

5 Par ailleurs, les éléments du coût de service de distribution suivants, caractérisés par
6 une grande variabilité et une nature imprévisible, requièrent qu'ils soient traités à la
7 marge :

- 8 • Les CFR, incluant celui des subventions du PGEÉ, mais excluant les
9 développements informatiques et les programmes commerciaux, qui ont un
10 impact sur la dépense d'amortissement et sur le niveau de la BT;
- 11 • Les nouveaux projets majeurs, qui influencent à la fois la dépense
12 d'amortissement et la croissance de la BT;
- 13 • Le PTPD inscrit à la BT, qui a un impact direct sur son niveau;
- 14 • Le coût des ASF, incluant le coût relatif aux autres composantes (coût
15 financier);
- 16 • Le budget d'opération du PGEÉ, bien que relativement stable, doit être mis à
17 jour conformément au budget préalablement autorisé par le MELCCFP.

5.2.5.3 *Conclusion*

18 En résumé, la FVC proposée devra tenir compte de la réalité économique d'Énergir et
19 comportera deux volets. Le premier volet, découlant du fait que la plus grande
20 proportion de son coût de service, environ 90 %, présente une croissance relativement
21 stable et de nature prévisible, qui peut donc évoluer selon des indices. Le deuxième
22 volet, attribuable au fait que certains éléments du coût de service présentent, à
23 l'inverse, une plus grande volatilité et sont difficilement prévisibles, ce qui requiert un
24 traitement à la marge. Aussi, elle devra maintenir un juste équilibre entre le contrôle
25 des coûts et les budgets requis pour garantir la fiabilité des services offerts à la
26 clientèle et la sécurité d'approvisionnement.

6 DESCRIPTION DE LA PROPOSITION DE FVC

1 Dans le cadre d'un dossier pluriannuel, la première année (t1) constituera le point de départ et la
 2 FVC sera appliquée pour déterminer le revenu requis de distribution des années intermédiaires
 3 (t2 et t3). L'année t1 permettra d'actualiser le solde de départ d'un cycle triennal et fera l'objet
 4 d'un examen complet. Toutefois, comme mentionné en introduction, la présente proposition de
 5 FVC ne s'appliquera que pour l'année tarifaire 2026-2027, soit l'année (t2) de la période
 6 2025-2026 à 2026-2027. Il convient de rappeler que ce cycle est particulier, puisqu'il couvre une
 7 période de deux années tarifaires comme le permet l'article 162 de la Loi 24, contrairement au
 8 cycle de trois ans prévus à l'article 48.1 de la LRÉ.

9 Inspirée de la dernière formule paramétrique applicable, la proposition d'Énergir s'appuie sur les
 10 constats établis dans les sections précédentes. Elle vise à faire évoluer le revenu requis à l'aide
 11 d'indices reconnus, tout en traitant à la marge les éléments présentant une plus grande volatilité.
 12 Le coût de service de départ, soit l'année t1 2025-2026, sera donc scindé en deux volets afin de
 13 présenter 1) le coût de service de base, composé des coûts assujettis à une croissance selon les
 14 indices retenus; et 2) les autres composantes du coût de service traitées à la marge et faisant
 15 l'objet d'une projection distincte. La proposition de FVC s'illustre donc comme suit :

Tableau 1

Établissement du coût de service de l'année t2 2026-2027 à partir de la FVC

1) CS de base établi par les indices		+	2) Ajustements à la marge (projection distincte)	
Composantes du CS	% de croissance			
OPEX	Formule paramétrique (75 %-EERH / 25 %-IPC)	+	CFR	} Rendement et amortissement
Impôts fonciers et autres	IPC		ASF	
Amortissement	IPC		PGEÉ	
Rendement et impôts	IPC		Projets majeurs	
			Contribution GES	

16 Sommaire :

- 17 • Les OPEX seraient assujetties à une formule paramétrique;
- 18 • Les impôts fonciers et autres, l'amortissement, le rendement ainsi que les impôts seraient
- 19 assujettis à la variation de l'IPC;

- 1 • Les CFR, les ASF, le PGEÉ, les projets majeurs (impact sur le rendement et
2 l'amortissement) ainsi que la contribution GES seraient traités à la marge.

6.1 CHOIX DES INDICES

3 La FVC proposée constitue une forme d'indexation des coûts, comparable à celle utilisée par le
4 passé pour déterminer les OPEX, mais qui sera appliquée à une plus grande part du coût de
5 service avec certains éléments qui seront ajustés à la marge. Énergir a d'ailleurs retenu les
6 indices déjà utilisés dans l'ancienne formule paramétrique. Ces indices, déjà bien connus,
7 reflètent l'évolution des différentes composantes du coût de service d'Énergir et présentent des
8 avantages en matière de disponibilité et de transparence :

- 9 • EERH : Indice de la rémunération moyenne non désaisonnalisée, pour toutes les
10 industries, excluant les heures supplémentaires, pour le Québec, comme publié par
11 Statistique Canada au tableau n° 14-10-0203-0123. Cet indice est reconnu par la Régie
12 et est utilisé depuis 2019-2020 pour établir la dépense relative à la masse salariale
13 d'Énergir.

14 Énergir propose de fixer cet indice selon la moyenne des 36 mois se terminant au mois
15 de décembre précédant l'entrée en vigueur des tarifs. Ces données sont disponibles à
16 compter du mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs et sont publiées par
17 Statistique Canada.

- 18 • IPC : Indice des prix à la consommation pour le Québec, publié par Statistique Canada
19 au tableau n° 18-10-0004-0124. Cet indice a l'avantage de refléter la réalité du marché
20 desservi par Énergir et de l'évolution du prix de ses intrants. De plus, il a déjà été utilisé
21 afin de mesurer l'efficacité d'Énergir dans son ancien mécanisme incitatif, ou encore dans
22 celui d'Hydro-Québec Distribution (HQD). Il est aussi couramment utilisé dans d'autres
23 juridictions canadiennes comme facteur d'inflation.

24 Énergir propose de fixer cet indice selon la moyenne des 12 mois se terminant au mois
25 de décembre précédant l'entrée en vigueur des tarifs. Ces données sont disponibles à
26 compter du mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs et sont publiées par
27 Statistique Canada.

1 Il est à noter que ces deux indices ont été utilisés auparavant dans le cadre de l'allégement
2 réglementaire, de 2019-2020 à 2024-2025, mais strictement aux fins de l'établissement de
3 l'enveloppe des OPEX. Par le passé, Énergir procédait à une mise à jour de ces indices au cours
4 de l'été précédant le début d'une année tarifaire, visant à réévaluer l'enveloppe des OPEX. Dans
5 un souci de simplicité et compte tenu de leur utilisation élargie à l'intérieur de la FVC, qui sera
6 expliquée dans la prochaine section, Énergir propose de fixer les indices selon les modalités
7 expliquées ci-haut, aux fins du dépôt de la cause tarifaire, sans procéder à leur mise à jour au
8 cours de l'été suivant. Ainsi, les indices seront fixés au dépôt original et ne seront pas réévalués
9 subséquemment.

6.2 COÛT DE SERVICE DE BASE

10 Afin de compléter l'analyse tarifaire des paramètres inclus dans le coût de service de base, les
11 sections suivantes portent sur ses différentes composantes.

6.2.1 OPEX

12 À l'instar de la formule paramétrique récemment arrivée à échéance, Énergir propose de
13 maintenir une approche similaire pour déterminer l'enveloppe des OPEX, excluant le coût
14 des ASF :

$$15 \quad OPEX_{CTt} = OPEX_{CTt-1} X (1 + I)$$

16 où : $OPEX_{CTt-1}$: représente l'enveloppe des dépenses d'exploitation autorisée lors de la
17 CT précédente, sans le coût net des services rendus des ASF;

18 I : correspond à un indice d'inflation pondéré, composé à 75 % de la croissance de
19 l'indice EERH (rémunération moyenne), plafonné à 4,0 %, et à 25 % de l'IPC.

20 Comme dans la version précédente de la formule paramétrique, les proportions de l'indice
21 d'inflation pondéré de 75 % pour les salaires et de 25 % pour les autres dépenses sont
22 maintenues, puisqu'elles demeurent représentatives du poids relatif de chacune de ces
23 catégories de dépenses sur l'ensemble du budget d'exploitation.

24 Ainsi, la seule modification proposée par rapport à la formule paramétrique antérieure
25 consiste à retirer le facteur de croissance du nombre de clients.

1 En effet, l'intégration de ce facteur dans la formule paramétrique passée reposait sur la
2 reconnaissance du fait que « *la croissance du nombre de clients est un facteur explicatif*
3 *plus significatif de la croissance des coûts d'un distributeur que la croissance des volumes*
4 *vendus*¹¹ ». Ce facteur, assorti d'un escompte de 75 %, a d'ailleurs été autorisé par la
5 Régie dans les dossiers d'Enbridge Gaz Québec, anciennement Gazifère (dossier
6 R-4032-2018)¹², d'Hydro-Québec Distribution (dossier R-3776-2011)¹³ et d'Énergir
7 (dossier R-4076-2018)¹⁴.

8 À cet égard, une revue des différentes preuves, des analyses d'experts et des décisions
9 rendues dans les dossiers R-3693-2009¹⁵, R-4076-2018¹⁶ et R-4177-2021¹⁷ révèle un
10 consensus sur le lien entre la croissance des coûts d'exploitation d'un distributeur gazier
11 et celle du nombre de clients. L'ensemble de ces documents s'appuie sur des hypothèses
12 de croissance du nombre de clients. Or, il importe de s'interroger sur la réciprocité de
13 cette corrélation dans un contexte de décroissance du nombre de clients, à savoir si une
14 décroissance du nombre de clients induit nécessairement une baisse de coûts
15 d'exploitation. D'ailleurs, les différentes études passées et les corrélations qui en
16 découlent ont été élaborées dans une perspective de croissance du nombre de clients,
17 sans qu'aucune analyse ne traite explicitement d'un contexte de décroissance du nombre
18 de clients.

19 Dans le contexte actuel de transition énergétique et des cibles de réduction de GES du
20 Gouvernement, Énergir est confrontée à une décroissance de sa clientèle, comme le
21 reflètent les projections présentées dans une pièce¹⁸ actuellement à l'étude. Cette
22 tendance est d'ailleurs déjà amorcée, comme en témoigne le Rapport annuel 2024¹⁹.

23 Énergir est d'avis qu'une baisse du nombre de clients ne se traduit pas nécessairement
24 par une réduction proportionnelle des coûts. Dans l'éventualité où Énergir desservira un

¹¹ Décision D-2012-076, paragr. 113, dossier R-4177-2021, phase 2.

¹² Décision D-2018-090, paragr. 76.

¹³ Décision D-2012-024, paragr. 305.

¹⁴ Décision D-2019-028, paragr. 33.

¹⁵ Décision D-2012-076, paragr. 113 et pièce Gaz Métro-2, Document 1, page 8.

¹⁶ Pièce B-0006, Énergir-E, Document 2, section 3.1.

¹⁷ Décision D-2022-025, paragr. 76, phase 1.

¹⁸ Pièce B-0232, Énergir-H, Document 2, tableau 17.

¹⁹ Dossier R-4288-2024, pièce B-0022, Énergir-4, Document 5, p. 1, l. 15.

1 moins grand nombre de clients, elle devra toujours assurer l'entretien et la sécurité de
2 l'ensemble de son réseau. À cet égard, les leviers d'ajustements d'Énergir sont limités, en
3 raison du fait qu'une grande proportion de sa main-d'œuvre est régie par des conventions
4 collectives.

5 Considérant ce qui précède, Énergir a mandaté la firme d'expert NERA afin de produire
6 un rapport à haut niveau sur la pertinence de maintenir le facteur de la croissance du
7 nombre de clients dans un contexte de décroissance²⁰. En plus de ses propres
8 recherches, NERA a eu accès à de la documentation fournie par Énergir, incluant les
9 preuves, les décisions et les rapports d'experts (dont ceux de la firme *Pacific Economics*
10 *Group Research* (PEG)) ayant été utilisés dans le cadre de dossiers passés. Les
11 principaux constats de ce rapport sont les suivants :

- 12 • « *There are reasons to believe, however, that differences in the nature of gas system*
13 *expansions versus contractions would mean different effects on OPEX.* »
- 14 • « *There are many aspects of the inputs to and outputs of modern utility operation that*
15 *complicate TFP growth, OPEX growth, and other measures which, in more stable*
16 *times, offered gains in regulatory efficiency by way of reasonably predictable*
17 *relationships to easily measured information.* »
- 18 • « *Grid modernization, the energy transition, and their potential upheaval of*
19 *relationships between fundamental measures of utility inputs and outputs point to the*
20 *need to re-assess the parametric formulas underlying automatic cost-adjustment*
21 *method.* »
- 22 • « *As we wrote above, the consumer growth proxy for gas distribution O&M was a*
23 *convenient method to include in multi-year rate plan—so long as it reflected reasonably*
24 *stable growth. Evidently, that stability, or a non-negative growth rate, may be in*
25 *question.* »
- 26 • « *To the extent that actual customer growth numbers decline, either for gas distributors*
27 *in Québec or for larger groups of Canadian and US gas distributors, the Régie is*
28 *generally without evidence on how to deal with that problem. The PEG studies were*
29 *not challenged before the Régie — nor were the various sources of subjectivity in those*
30 *studies recognized at that time.* »

31 L'expert conclut par ailleurs que :

32 « *Neither of the PEG studies, for various reasons, are sufficiently robust to handle a*
33 *situation where customer growth for gas distributors turns negative—or where the use of*
34 *the 0.75 parameter is applied to a negative growth rate (implying falling O&M costs). The*
35 *origin of the PEG productivity study and the Regie proceedings that established the*

²⁰ Le rapport de la firme NERA est déposé à l'annexe 1 de la présente preuve.

1 *parametric formula were predicated on reasonably stable growth in all parameters—they*
2 *cannot reasonably be applied to project reductions in either the fixed or O&M costs for local*
3 *distribution operations without much greater scrutiny on the nature of those costs and how*
4 *they could well increase even if customer densities thin or customer numbers drop. Such*
5 *unprecedented output numbers, whether caused by the renewable energy transition or*
6 *other idiosyncratic factors, would require new study. Such study would determine whether*
7 *and how growth proxies would continue to apply when underlying customer growth is*
8 *negative. »*

9 Tout comme le constate l'étude de NERA et en l'absence de faits probants soutenant la
10 corrélation entre une décroissance du nombre de clients et une réduction des OPEX,
11 Énergir est d'avis que le paramètre « nombre de clients » doit être retiré de la formule
12 paramétrique. Il est également important de souligner que dans l'éventualité d'un
13 revirement de situation où Énergir se retrouverait plutôt en croissance de sa clientèle, elle
14 se trouverait privée d'un ajustement à la hausse de ses OPEX, en raison du retrait de ce
15 facteur de la formule paramétrique. Énergir est d'avis qu'il s'agit là d'un effet raisonnable
16 de sa proposition, car si elle permet effectivement à Énergir de stabiliser son revenu requis
17 en cas de décroissance des clients, elle se retrouvera plutôt privée d'une augmentation
18 de ses dépenses en cas de croissance.

6.2.2 Rendement

19 Comme mentionné à la section 2, le coût du rendement et des impôts découle du solde
20 de la BT et du CMPC.

Maintien du CMPC pour l'année 2026-2027

21 Énergir propose de reconduire le CMPC de 2025-2026 à celui de l'année 2026-2027. Le
22 maintien du CMPC pour l'année 2026-2027 permet ainsi d'alléger considérablement le
23 processus réglementaire.

24 Le taux pondéré des actions privilégiées sera donc fixé conformément à celui
25 présentement à l'étude pour 2025-2026.

26 Quant au taux moyen pondéré de la dette, celui-ci sera aussi maintenu pour l'année
27 2026-2027. Par ailleurs, le mécanisme de nivellement des frais financiers liés à la dette
28 déjà en place sera maintenu. Ainsi, les écarts découlant de l'évolution des taux d'intérêt
29 réels par rapport à ceux projetés à la CT seront neutralisés et imputés dans le CFR prévu
30 à cet effet.

Évolution de la base de tarification selon l'IPC

1 La base de tarification actuelle révèle que la majorité de ses composantes présentent une
2 croissance relativement stable au fil du temps. Afin de tenir compte de cette réalité,
3 Énergir propose donc de scinder la BT de manière à isoler les composantes présentant
4 une croissance plus stable, pour ensuite la faire évoluer en 2026-2027, selon l'indice de
5 l'IPC. Ces composantes représentent plus de 95 % de la BT et comprennent :

- 6 • les immobilisations;
- 7 • le fonds de roulement;
- 8 • les développements informatiques (TI);
- 9 • les programmes commerciaux.

10 Ainsi, en maintenant le CMPC en 2026-2027, le coût du rendement entrant dans le calcul
11 du coût de service de base, évoluera au même rythme que celui de la BT, soit selon l'IPC.
12 Le détail des investissements sous le seuil ne sera donc pas présenté en 2026-2027, ce
13 qui constitue un allègement considérable du processus d'établissement de la BT pour
14 l'année intermédiaire 2026-2027.

15 Il est à noter que les autres composantes de la BT, constituées des CFR et du PTPD,
16 seront ajustées à la marge.

6.2.3 Impôts

17 L'analyse historique de la dépense d'impôts présumés démontre une grande variabilité
18 de cette composante. Cette situation s'explique par le fait que cette dépense reflète les
19 impôts exigibles. Si la dépense était établie sur la base des impôts complets, dans un
20 contexte de constance du taux de rendement et des taux d'impôts, la dépense d'impôts
21 présumés devrait suivre la même croissance que celle de la BT.

22 Or, puisque le coût de service de l'année intermédiaire sera établi à partir de la FVC,
23 certaines informations nécessaires à la projection des impôts présumés ne seront pas
24 disponibles puisqu'elles ne seront pas produites. C'est le cas notamment des projections
25 d'investissements, du fait que la BT évoluera simplement au rythme de l'IPC. Par
26 conséquent, il ne sera pas possible de déterminer les écarts de traitement requis pour

1 établir le bénéfice imposable. De plus, l'évolution historique de la dépense d'impôts réelle
2 démontre que ces écarts de traitement peuvent varier sensiblement d'un exercice à
3 l'autre.

4 Dans un souci d'allègement, Énergir propose donc de faire évoluer la dépense d'impôts
5 présumés en y appliquant le même pourcentage de croissance que celui utilisé pour la
6 BT, soit l'IPC. Ainsi, les écarts de traitement entre le comptable et le fiscal, le bénéfice
7 imposable ainsi que la dépense d'impôts exigibles ne seront pas établis selon la
8 méthodologie détaillée au moment de l'élaboration de la CT 2026-2027.

9 Toutefois, lors de la fermeture annuelle, les déclarations d'impôts seront produites sur la
10 base des informations réelles, et tous les écarts de traitement permettant de déterminer
11 le bénéfice imposable seront donc établis dans le cadre du rapport annuel. Le potentiel
12 de variation des écarts de traitement entraînera nécessairement un écart entre la dépense
13 d'impôts réelle par rapport à celle projetée selon l'IPC à la CT. Cependant, cet écart ne
14 doit pas avoir d'incidence sur le TP/MAG, puisqu'il découle des limites inhérentes à
15 l'établissement de la dépense d'impôts à la CT. En conséquence, Énergir propose de
16 niveler cet écart et de l'imputer dans le *CFR - impôts et taxes*, de manière à neutraliser
17 son effet sur les résultats.

18 Énergir juge que cette approche est, à la fois, facile d'application et équitable. Il est à noter
19 que cette proposition ne sera applicable que pour la CT 2026-2027. En effet, Énergir
20 entend déposer, lors de la CT 2027-2028, une proposition visant une nouvelle
21 méthodologie pour la détermination de la dépense d'impôts présumés, laquelle pourra
22 être appliquée tant pour les années de base que pour les années intermédiaires d'un cycle
23 triennal. L'ampleur des travaux requis pour développer cette nouvelle méthodologie et
24 produire les analyses nécessaires ne permettait pas de l'intégrer à la présente proposition
25 de FVC dans les délais impartis.

6.2.4 Amortissement

26 La dépense d'amortissement liée aux immobilisations, aux développements informatiques
27 ainsi qu'aux programmes commerciaux sera indexée selon l'IPC. Un ajustement à la
28 marge sera toutefois prévu pour tenir compte des nouveaux projets majeurs.

6.2.5 Impôts fonciers et autres

1 À l'exception du budget d'opération du PGEÉ, qui sera traité comme ajustement à la
2 marge, l'ensemble des autres dépenses de cette catégorie sera aussi indexé selon l'IPC.
3 Ces dépenses comprennent :

- 4 • le coût de distribution au coût du gaz;
- 5 • les impôts fonciers;
- 6 • les autres revenus d'exploitation.

7 Par ailleurs, le mécanisme de nivellement applicable à certaines de ces dépenses sera
8 maintenu, soit le coût du gaz perdu ainsi que les redevances versées à la Régie et au
9 MELCCFP. Conséquemment, à l'année 2026-2027, ces dépenses seront indexées à l'IPC
10 et les écarts constatés en fin d'exercice entre le réel et le budget ainsi établi seront donc
11 comptabilisés dans les CFR prévus à cet effet. Ces écarts seront ensuite remis ou
12 récupérés des clients dans les exercices subséquents.

6.3 AJUSTEMENTS À LA MARGE

13 Comme mentionné précédemment, certains éléments du coût de service seront traités à la marge
14 dans la FVC en raison de leur plus grande variabilité. Les sections qui suivent fournissent plus
15 de détails sur ces éléments.

6.3.1 Composantes de la base de tarification

16 Certaines composantes de la BT feront l'objet d'une projection distincte afin de déterminer
17 le revenu requis lors des années intermédiaires, ce qui concerne le coût du rendement et
18 de l'amortissement :

- 19 • CFR : projection détaillée de l'ensemble des CFR, incluant celui relatif aux
20 subventions du PGEÉ, reflétant les programmes et mesures préalablement
21 approuvés par le MELCCFP;
- 22 • PTPD : projection basée sur l'évaluation actuarielle fournie par les actuaires
23 d'Énergir;

- 1 • Projets majeurs : les projets majeurs autorisés par la Régie, qu'ils soient relatifs
2 aux immobilisations ou aux développements informatiques, entrant dans la BT aux
3 années intermédiaires, sans avoir été initialement prévus à la BT de l'an 1 d'un
4 cycle triennal.

6.3.2 Autres composantes du revenu requis

5 Les dépenses suivantes seront également ajoutées au revenu requis :

- 6 • ASF : coût net des services rendus et autres composantes du coût des ASF, basé
7 sur l'évaluation actuarielle;
- 8 • Budget d'opération du PGEÉ : en fonction des programmes et mesures
9 préalablement approuvés préalablement par le MELCCFP;
- 10 • Contribution GES : mise à jour à chaque CT en fonction des volumes prévus.

7 SIMULATION 2027

- 1 Afin de bien apprécier la proposition de FVC d'Énergir, le tableau 2 suivant présente une
2 simulation de la CT 2026-2027 et illustre les résultats de son application :

Tableau 2
Simulation de la CT 2026-2027

	CT 2025-2026 CS* total	2025-2026 CS* de base assujettie aux indices	2025-2026 CS* distinct ajust. à la marge	Indices	CT 2026-2027 CS* de base	
	(1) = (2) + (3)	(2)	(3)	(4)	(5) = (2) x (1 + (4))	
1	Base de tarification	2 647 834	2 493 248	154 586	IPC 2,00 %	2 543 113
2	Frais de distribution du CDG	8 059	8 059		IPC 2,00 %	8 221
3	Autres revenus d'exploitation	(4 195)	(4 195)		IPC 2,00 %	(4 279)
4	Dépenses d'exploitation excluant coût services rendus - ASF	241 536	241 536		FP 3,50 %	249 990
5	Coût des services rendus - ASF	20 392		20 392		
6	Autres composantes du coût des ASF	(11 038)		(11 038)		
7	Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	6 855		6 855		
8	Amortissements immobilisations	157 310	157 310		IPC 2,00 %	160 456
9	Amortissements frais reportés et actifs intangibles	80 187	48 718	31 469	IPC 2,00 %	49 692
10	Impôts fonciers et autres	50 977	50 977		IPC 2,00 %	51 996
11	Impôts sur le revenu	24 601	24 601		IPC 2,00 %	25 093
12	Rendement sur la BT	160 459	151 091	9 368	IPC 2,00 %	154 113
13	Revenu requis avant contribution GES	735 143	678 097	57 046		695 282
14	Contribution GES	(6 036)		(6 036)		
15	Revenu requis à la clientèle réglementée	<u>729 107</u>	<u>678 097</u>	<u>51 010</u>		<u>695 282</u>

* Coût de service.

- 1 • Le revenu requis du service de distribution ainsi que la BT de la CT 2025-2026 (colonne 1)
2 sont scindés de manière à isoler le coût de service de base (colonne 2), lequel regroupe
3 les composantes qui évolueront selon les indices retenus (colonne 4) en vue d'établir le
4 coût de service de base de la prochaine CT 2026-2027. Les composantes de la BT
5 assujetties à l'IPC comprennent les éléments suivants : les immobilisations, le fonds de
6 roulement, les développements informatiques et les programmes commerciaux;
- 7 • Aux fins de la simulation, un indice EERH de 4 % et un taux d'IPC de 2 % sont projetés.
8 Ces deux indices ont aussi été considérés dans les proportions de la formule
9 paramétrique (FP) proposée (75 % / 25 %), afin de déterminer le pourcentage de 3,5 %
10 appliqué sur les OPEX. Ces indices seront actualisés en fonction des données disponibles
11 en février 2026.
- 12 • La dépense d'amortissement des frais reportés et actifs intangibles (ligne 9) est scindée
13 pour isoler l'amortissement relatif aux développements informatiques et aux programmes
14 commerciaux qui sont assujettis à l'IPC, par rapport à celui des CFR qui est traité à la
15 marge;
- 16 • La dépense d'impôts sur le revenu (ligne 11) est entièrement allouée au coût de service
17 de base pour la faire évoluer à l'IPC;
- 18 • Le coût du rendement (ligne 12) est réparti au prorata de la BT, c.-à-d. la part attribuable
19 au coût de service de base vs celle liée aux éléments traités à la marge. Le CMPC de la
20 CT 2025-2026, établi à 6,06 %, sera reconduit en 2026-2027;
- 21 • Les éléments traités à la marge incluent les nouveaux projets majeurs (qui seront intégrés
22 à la BT en 2026-2027), les ASF, les CFR, le PGEÉ ainsi que le PTPD. Le coût de service
23 relié à ces éléments, comprenant le coût du rendement et de l'amortissement, sera
24 actualisé en fonction des soldes connus au moment de la production de la CT 2026-2027.

25 Ainsi, en se basant sur la projection des indices présentée au tableau 2, la hausse du coût de
26 service de base de la CT 2026-2027 serait de 2,5 %. Selon la formule proposée, la croissance
27 de près de 75 % du coût de service serait limitée à l'IPC et environ 25 % évolueraient selon
28 l'indice EERH. Au moment du dépôt de la CT 2026-2027, il suffira d'ajouter les différents éléments
29 traités à la marge pour obtenir le revenu requis total de distribution. Aussi, la proposition de FVC
30 présente l'avantage de faire évoluer la majeure partie du coût de service total de distribution, soit

1 un peu plus de 90 %, selon les indices sélectionnés. Énergir réitère que l'approche proposée
2 permettra ainsi d'alléger considérablement le processus de production de la CT 2026-2027, tout
3 en assurant l'établissement d'un coût de service juste et raisonnable.

4 Le coût de service élaboré à partir de la FVC permet de déterminer une enveloppe globale du
5 coût de service, par opposition à un processus budgétaire détaillé, où chaque composante serait
6 projetée selon des hypothèses précises. La FVC vise donc à circonscrire le périmètre à l'intérieur
7 duquel Énergir devra travailler au cours de l'exercice 2026-2027. Pour respecter ce périmètre,
8 Énergir devra continuer à assurer une saine gestion de ses coûts ainsi qu'à prioriser ses activités
9 afin d'assurer la qualité des services rendus à la clientèle et la sécurité d'approvisionnement. Les
10 résultats en fin d'exercice devront donc être examinés dans leur globalité et non pas sur la base
11 d'explications d'écart relatifs à chacune des composantes du coût de service.

8 BALISAGE

1 Dans le cadre de ses travaux entourant la détermination de la FVC, Énergir a effectué un balisage
2 sommaire des modes de réglementation chez ses principaux comparables canadiens, soit
3 Atco Gas, Enbridge Gas Ontario, Enbridge Gaz Québec (EGQ) ainsi que Fortis BC. La conclusion
4 générale tirée de ce balisage est que ces entreprises évoluent presque toutes dans un cadre de
5 réglementation incitative ou de mécanisme incitatif à l'exception d'EGQ. Ceci se distingue, entre
6 autres, par l'application d'un facteur de productivité comme l'inclusion d'un *facteur X* dans leur
7 formule d'ajustement automatique respective. À contrario de ses comparables canadiens en
8 mécanisme incitatif, Énergir demande l'approbation d'une FVC qui sous-tend un mode
9 réglementaire allégé et qui respecte l'esprit de la nouvelle Loi. La demande d'Énergir ne vise pas
10 l'application d'un mécanisme incitatif et ne contient pas de *facteur X* dont l'élaboration peut
11 nécessiter des études et analyses produites par des consultants externes.

12 Un autre point important à souligner est que les comparables canadiens semblent presque tous
13 (à l'exception d'EGQ) en situation de croissance tant au niveau du nombre de clients que des
14 volumes, contrairement à Énergir qui anticipe une décroissance de sa clientèle au cours des
15 prochaines années.

**9 INFORMATIONS PRÉSENTÉES À LA CAUSE TARIFAIRE
2026-2027 POUR L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE
DISTRIBUTION**

1 Considérant ce qui précède, et comme mentionné au dossier R-4319-2025, Énergir prévoit
2 déposer – dans le cadre d'une période couvrant trois années tarifaires, ou, comme dans le cas
3 présent d'une période couvrant deux années tarifaires – un dossier tarifaire pour chacune des
4 années intermédiaires suivant le dépôt d'une CT en coût de service complet. Ainsi, advenant
5 l'approbation par la Régie de la présente proposition, les tarifs de distribution de la CT 2026-2027
6 seraient calculés en appliquant la FVC. Énergir déposera, dans la CT 2026-2027, tous les
7 éléments et toutes les données nécessaires pour permettre à la Régie de s'assurer de
8 l'application rigoureuse de la FVC.

9 Plus précisément, Énergir fournira les données requises pour le calcul de la formule paramétrique
10 des OPEX, les données relatives à l'IPC pour déterminer les autres composantes du coût de
11 service de base, comprenant le rendement, les impôts, l'amortissement, les impôts fonciers et
12 autres dépenses, ainsi qu'une projection de tous les éléments inclus dans les ajustements à la
13 marge de la FVC. Ceci permettra à la Régie de vérifier l'application rigoureuse de la FVC et de
14 fixer les tarifs de distribution.

10 ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE

1 L'étude d'allocation du coût de service (l'Étude), conformément à la décision D-2022-123 qui
2 prévoit de produire l'exercice d'allocation des coûts tous les deux ans²¹, devrait être présentée
3 dans le cadre de la CT 2026-2027. Elle reflètera les données financières approuvées lors de la
4 CT 2025-2026.

5 Énergir tient à souligner qu'elle ne sera pas en mesure de déposer l'Étude dans le cadre de la
6 CT 2026-2027, puisque le personnel responsable de cet exercice consacre actuellement ses
7 efforts au dossier de la refonte du tarif de distribution²², comme discuté lors des audiences de la
8 phase 2 du présent dossier. Cette refonte du tarif de distribution traitera notamment de la
9 segmentation de la clientèle et de l'interfinancement (sujet A). À cet effet, Énergir avait déjà
10 amorcé des analyses d'allocation des coûts à partir des données financières approuvées à la
11 CT 2023-2024²³, et ces travaux sont déjà bien avancés. Afin de ne pas retarder le dépôt du
12 sujet A, Énergir propose à la Régie de reporter à la CT 2027-2028 la présentation de l'Étude qui
13 était initialement prévue à la CT 2026-2027. Cependant, l'Étude reflètera les données financières
14 de la CT 2025-2026, puisque le dépôt de la CT 2026-2027 sera allégé et ne contiendra pas toutes
15 les pièces nécessaires à la réalisation l'exercice d'allocation.

16 Par ailleurs, Énergir propose d'ajuster la fréquence des dépôts de l'allocation des coûts de service
17 auprès de la Régie afin de mieux s'arrimer avec le cycle triennal prévu par la Loi 24 :

- 18 • Premièrement, décaler et déposer la prochaine Étude dans le cadre de la CT 2027-2028;
- 19 • Deuxièmement, déposer l'Étude suivante dans la CT 2029-2030;
- 20 • Finalement, déposer l'Étude sur une fréquence triennale à partir de la CT 2031-2032, soit
21 chaque année intermédiaire n° 2 du cycle triennal.

22 Cette approche permettra à Énergir de s'assurer que l'Étude repose sur les données financières
23 d'une CT en coût de service complet, comme démontré au tableau 3 ci-dessous :

²¹ Dossier R-4177-2021, décision D-2022-123, paragr. 429.

²² Dossier R-3867-2013, phase 4.

²³ Dossier R-4213-2022.

Tableau 3
Calendrier proposé pour le dépôt
des prochaines Études

Cause tarifaire	Mode dépôt de la cause tarifaire	Dépôt de l'Étude	Données financières utilisées pour l'Étude
2025-2026	Complet	-	-
2026-2027	Allégé	-	-
2027-2028	Complet	Oui	2025-2026
2028-2029	Allégé	-	-
2029-2030	Allégé	Oui	2027-2028
2030-2031	Complet	-	-
2031-2032	Allégé	Oui	2030-2031
2032-2033	Allégé	-	-
2033-2034	Complet	-	-
2034-2035	Allégé	Oui	2033-2034

CONCLUSION

1 En conclusion, il convient de rappeler que la proposition de FVC repose sur une approche fondée
2 à la fois sur la croissance historique des coûts d'Énergir et sur les modes d'allégement
3 réglementaire précédemment utilisés. Cette approche soutient l'établissement de tarifs justes et
4 raisonnables tout en assurant une saine gestion des coûts d'Énergir. Elle permet notamment de
5 concilier cette gestion rigoureuse des coûts avec les budgets requis pour maintenir la fiabilité des
6 services et la sécurité d'approvisionnement par, entre autres, un entretien optimal du réseau
7 d'Énergir. L'approche proposée vise également à alléger de manière significative le processus
8 réglementaire de l'année t2 pour la période 2025-2026 à 2026-2027. De plus, puisque la FVC
9 sera appliquée uniquement à l'année 2026-2027, il sera possible de réviser les paramètres et
10 d'ajuster la méthode liée à la FVC lors du dépôt de la CT 2027-2028, soit la première année du
11 cycle 2027-2028 à 2029-2030.

12 Cette révision permettra de tenir compte, entre autres, des orientations et des cibles fixées dans
13 le cadre du premier PGIRE du Gouvernement, dans un contexte réglementaire en constante
14 évolution. Énergir demeure ainsi ouverte à adapter son approche afin de s'assurer que les tarifs
15 de distribution continuent d'être établis de manière juste et raisonnable pour sa clientèle, et
16 conforme au nouveau cadre réglementaire en vigueur. Par ailleurs, il convient de rappeler qu'une
17 décision de la Régie est souhaitée d'ici le début mars 2026 afin de donner assez de temps aux
18 équipes internes pour bien préparer le dépôt d'une première cause tarifaire allégée en appliquant
19 la FVC proposée.

Énergir demande à la Régie :

- 20 > **de déterminer la FVC applicable à l'année tarifaire 2026-2027 sur la base de la**
21 **proposition contenue au présent document;**
- 22 > **d'autoriser la comptabilisation de l'écart de la dépense d'impôts présumés entre le**
23 **réel et le budget, établi à partir de la FVC, dans le *CFR-impôts et taxes* pour le**
24 **remettre/récupérer des clients dans les exercices subséquents.**
- > **d'approuver la fréquence et l'échéancier de dépôt des études d'allocation du coût**
 de service, comme présenté à la section 7 du présent document.



Assessment of the Number of Customers as an Indicator of OPEX Cost Evolution in a Declining Context

Part 1: Relevance of Indicator

5 November 2025

Project Team

Jeff D. Makholm, PhD

Andy Busey

Emily Beiser

© NERA

NERA

99 High Street

32nd Floor

Boston, Massachusetts 02110

www.nera.com

Contents

1.	Introduction	4
2.	Customer Growth as a Computational Element in Productivity Measurement (the <i>X-factor</i>)	4
3.	Customer Growth as a Proxy for Growth in Requirement Revenues for Operating Costs.....	5
4.	Renewable Energy Transition and the Future of Gas Distribution.....	6
5.	Re-examining Customer Growth as a Proxy for O&M Growth	8
6.	Elements of Past Productivity Studies	10

1. Introduction

It is widely accepted that energy regulation, as an institution, is not costless. Indeed, industry regulation of all kinds has both direct and indirect costs, particularly for energy regulation at the distribution level where firms are not subject to material competitive pressures because of *natural monopoly* considerations. Indirect costs of regulation include the perceived lack of efficiency incentives inherent in regulated enterprises (to cut costs or expand revenues) in contrast to unregulated businesses. Direct costs of regulation include the administrative and out-of-pocket costs of approving required costs-of-service and setting regulated prices—to regulators, the regulated company and those served—typified by comprehensive “rate cases.”

The Régie has a substantial history, as other Canadian and US regulators have, of pursuing automatic cost-adjustment methods or multi-year rate setting formulas dealing with both incentive regulation (indirect costs) and direct regulatory costs. For the latter, the Régie has used projected and/or realized *customer growth* figures in its multi-year rate setting formulas for its gas distributors Énergir and Enbridge Gaz Québec (formerly Gazifère). Where the *renewable energy transition*, in whatever form it may take, has the prospect of substantially altering prospective customer growth rates, compared to historical experience, it is reasonable to re-assess the Régie’s use of customer growth figure in such multi-year rate setting formulas.

2. Customer Growth as a Computational Element in Productivity Measurement (the *X-factor*)

Customer growth appears as one possible proxy for industry physical output in *RPI – X* regulation.

The *RPI - X* form of incentive regulation model is a UK import, implemented there to speed that country’s rapid privatization in the 1980s. As originally conceived in 1983 by UK economist Stephen Littlechild, the “*X*” in the *RPI - X* framework would be part of a “package of measures” to be taken on by investors in the license responsibilities offered through the privatization of UK public enterprises.¹ *RPI - X* regulation crossed to North America in the late 1980s as a means of injecting some competitive pressures into regulated price setting.² It attracted considerable interest relating to the restructuring of the telecommunications industry (in the wake of the 1982 breakup of AT&T that produced the regional Bell operating companies) and the evident problems of sharply rising real electricity and gas rates.

But despite using the same label, *RPI - X* regulation in North America was always wholly different than its UK forerunner. With far fewer due process and evidentiary requirements compared to the “regulatory common law” governing North American regulation, UK regulators could effectively invent

¹ Littlechild, S.C., “Regulation of British Telecommunications’ Profitability, London: Department of Industry, (1983).

² There was a notable “Symposium on Price-Cap Regulation” in a 1989 issue of the *Rand Journal of Economics* noting the 1983 appearance of *RPI – X* regulation in the UK and its subsequent US use in a case before the Federal Communications Commission in 1987, See *The Rand Journal of Economics*, Vol. 20, No. 3 (Autumn 1989), pp. 369-472.

an *X-factor* value to square current rates with those based on long-term (5 or 10 year) forecasts of costs and volumes in rate re-setting cases.³ Canadian and US regulators, however, are bound by specific statutory provisions regarding due process and the “burden of proof.” As a result, the *X-factor* in Canada and the United States reflected an index-based method of measuring industry total factor productivity (*TFP growth*) relative to *TFP growth* in the economy at large. The aim of computing the *X-factor* is straightforward—to find a reasonable allowance for inflation that can regularize multi-year rate setting—or “regulatory lag.” The lengthened regulatory lag permits regulated companies to earn returns against a pre-determined trajectory of rate control, thus driving the firm’s incentives. The *X-factor* represents those adjustments that may be required to permit published government inflation indexes to work for a price adjustment formula applied to a particular regulated industry. That is the sole purpose of the *X-factor*: to adjust published government inflation indexes to fit the needs of a particular regulated industry, like gas distribution.

TFP growth measures industry physical outputs against physical inputs. A more productive industry gets more physical output from its inputs than other industries. Measuring customer growth comes into play in the industry-specific *X-factor* computations as a proxy for physical output growth (as compared to physical input growth).

3. Customer Growth as a Proxy for Growth in Requirement Revenues for Operating Costs

Customer growth appears as a proxy for growth in *operating costs* in the Régie’s multi-year revenue cap ratemaking formula for Énergir. The following parametric formula sets the revenue cap for operating expenses in period *t* as a function of the operating expenses in period *t-1*, inflation *I*, and the change in the number of customers *G*.

$$OPEX_t = OPEX_{t-1} * (1 + I + 0.75G)$$

Régie first approved this formula for setting Énergir’s OPEX in 2019,⁴ two years after setting the same formula for Gazifère.⁵ The rulings referenced the companies’ likening of the discount factor to an implicit productivity X factor and cited a 2011 PEG study as showing that customer growth was more strongly associated with growth in O&M costs than output.⁶ The rulings justified the magnitude of the discount factor based on an assumption regarding the variable and fixed costs as shares of OPEX;

³ For “regulatory common law” in North America as a defined term, see: National Association of Regulatory Utility Commissioners, *Utility Regulatory Policy in the United States and Canada: Compilation 1993-94*, p. 52. Also see: Goodman, L.S., *The process of ratemaking*, Public Utility Reports Inc, Vienna VA (1998), pp. 857-58.

⁴ D-2019-028, R-4076-2018 Phase 1, (8 March 2019), paragraph 33.

⁵ D-2017-133, R-4003-2017 Phase 2, (13 December 2017), paragraph 60.

⁶ Mark Newton Lowry and David Hovde, “Research for Gaz Metro’s Performance Incentive Mechanism” Pacific Economics Group Research, (2011), p. 61.

these shares were consistent with a 2017 PEG study for multiyear rate planning in Colorado cited by Énergir in their proposal for regulatory streamlining.⁷

The 2011 and 2017 PEG studies both use panel data on distributors' costs, number of customers, and other information in regressions to estimate the elasticity of OPEX with respect to number of customers. The Régie has approved customer growth as a useful proxy for real operating cost growth, with which both Énergir and Enbridge Gaz Québec have evidently been satisfied in prior filings.

4. Renewable Energy Transition and the Future of Gas Distribution

The renewable energy transition is a global phenomenon—but its effect on natural gas use overall, or particularly in North America where the price is far below prices outside North America, is unknown. The pace and nature of the energy transition will inevitably depend on the balance between local/regional policy goals and economic factors. In the United States, as of 2024, eighteen states and territories had legislated decarbonization targets, including eleven with all-sectors net-zero targets by 2045 or 2050, as shown in Table 1. Table 2 shows additional initiatives with targets set by executive order. The Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act, enacted in 2021, commits Canada to net-zero emissions economy-wide by 2050.

⁷ D-2017-133, R-4003-2017 Phase 2, (13 December 2017), paragraph 60.

Mark Newton Lowry, David Hovde and Matt Makos. "Statistical Research for Public Service Company of Colorado's Multiyear Rate Plan" PEG (2019).

Table 1: Enacted Deep Decarbonization Policies in US States, Territories, and Districts

Jurisdiction	Decarbonization Target	Month Enacted
California	Net Zero in 2045	September 2022
Colorado	Net Zero by 2050	May 2023
Connecticut	45% below 2001 by 2030	May 2022
Delaware	Net Zero by 2050	August 2023
Hawaii	Net Zero by 2045	July 2022
Maine	80% below 1990 by 2050	June 2019
Maryland	Net Zero by 2045	April 2022
Massachusetts	Net Zero by 2050	March 2021
Minnesota	Net Zero by 2050	January 2023
Nevada	Net Zero by 2050	June 2019
New Jersey	80% below 2006 by 2050	July 2019
New York	85% below 1990 by 2050	June 2019
Oregon	75% below 1990 by 2050	June 2007
Puerto Rico	50% reduction within 5 years	May 2019
Rhode Island	Net Zero by 2050	April 2021
Vermont	80% below 1990 by 2050	September 2020
Virginia	Net Zero by 2045	April 2020
Washington	Net Zero by 2050	July 2021

Source: Makhholm et al., “Disparate Regulatory Pathways for Animating Net-Zero Legislation.” *Climate and Energy*, (May 2024), p 22.

Table 2: Aspirational Deep Decarbonization Policies in US States

Jurisdiction	Decarbonization Target	Month Enacted
Florida	80% of 1990 by 2050	July 2007
Louisiana	Net Zero by 2050	August 2020
Michigan	26-28% below 2005 by 2025	February 2019
New Mexico	45% below 2005 by 2030	January 2019
North Carolina	Net Zero by 2050	January 2022
Pennsylvania	80% below 2005 by 2050	January 2019

Source: Makhholm et al., “Disparate Regulatory Pathways for Animating Net-Zero Legislation.” *Climate and Energy*, (May 2024), p 23.

Such initiatives as in these two tables can include intermediate targets, emissions accounting guidance, and liability in the event the state misses its mandated targets. The initiatives do *not* include specifics of how to meet the targets, nor do they deal with issues associated with the powers of state regulatory agencies related to taking action to achieve targets or plans to manage energy affordability along the way.

Some possible manifestations of the energy transition could see a decrease in natural gas customers. But the nature and pace of that decrease in gas customers is unknown in light of complex interaction effects across sectors and limits on the powers of state and provincial regulatory agencies. Surely, however, any roll up of the gas system will *not* resemble the expansion of the gas system in reverse. And indeed, differences in the nature of an expanding customer base and a shrinking customer base provide reasons to expect that relationships between number of customers and O&M costs differ for those two trajectories.

5. Re-examining Customer Growth as a Proxy for O&M Growth

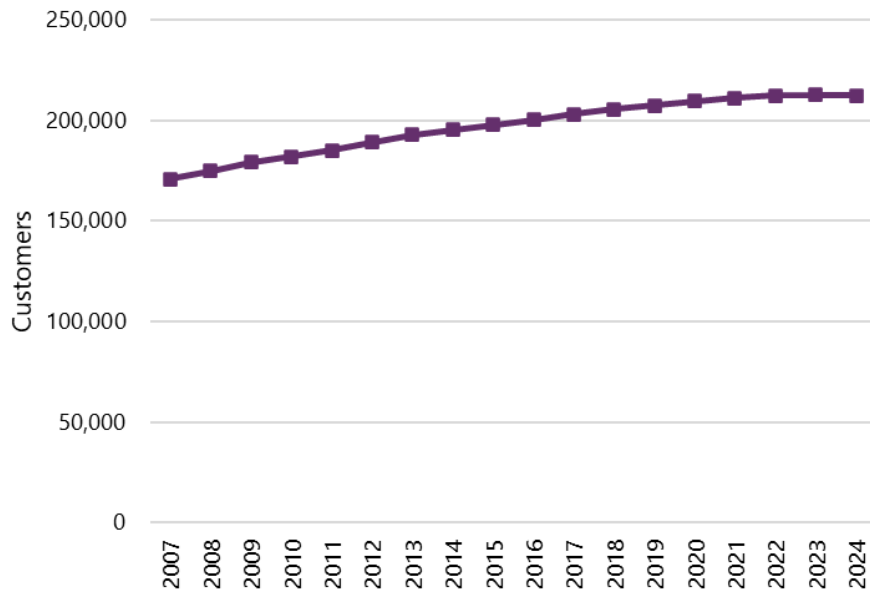
As discussed in Section 3, the rulings establishing the 0.75G formula reference the positive association between numbers of customers and O&M costs, e.g.,

The Régie reiterates its view...that “[...] *growth* in the number of customers is a more significant explanatory factor of a distributor’s cost *growth* than *growth* in volumes sold.”⁸ (emphasis added)

Assessments of the relation between customer growth and OPEX growth, particularly ones in 2017-2018, were of course based on information, analysis, and testimony pre-dating the onset of the energy transition—data that show reasonably stable positive growth in both the measures of interest. That stable positive growth is now uncertain, perhaps neither stable nor positive in the years to come. Figure 1 shows the number of Énergir gas customers by year for 2007 through 2024, and Figure 2 shows the percent growth by year over that period. In 2024, the number of customers decreased (slightly) for the first time.

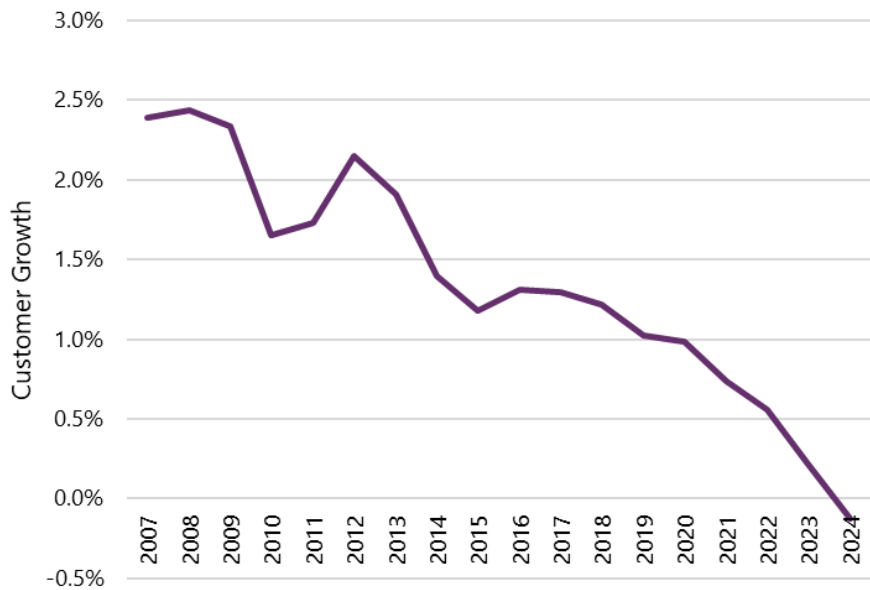
⁸ D-2019-028, R-4076-2018 Phase 1, (8 March 2019), paragraph 33.

Figure 1: Number of Customers, 2007-2024



Sources: 2018-2023: Énergir annual reports for Régie regulatory filings. 2007-2017: Response to Régie questions, R-3867-2013.

Figure 2: Customer Growth, 2007-2024



Sources: 2018-2023: Énergir annual reports for Régie regulatory filings. 2007-2017: Response to Régie questions, R-3867-2013, NERA Analysis.

As noted, the 2017-2019 rulings focus on the relation between customer *growth* and OPEX *growth*. The 2011 and 2017 PEG Studies, which motivated the use of customer growth as the proxy for output and contributed to the choice of 0.75 as the growth factor, both employ “log-log” specifications that estimate *constant* elasticities, i.e., that assume that the association between customer counts and OPEX is constant for all levels of customer counts and is the same for increases in customer counts as for decreases in customer counts.

There are reasons to believe, however, that differences in the nature of gas system expansions versus contractions would mean different effects on OPEX. For example, system expansion to accommodate an extra 45,000 customers (roughly the customer growth from 2006 through 2023) may include new distribution to co-located new residential building construction. But 465 customers leaving the system (the decline from 2023 to 2024) more likely involves idiosyncratic departures of spatially dispersed consumers. Some variable costs in the growth scenario may be fixed in the decline scenario. As an illustrative example, consider the incremental vehicle miles travelled (VMT) to inspect a new addition to the distribution system. In the case that one customer in an area leaves the system, the VMT would not change.

There are many aspects of the inputs to and outputs of modern utility operation that complicate TFP growth, OPEX growth, and other measures which, in more stable times, offered gains in regulatory efficiency by way of reasonably predictable relationships to easily measured information. The effects of advanced metering on volume-based TFP measurements provides one example. The percentage of US electricity consumers with advanced meters has grown from a very small percentage two decades ago to perhaps more than 70 percent today. This amounts to a cumulative investment of many billions of dollars for a technology that, if anything, leads to lower utility kWh output. Investments in a range of other grid modernization technologies (e.g., those related to electric vehicle charging, electrical storage, voltage optimization, data management, and cybersecurity) have become important elements of inputs to electricity distribution with no automatic extension of output as measured by kWh.

Grid modernization, the energy transition, and their potential upheaval of relationships between fundamental measures of utility inputs and outputs point to the need to re-assess the parametric formulas underlying automatic cost-adjustment methods.

6. Elements of Past Productivity Studies

As we wrote above, the consumer growth proxy for gas distribution O&M was a convenient method to include in multi-year rate plans—so long as it reflected reasonably stable positive growth. Evidently, that stability, or a non-negative growth rate, may be in question.

To the extent that actual customer growth numbers decline, either for gas distributors in Québec or for larger groups of Canadian or US gas distributors, the Régie is generally without evidence on how to deal with that problem. The PEG studies were not challenged before the Régie—nor were the various sources of subjectivity in those studies recognized at the time. In the 2010-2012 generating proceeding on the *X-factor* regulation Alberta, the AUC dismissed tailor-made econometric analyses in contested rate proceedings as follows:

...the Commission agrees with NERA's explanation that the outcome of any regression model is highly dependent on the choice of explanatory variables, which represents the subjective judgement of the person conducting the analysis. ... Therefore, the Commission agrees with NERA's conclusion that econometric models are prone to the criticism of being less objective and too complex for the purpose of PBR plans.⁹

Neither of the PEG studies, for various reasons, are sufficiently robust to handle a situation where customer growth for gas distributors turns negative—or where the use of the 0.75 parameter is applied to a negative growth rate (implying falling O&M costs). The origin of the PEG productivity study and the Regie proceedings that established the parametric formula were predicated on reasonably stable growth in all parameters—they cannot reasonably be applied to project reductions in either the fixed or O&M costs for local distribution operations without much greater scrutiny on the nature of those costs and how they could well increase even if customer densities thin or customer numbers drop. Such unprecedented output numbers, whether caused by the renewable energy transition or other idiosyncratic factors, would require new study. Such study would determine whether and how growth proxies would continue to apply when underlying customer growth is negative

⁹ AUC Decision 2012-237, pp. 75-76

**INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES DEMANDÉES PAR LA RÉGIE
DANS SA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 9**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 ÉVOLUTION DU COÛT DE SERVICE RÉEL	4
2 ÉVOLUTION DES DÉPENSES D'EXPLOITATION	6
3 ÉVOLUTION ANNUELLE DU NOMBRE DE CLIENTS	8
4 COÛT DU RENDEMENT ET DES IMPÔTS PRÉSUMÉS	8
5 ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION RÉELLE, DU CMPC RÉEL ET DU RENDEMENT RÉEL	11
6 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION INFÉRIEURES AU SEUIL	14
7 AMORTISSEMENT ET BASE DE TARIFICATION	16
8 AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DE SERVICES	18
CONCLUSION	20

INTRODUCTION

1 La présente annexe a été préparée afin de répondre aux questions 2.1, 3.1, 4.1, 7.1, 7.2, 9.1 et
2 10.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie. Énergir juge préférable de ne pas
3 remplacer les graphiques initialement déposés dans le cœur de la présente pièce, par ceux
4 intégrant les informations additionnelles demandées par la Régie dans les questions précitées.
5 Le remplacement des graphiques originaux, par ceux préparés pour répondre à la demande de
6 la Régie, aurait engendré une dichotomie entre ces derniers et les textes originaux déjà présents
7 sous les graphiques pour en expliquer les résultats. Pour faciliter le jumelage des nouveaux
8 graphiques exigés par la demande de renseignements n° 9 de la Régie avec les graphiques
9 initiaux auxquels ils se réfèrent dans le cœur de la preuve, les graphiques ont conservé, dans la
10 présente annexe, la même numérotation qui leur était initialement assignée, mais avec l'ajout
11 d'un suffixe.

12 Outre l'ajout des données de l'année 2024-2025 à différents graphiques de la preuve d'Énergir,
13 cette annexe a pour principal objectif de comparer le coût de service et ses différentes
14 composantes avec les indices proposés par Énergir. En plus de répondre aux demandes
15 spécifiques de la Régie, Énergir a ajouté des informations additionnelles à cette annexe ou a
16 commenté les résultats lorsque pertinent.

17 Dans cette annexe, les différents indices sont définis comme suit :

- 18 • IPC Québec réel : moyenne historique 12 mois de l'IPC Québec au mois de septembre
19 pour chacune des années;
- 20 • IPC Québec moyen : moyenne de l'IPC Québec réel pour la période évaluée;
- 21 • Taux d'inflation selon l'EERH (EERH réel) : moyenne historique 36 mois de l'indice EERH
22 au mois de septembre pour chacune des années;
- 23 • EERH moyen : moyenne de l'indice EERH réel pour la période évaluée;
- 24 • Taux d'inflation pondéré (ou formule paramétrique) : Taux d'inflation calculé en fonction
25 d'une pondération de 75 % selon l'EERH réel et de 25 % selon l'IPC Québec réel. Ce taux
26 est appliqué sur les dépenses d'exploitation;

- 1 • Taux d'inflation pondéré moyen : moyenne du taux d'inflation pondéré pour la période
2 évaluée. Ce taux est appliqué sur les dépenses d'exploitation;
- 3 • Taux d'inflation FVC : 75 % selon l'IPC Québec réel et 25 % selon l'EERH réel. Comme
4 expliqué à la section 7 du présent document, selon la formule proposée, la croissance de
5 près de 75 % du coût de service serait limitée à l'IPC et environ 25 % évolueraient selon
6 l'indice EERH.

7 Il est important de préciser que les données réelles de l'année 2024-2025 sont basées sur les
8 données du Rapport annuel 2024-2025 qui est toujours en cours d'analyse par la Régie au
9 moment de la rédaction de la présente annexe. Ainsi, les données de cette année spécifique
10 pourraient différer à la suite de la réception de la décision de la Régie portant sur le dossier R-
11 4328-2025.

1 ÉVOLUTION DU COÛT DE SERVICE RÉEL

12 En réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, Énergir présente
13 le graphique 2A en complément au graphique 2 de la section 5.1 de la présente pièce. Ce
14 graphique présente l'évolution de la variation annuelle du coût de service pour les exercices 2017-
15 2018 à 2024-2025 en comparaison avec l'IPC Québec réel et le taux d'inflation FVC et leur
16 moyenne pour la période considérée.

Graphique 2A

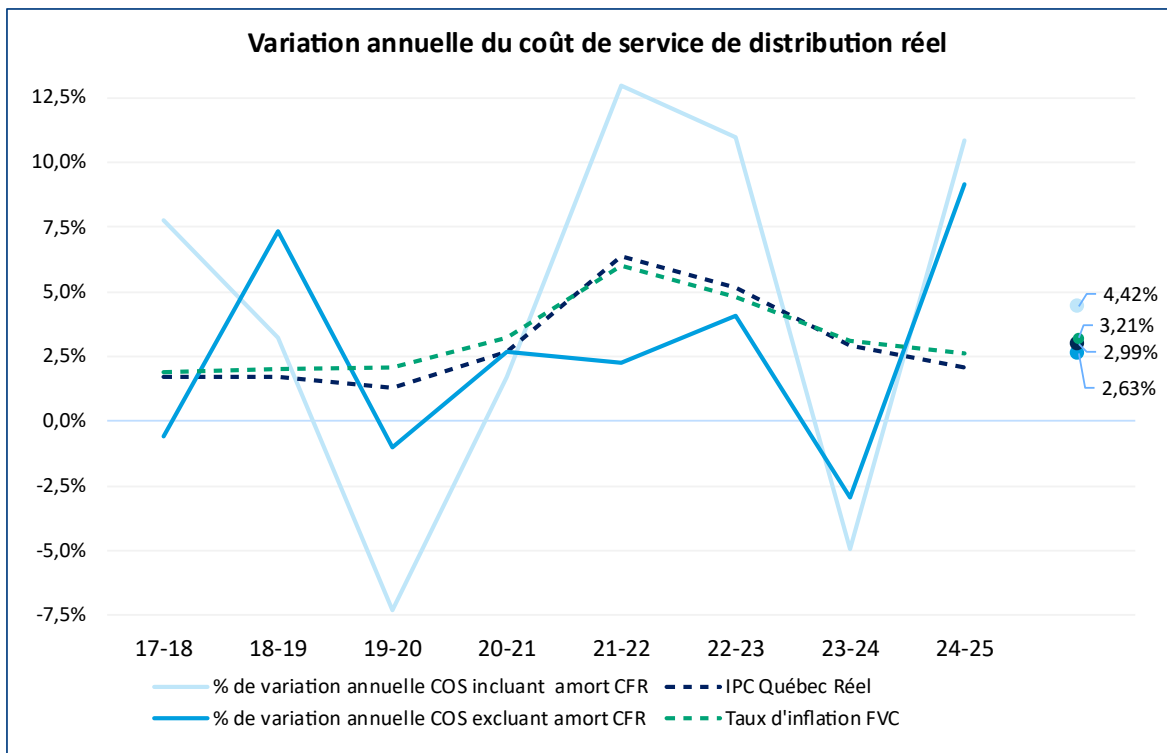


Tableau 4

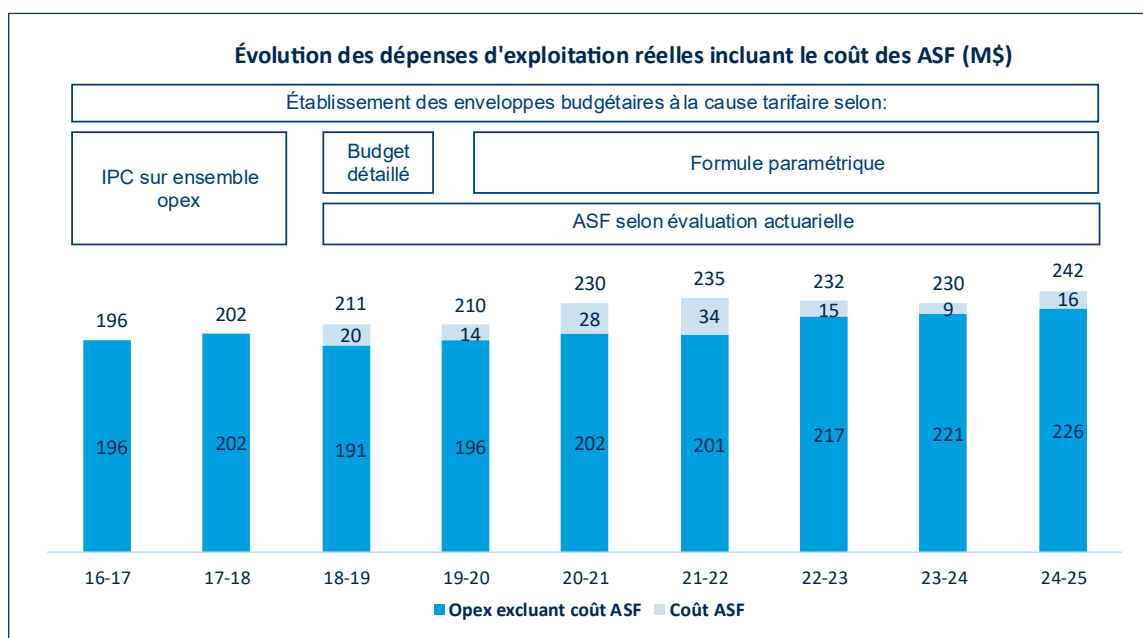
Comparaison de la variation annuelle moyenne du coût de service (COS) par rapport à la croissance moyenne des indices	
COS incluant l'amortissement des CFR	4,42 %
COS excluant l'amortissement des CFR	2,63 %
IPC Québec réel	2,99 %
Taux d'inflation FVC	3,21 %

- 1 Comme expliqué à la section 5.1 du présent document, il n'est pas possible de dégager une
- 2 tendance en ce qui concerne l'amortissement des CFR. En excluant cette composante, la
- 3 variation moyenne du coût de service pour la période évaluée (2,63 %) se rapproche de l'IPC
- 4 moyen (2,99 %) et du taux d'inflation moyen de la FVC (3,21 %).

2 ÉVOLUTION DES DÉPENSES D'EXPLOITATION

- 1 En réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, Énergir présente
 2 les graphiques 4A et 4B en complément au graphique 4 de la section 5.2.1 de la présente pièce.
- 3 Le graphique 4A ci-dessous présente l'évolution des dépenses d'exploitation réelles en isolant le
 4 coût des ASF, incluant le coût des services rendus et autres composantes, en y ajoutant les
 5 données de l'exercice 2024-2025.

Graphique 4A



- 6 Le graphique 4B présente le pourcentage de variation annuelle des dépenses d'exploitation,
 7 excluant le coût des ASF pour les exercices 2017-2018 à 2024-2025 en comparaison avec
 8 l'IPC Québec réel, l'EERH réel et la formule paramétrique et leur moyenne pour la période
 9 considérée.

Graphique 4B

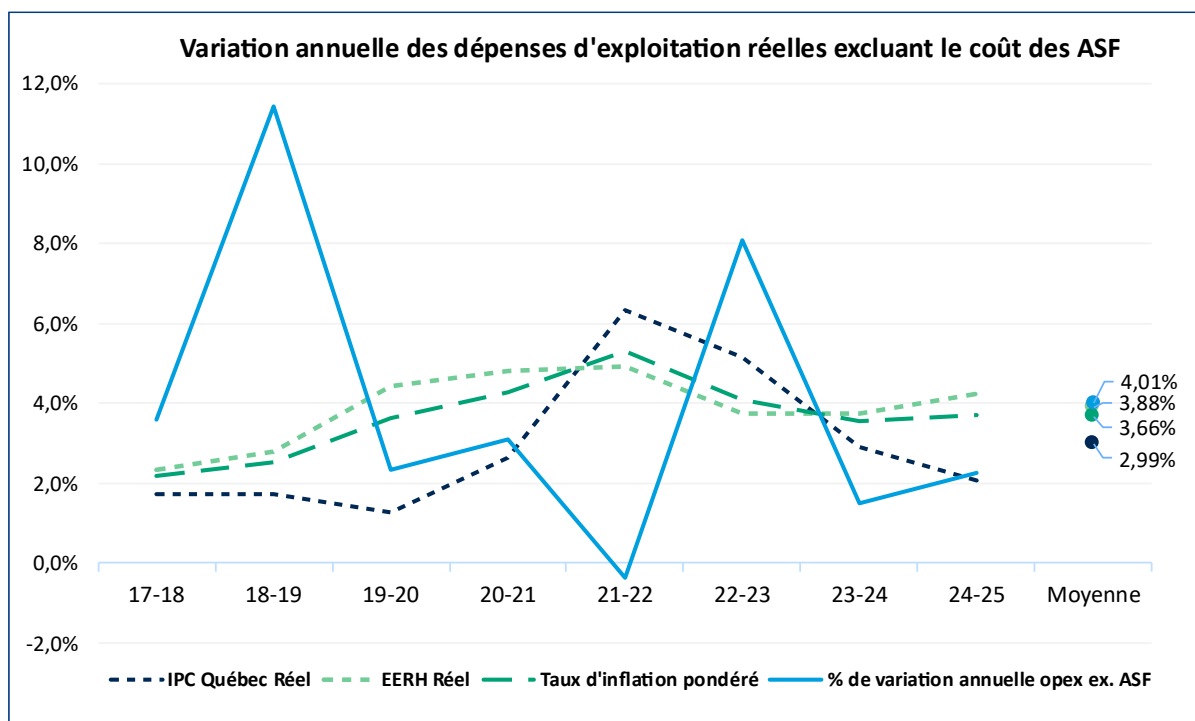


Tableau 5

Comparaison de la variation annuelle moyenne des dépenses d'exploitation par rapport à la croissance moyenne des indices	
OPEX excluant ASF	4,01 %
IPC Québec réel	2,99 %
EERH réel	3,88 %
Taux d'inflation pondéré	3,66 %

- 1 Les variations annuelles des dépenses d'exploitation des années 2019, 2022 et 2023 se sont
- 2 éloignées du taux d'inflation pondéré. Toutefois, la variation moyenne de 2018 à 2025 de 4,01 %
- 3 se rapproche du taux d'inflation pondéré de 3,66 %.

3 ÉVOLUTION ANNUELLE DU NOMBRE DE CLIENTS

- 1 En réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, Énergir présente
2 le tableau suivant.

Tableau 6

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installations facturables au début (nombre)	202 907	205 883	207 299	209 539	211 287	211 366	212 025	211 577
Nouveaux clients (nombre)	5 561	4 191	5 012	4 118	2 603	3 505	2 407	1 416
Clients perdus (nombre)	(2 585)	(2 775)	(2 772)	(2 370)	(2 524)	(2 846)	(2 855)	(2 777)
Installations facturables au 30 sept. (nombre)	205 883	207 299	209 539	211 287	211 366	212 025	211 577	210 216
Taux d'attrition	1,27 %	1,35 %	1,34 %	1,13 %	1,19 %	1,35 %	1,35 %	1,31%
Taux d'addition	2,74 %	2,04 %	2,42 %	1,97 %	1,23 %	1,66 %	1,14 %	0,67%
Taux de croissance global	1,47 %	0,69 %	1,08 %	0,83 %	0,04 %	0,31 %	-0,21 %	-0,64%

- 3 Le nombre d'installations facturables présenté dans le tableau ci-haut représente le nombre de
4 clients actifs au 30 septembre de chaque exercice. Ces données diffèrent légèrement de celles
5 présentées au rapport annuel, puisque le nombre de clients figurant chaque année à la pièce
6 Énergir-9, Document 1, p. 1, col. 2 du rapport annuel représente plutôt un nombre de clients
7 moyen.

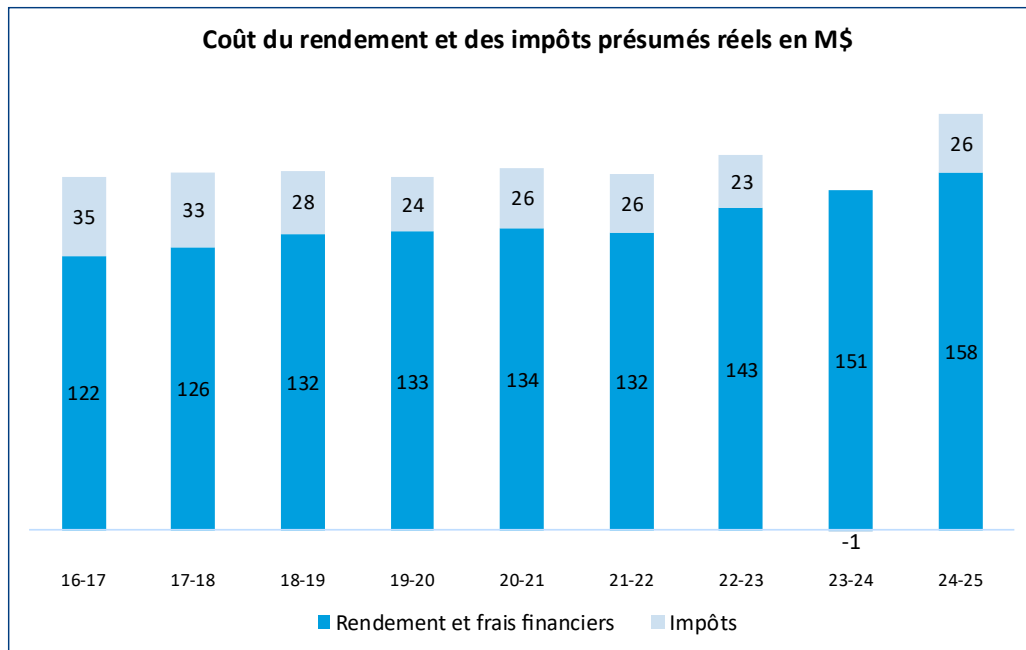
4 COÛT DU RENDEMENT ET DES IMPÔTS PRÉSUMÉS

- 8 En réponse aux questions 7.1 et 7.2 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, Énergir
9 présente les graphiques 5A, 5B et 5C en complément au graphique 5 de la section 5.2.2 de la
10 présente pièce relative au rendement et aux impôts présumés.

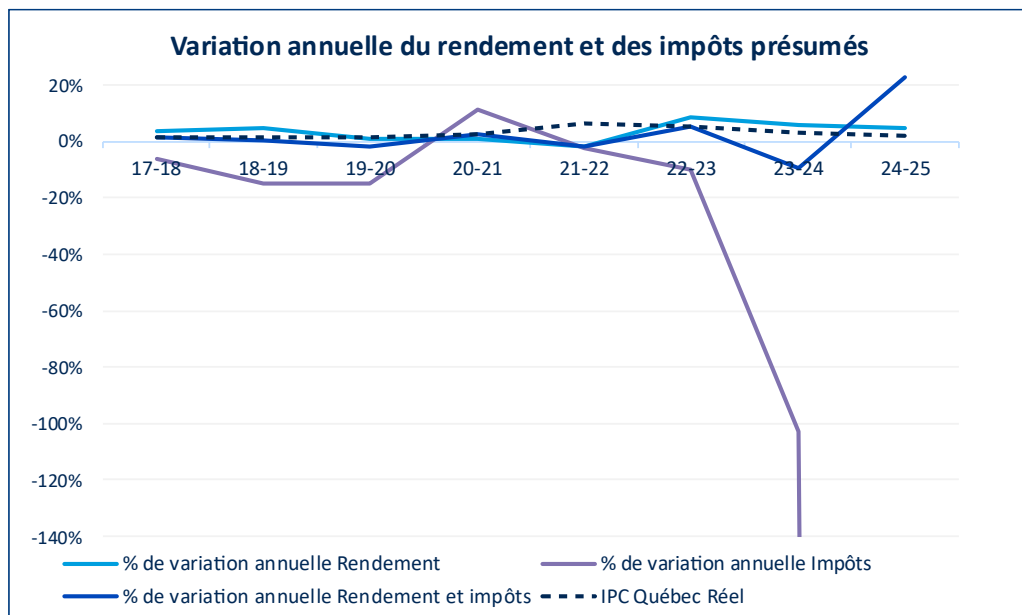
- 11 Le graphique 5A présente l'évolution du coût du rendement et des impôts présumés en y ajoutant
12 les données de l'exercice 2024-2025.

- 1 Le graphique 5B présente la variation annuelle, calculée à partir de l'exercice 2016-2017, du
- 2 rendement et des impôts présumés pour les exercices 2017-2018 à 2024-2025 en comparaison
- 3 avec l'IPC Québec réel et leur moyenne pour la période considérée.

Graphique 5A



Graphique 5B



- 1 Les impôts présumés sont très variables d'une année à l'autre, puisque seul l'impôt exigible est
 2 pris en compte dans l'établissement du coût de service. Ainsi, Énergir n'a pas présenté de
 3 graphique distinct pour cette composante.
- 4 Le graphique 5C présente la variation annuelle, calculée à partir de l'exercice 2016-2017, du
 5 rendement pour les exercices 2017-2018 à 2024-2025 en comparaison avec l'IPC Québec réel
 6 et leur moyenne pour la période considérée.

Graphique 5C

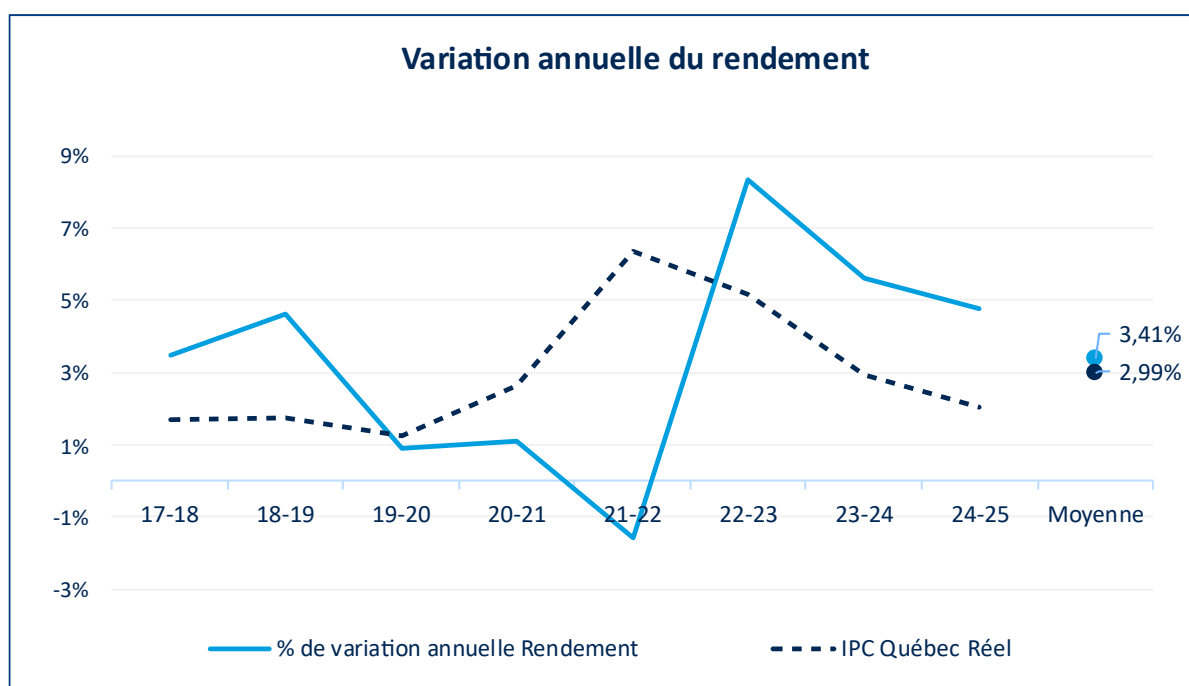


Tableau 7

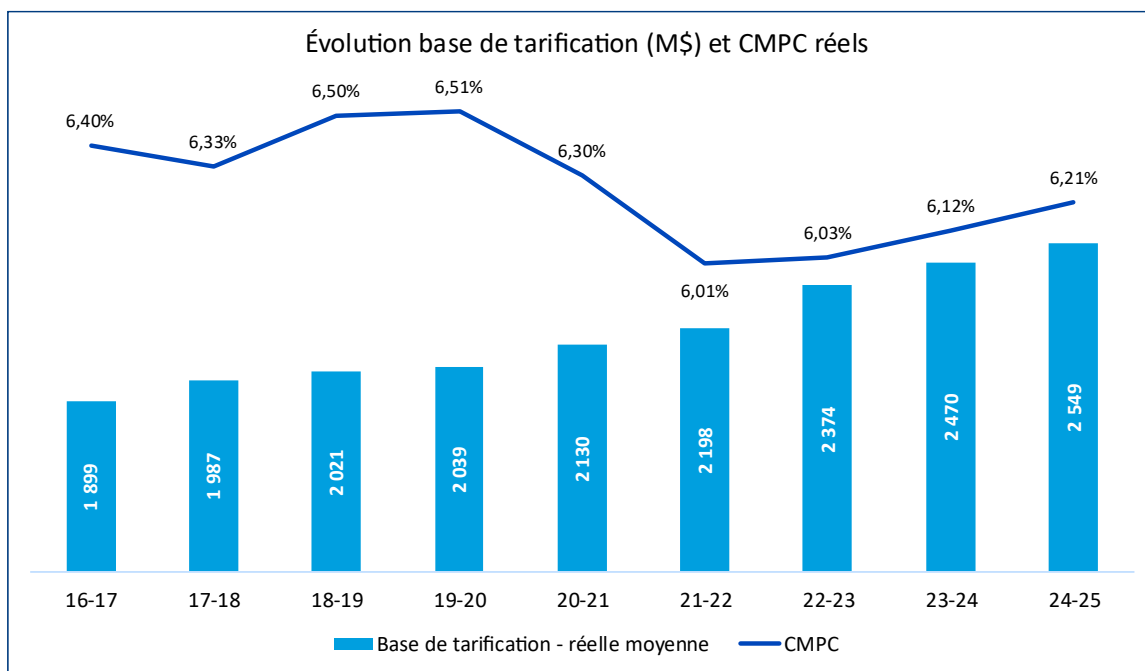
Comparaison de la variation annuelle moyenne du rendement par rapport à la croissance moyenne des indices	
Rendement	3,41 %
Impôts présumés	-560 %
IPC Québec réel	2,99 %

- 1 La moyenne de la variation annuelle du rendement pour la période considérée de 3,41 % se
2 rapproche de l'IPC Québec moyen de 2,99 %.

5 ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION RÉELLE, DU CMPC RÉEL ET DU RENDEMENT RÉEL

- 3 En réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, Énergir présente
4 les graphiques 6A et 6B, en complément au graphique 6 de la section 5.2.2 de la présente pièce.
5 Le graphique 6A présente l'évolution de la base de tarification moyenne et du CMPC en y ajoutant
6 les données de l'exercice 2024-2025.

Graphique 6A



- 7 Le graphique 6B présente le pourcentage de variation annuelle, calculé à partir de l'exercice
8 2016-2017, de la base de tarification moyenne, du CMPC et du rendement pour les exercices
9 2017-2018 à 2024-2025 en comparaison avec l'IPC Québec réel et leur moyenne pour la période
10 considérée.

Graphique 6B

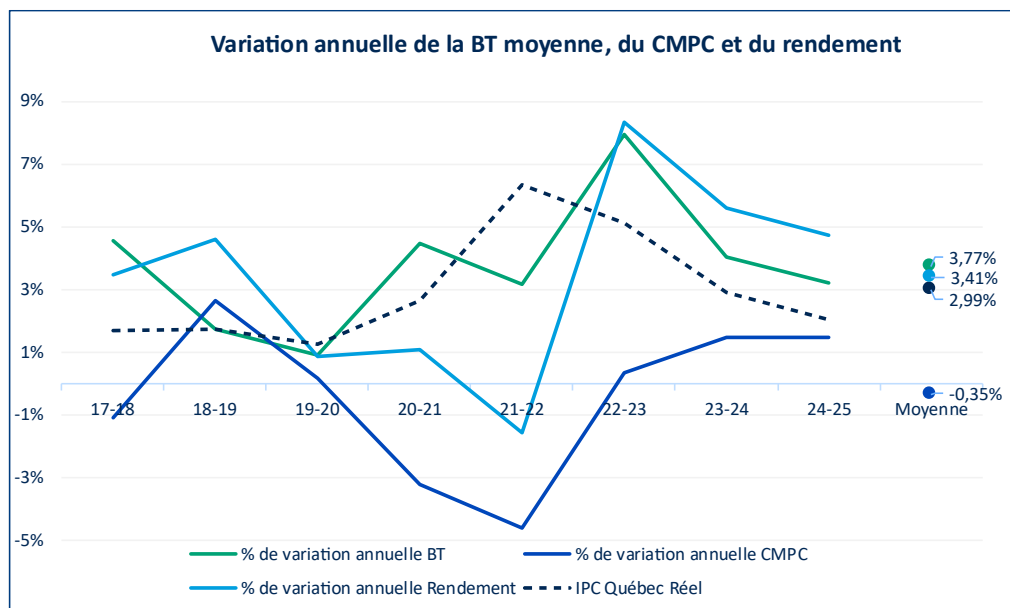


Tableau 8

Comparaison de la variation annuelle moyenne de la BT, du CMPC et du rendement par rapport à la croissance moyenne des indices	
BT	3,77 %
Rendement	3,41 %
CMPC	-0,35 %
IPC Québec réel	2,99 %

1 Comme présenté dans le graphique 6B, le pourcentage de variation annuelle de la base de
 2 tarification fluctue d'une année à l'autre. Comme expliqué à la section 5.2.2.1 de la présente
 3 pièce, cette fluctuation s'explique par la variabilité des investissements année sur année. La
 4 variation moyenne de la base de tarification pour la période de 2017-2018 à 2024-2025 s'élève à
 5 3,77 %, un niveau relativement près de l'IPC Québec moyen de 2,99 %.

6 Le rendement est influencé par la croissance de la base de tarification et par l'évolution du CMPC.
 7 Toutefois, il est possible de constater que la variation moyenne du rendement (3,41 %) est
 8 beaucoup plus près de la variation moyenne de la base de tarification (3,77 %) que de la variation

1 moyenne du CMPC (-0,35 %). Puisque l'évolution du rendement est corrélée à l'évolution de la
 2 base de tarification et que la croissance de la base de tarification se situe près de l'IPC Québec
 3 moyen, la variation moyenne du rendement (3,41 %) se rapproche également de la variation de
 4 l'IPC Québec moyen (2,99 %).

5 Comme expliqué à la section 5.2.2.1 de la présente pièce, les CFR, le PGEÉ et le PTPD
 6 présentent une plus grande variabilité. Énergir présente le graphique 6C ci-dessous, qui compare
 7 la variation annuelle de la base de tarification moyenne en excluant les CFR, le PGEÉ et le PTPD
 8 à l'IPC Québec réel.

Graphique 6C

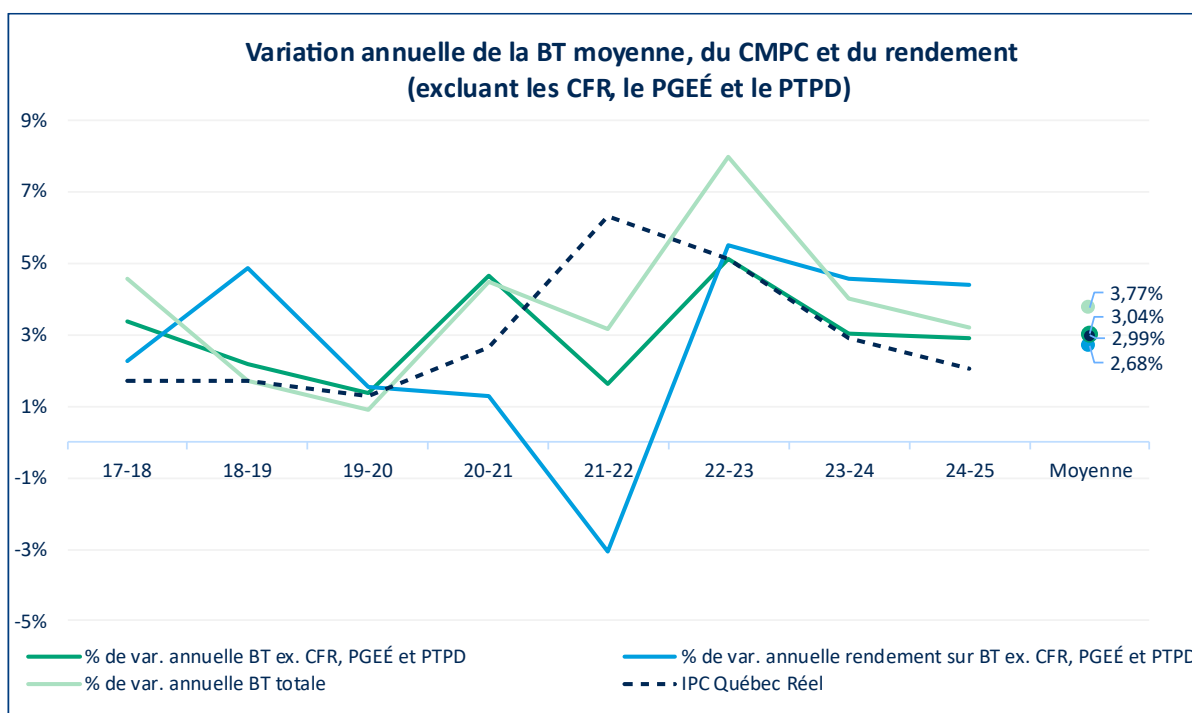


Tableau 9

Comparaison de la variation annuelle moyenne de la BT, du CMPC et du rendement (excluant les CFR, le PGEÉ et le PTPD) par rapport à la croissance moyenne des indices	
BT totale	3,77 %
BT excluant CFR, PGEÉ et PTPD	3,04 %
Rendement excluant CFR, PGEÉ et PTPD	2,68 %
IPC Québec réel	2,99 %

- 1 En excluant les éléments ayant une grande variabilité, les variations moyennes du rendement
2 (2,68 %) et la base de tarification (3,04 %) s'approchent davantage de l'IPC Québec moyen
3 (2,99 %), tel que présenté au tableau ci-dessous.

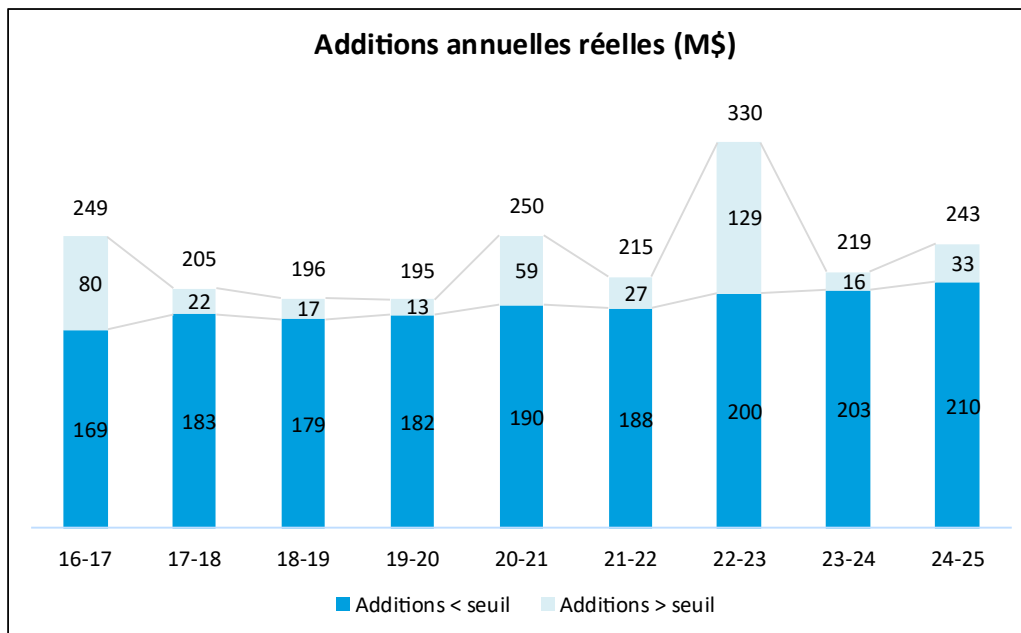
Tableau 10

Variation moyenne sur la période de 2018 à 2025	BT totale	BT excluant CFR, PGEÉ et PTPD
IPC Québec	2,99 %	2,99 %
Variation de la base de tarification	3,77 %	3,04 %
Variation du rendement	3,41 %	2,68 %

6 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION INFÉRIEURES AU SEUIL

- 4 En réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, Énergir présente
5 les graphiques 8A et 8B en complément au graphique 8 de la section 5.2.2 de la présente pièce.
6 Le graphique 8A ci-dessous présente les additions annuelles d'immobilisations corporelles et des
7 développements informatiques, en y ajoutant les données de l'exercice 2024-2025.

Graphique 8A



- 1 Le graphique 8B présente le pourcentage de variation annuelle, calculé à partir de l'exercice
- 2 2016-2017, des additions inférieures au seuil pour les exercices 2017-2018 à 2024-2025 en
- 3 comparaison avec l'IPC Québec réel et leur moyenne pour la période considérée.

Graphique 8B

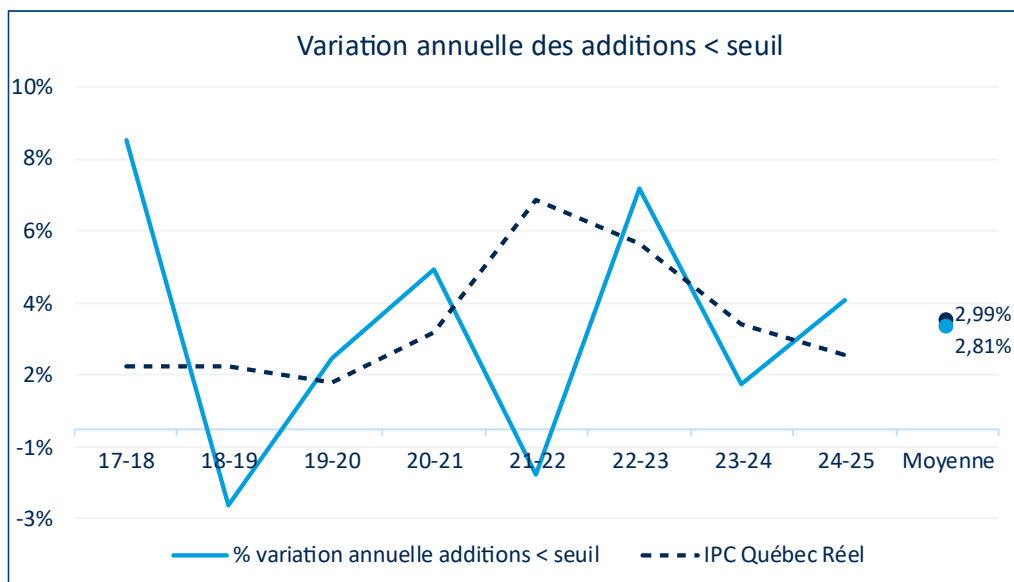


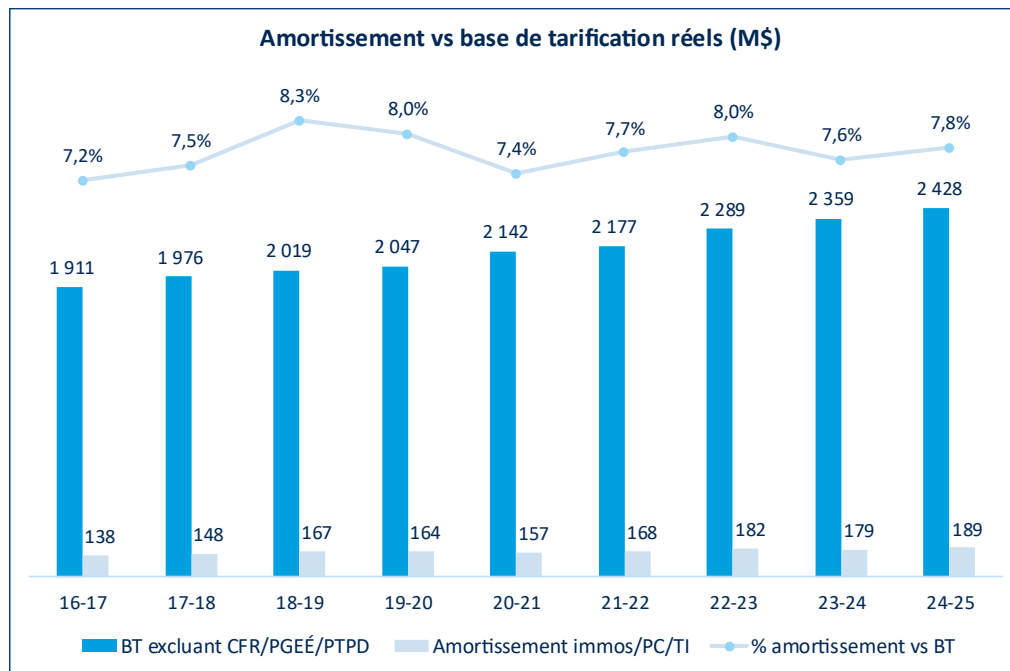
Tableau 11

Comparaison de la variation annuelle moyenne des additions sous le seuil par rapport à la croissance moyenne des indices	
Additions sous le seuil	2,81 %
IPC Québec réel	2,99 %

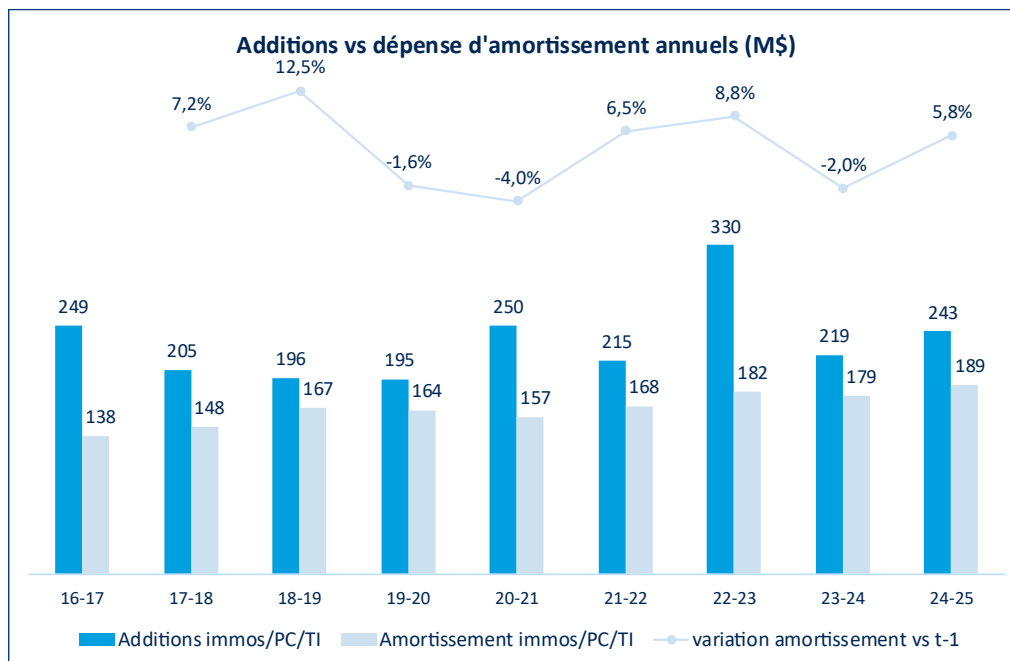
7 AMORTISSEMENT ET BASE DE TARIFICATION

- 1 En réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, Énergir présente
- 2 les graphiques 9A et 10A, en complément aux graphiques 9 et 10 de la section 5.2.3 de la
- 3 présente pièce, pour inclure l'ajout des données de l'exercice 2024-2025.
- 4 Pour la période 2016-2017 à 2024-2025, le graphique 9A présente l'évolution de l'amortissement
- 5 et l'évolution de la base de tarification excluant les CFR, le PGEÉ et le PTPD, alors que le
- 6 graphique 10A présente les additions inférieures au seuil, l'amortissement des immobilisations,
- 7 des programmes commerciaux (PC) et des développements informatiques (TI) et la variation
- 8 annuelle de l'amortissement.

Graphique 9A



Graphique 10A



1 Pour la période 2016-2017 à 2024-2025, le graphique ci-dessus démontre que la variation
2 annuelle de l'amortissement fluctue d'une année à l'autre. Les principales causes de fluctuations
3 sont expliquées à la section 5.2.3 de la présente pièce. La croissance moyenne de
4 l'amortissement des immobilisations, des programmes commerciaux et des développements
5 informatiques s'élève à 4,15 %, comparativement à 2,99 % pour l'IPC Québec moyen sur cette
6 période.

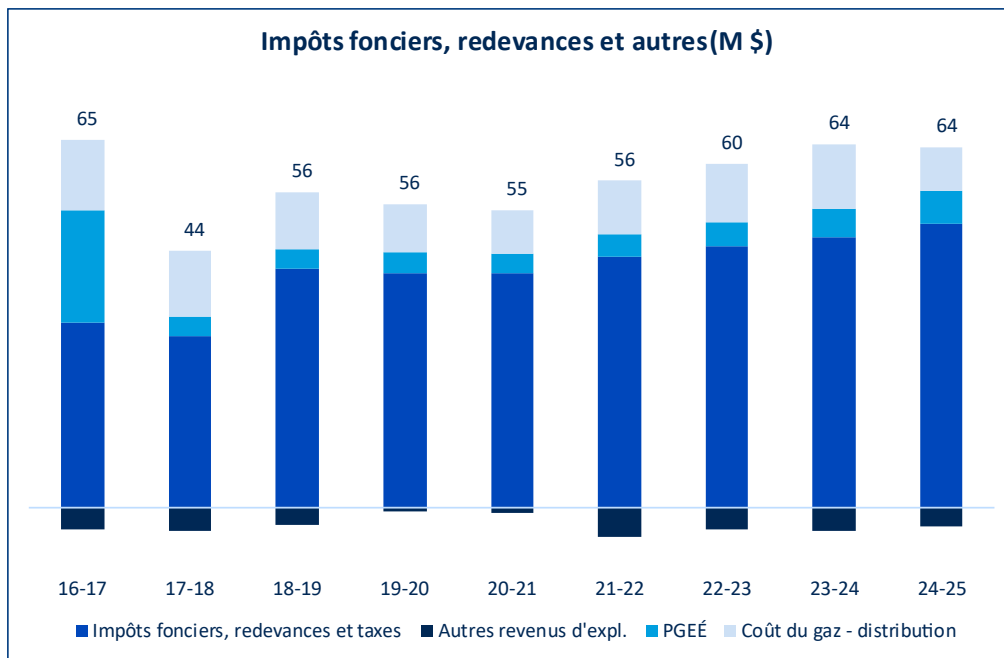
8 AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DE SERVICES

7 En réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, Énergir
8 présente les graphiques 11A et 11B, en complément au graphique 11 de la section 5.2.4 de la
9 présente pièce.

10 Le graphique 11A présente l'évolution des impôts fonciers, des redevances et autres en y ajoutant
11 les données de l'exercice 2024-2025.

12 Le graphique 11B présente la variation annuelle, calculée à partir de l'exercice 2016-2017, des
13 impôts fonciers, des redevances et autres pour les exercices 2017-2018 à 2024-2025 en
14 comparaison avec l'IPC Québec réel et leur moyenne pour la période considérée.

Graphique 11A



Graphique 11B

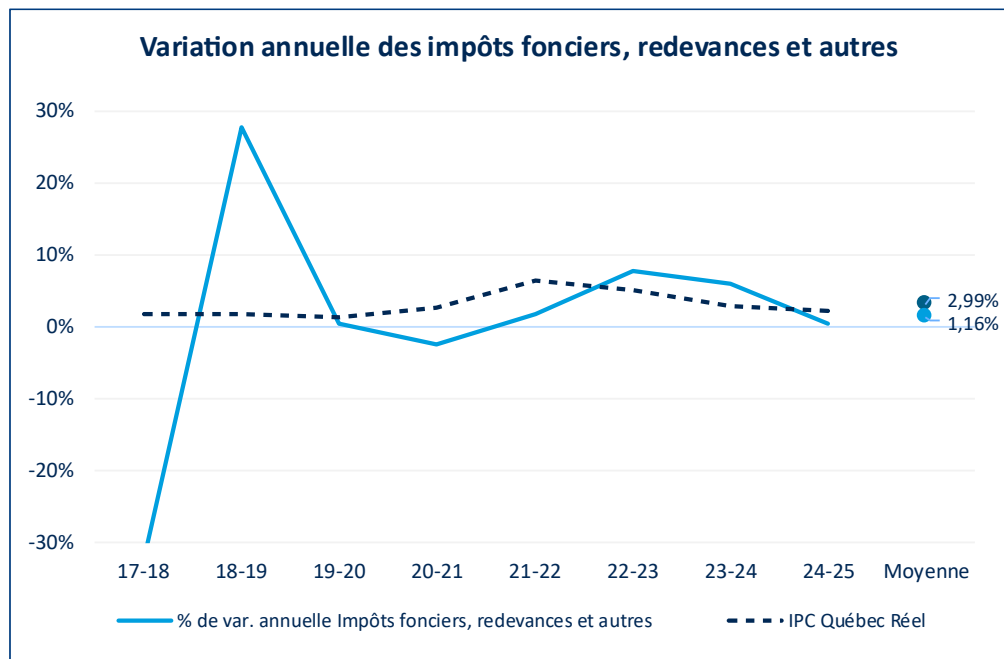


Tableau 12

Comparaison de la variation annuelle moyenne des impôts fonciers, redevances et autres par rapport à la croissance moyenne des indices	
Impôts fonciers, redevances et autres	1,16 %
IPC Québec réel	2,99 %

1 Pour la période de 2017-2018 à 2024-2025, la variation moyenne des impôts fonciers, des
2 redevances et autres est de 1,16 %. Comme démontré au graphique ci-dessus, il est possible de
3 constater que la variation annuelle des années 2017-2018 et 2018-2019 est importante. Cette
4 fluctuation s'explique par l'intégration des subventions du PGEÉ à la base de tarification à
5 compter de 2017-2018 et par la forte hausse de la redevance à Transition énergétique Québec
6 en 2018-2019 (comme expliqué à la section 5.2.4 du présent document). En excluant ces deux
7 années, la croissance moyenne des autres éléments du coût de service s'élève à 2,30 %, ce qui
8 s'approche de la variation de l'IPC Québec moyen de 2,99 %.

CONCLUSION

9 En conclusion, Énergir compile, dans le tableau ci-dessous, la variation moyenne de la base de
10 tarification et des différents éléments du coût de service pour les comparer aux différents indices
11 de la FVC pour la période de 2017-2018 à 2024-2025.

Tableau 13

Composantes du coût de service d'Énergir au service de distribution	Croissance moyenne 2018 à 2025	Indices	Croissance moyenne de l'indice 2018 à 2025
1. Base de tarification totale	3,77 %	IPC Québec moyen	2,99 %
2. Base de tarification, excluant CFR, PGEÉ et PTPD (BT assujettie aux indices)	3,04 %	IPC Québec moyen	2,99 %
3. Dépenses d'exploitation, excluant ASF	4,01 %	Taux inflation pondéré moyen	3,66 %
4. Rendement sur la BT	3,41 %	IPC Québec moyen	2,99 %
5. Impôts présumés	-560 %	IPC Québec moyen	2,99 %
6. Amortissement des immos/TI/PC	4,15 %	IPC Québec moyen	2,99 %
7. Impôts fonciers, redevances et autres	1,16 %	IPC Québec moyen	2,99 %
8. Coût de service excluant les CFR	2,63 %	Taux d'inflation FVC moyen	3,21 %
9. Coût de service assujetti aux indices ⁽¹⁾	3,29 %	Taux d'inflation FVC moyen	3,21 %

⁽¹⁾ Coût de service de base établi par les indices comme proposé par la formule, présenté au Tableau 1 de la section 6 du présent document.

1 Par ailleurs, comme la proposition d'Énergir est d'appliquer les indices sur les éléments inclus
2 dans le coût de service de base, Énergir a calculé la croissance moyenne du coût de service de
3 base et l'a comparé à la croissance du taux d'inflation FVC moyen. Le résultat de ce calcul est
4 présenté à la ligne 9 du tableau ci-dessus. Le coût de service assujetti aux indices pour la période
5 de 2017-2018 à 2024-2025 s'élève à 3,29 % comparativement à une croissance du taux
6 d'inflation moyen de la FVC de 3,21 %, soit un écart de seulement 0,08%.

7 Énergir rappelle que le coût de service élaboré à partir de la FVC permet de déterminer une
8 enveloppe globale du coût de service et vise à circonscrire le périmètre à l'intérieur duquel Énergir
9 devra travailler. Autrement dit, la FVC imposera une limite à la croissance du coût de service
10 au-delà de laquelle les coûts du distributeur ne peuvent être récupérés dans les tarifs de
11 distribution. Les sections précédentes de cette annexe ont montré qu'annuellement, les
12 différentes composantes prises individuellement peuvent fluctuer d'une année à l'autre, mais que
13 la croissance moyenne de ces composantes s'approche de la croissance de leur indice respectif.
14 Les résultats des différentes analyses de l'évolution du coût de service confirment que les choix
15 d'indice sont justes et raisonnables.