

**PROPOSITION DE FORMULE  
DE VARIATION DES COÛTS**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET DES ACRONYMES .....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>4</b>
<b>1 MISE EN CONTEXTE .....</b>	<b>6</b>
<b>5 COÛT DE SERVICE .....</b>	<b>8</b>
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
<b>6 DESCRIPTION DE LA PROPOSITION DE FVC .....</b>	<b>27</b>
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
<b>7 SIMULATION 2027 .....</b>	<b>37</b>
<b>8 BALISAGE .....</b>	<b>40</b>
<b>9 INFORMATIONS PRÉSENTÉES À LA CAUSE TARIFAIRE 2026-2027 POUR L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE DISTRIBUTION .....</b>	<b>41</b>
<b>10 ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE .....</b>	<b>42</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>44</b>

**Annexe 1    Rapport NERA**

## 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 <sup>er</sup> 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 débuter 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 distribution<sup>1</sup>. 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

---

<sup>1</sup> 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.

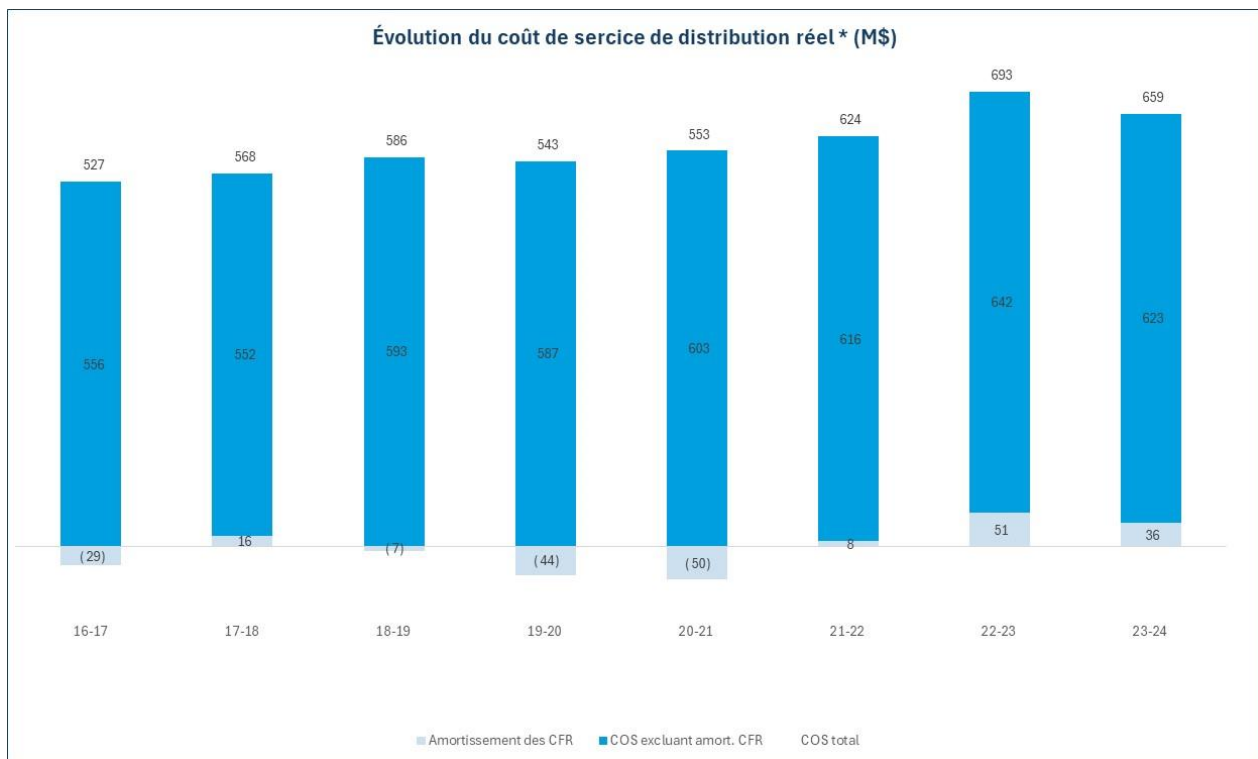
6 En soutien à la présente demande, la section suivante présente les principaux constats issus de  
7 l’analyse de l’évolution des grandes composantes du coût de service et de la base de  
8 tarification (BT). Cette analyse vise à établir les fondements économiques et tarifaires sur  
9 lesquels reposent 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

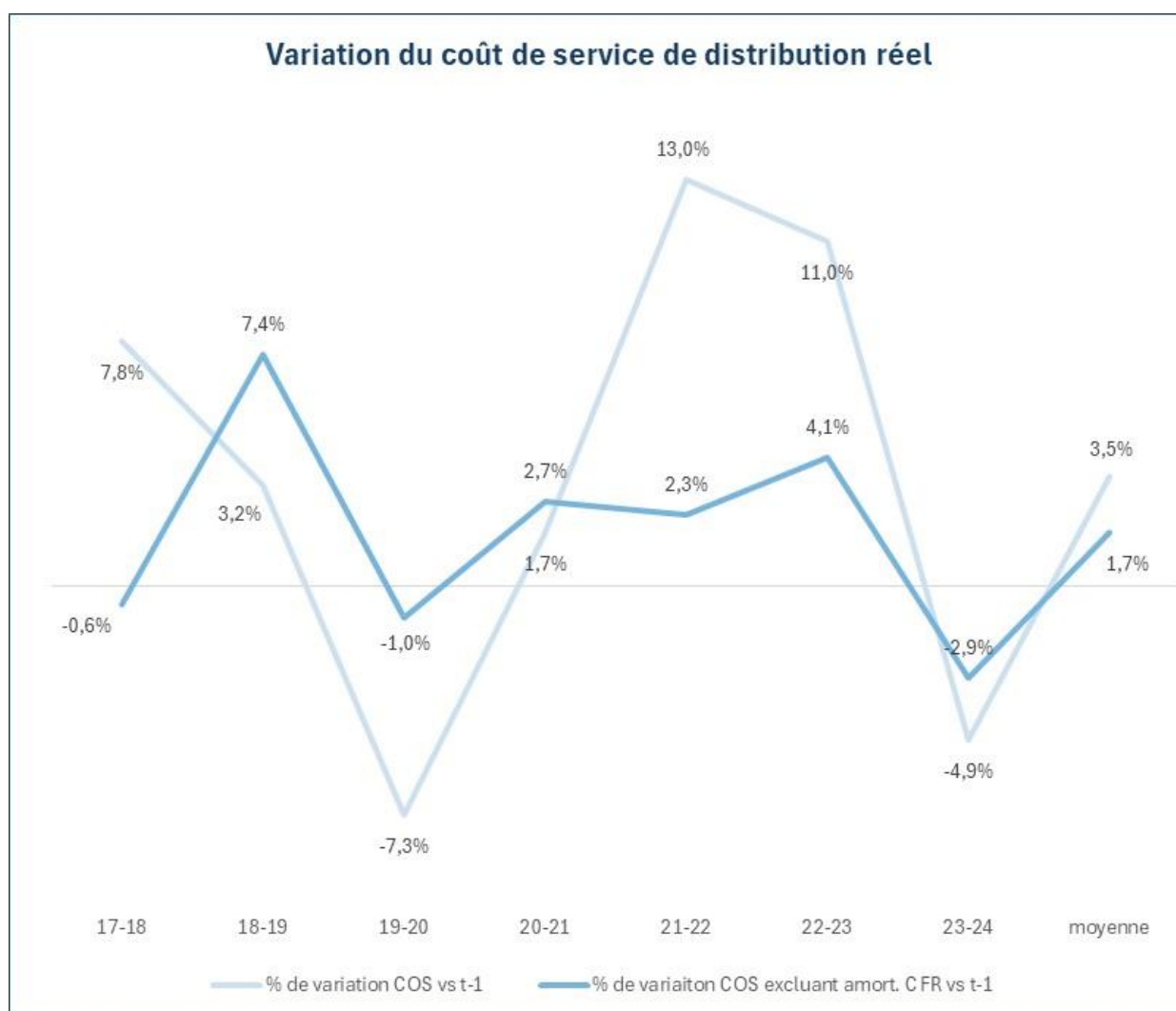


\* Excluant la contrepartie du nivellement de l'impôt et la contribution GES.

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.

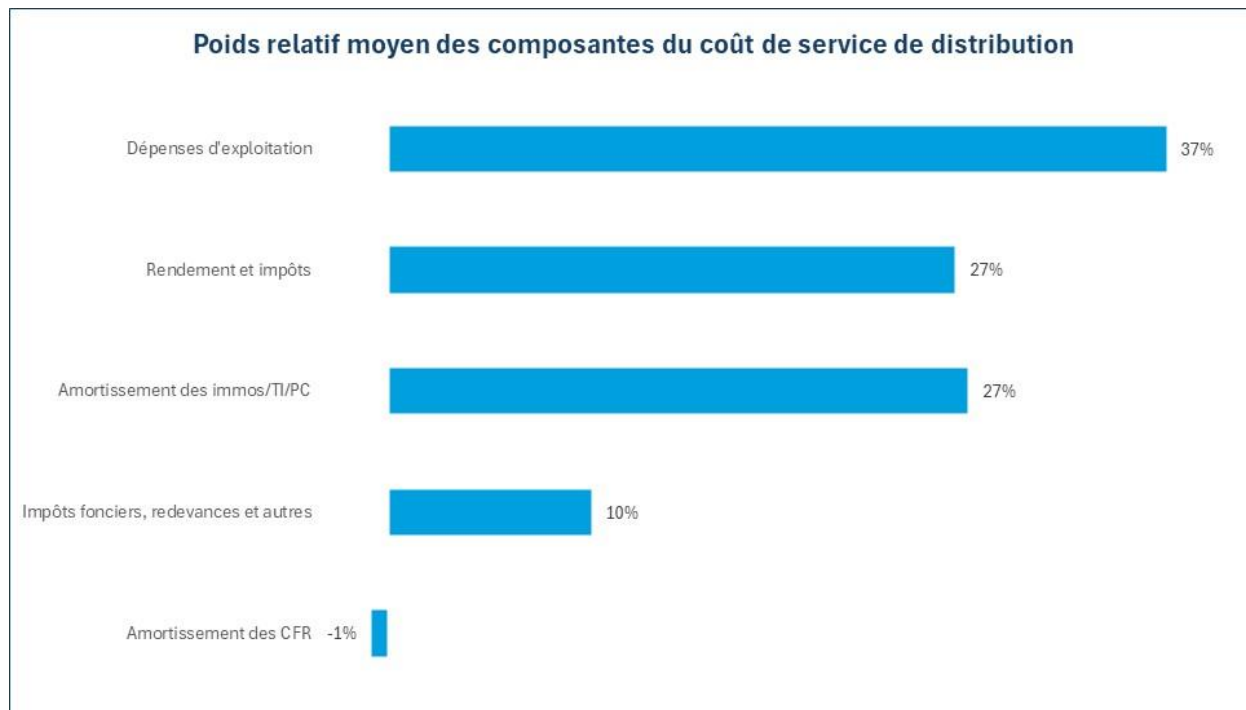
Graphique 2



## 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

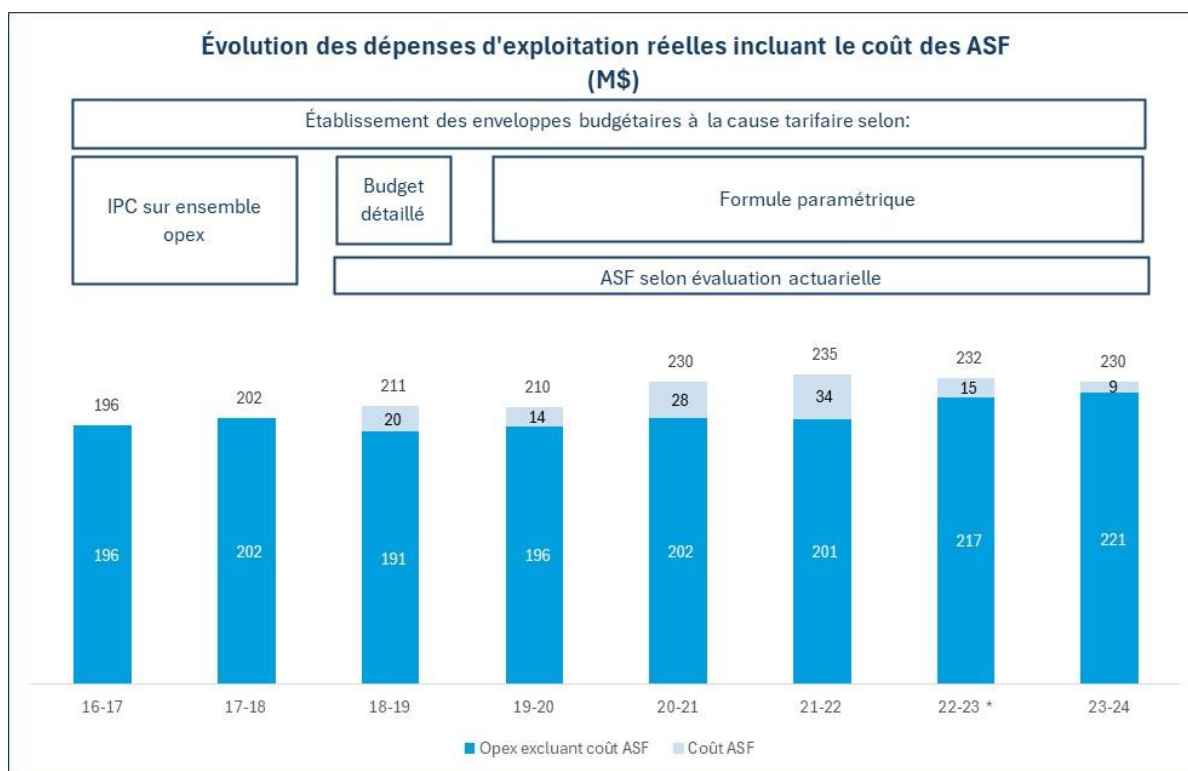


- 1 Les sections qui suivent présentent l'évolution historique ainsi qu'une analyse plus détaillée de  
2 chacune des composantes.

### 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 :

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

3 où  $OPEX_{CTt-1}$  : 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 salaires<sup>2</sup>, dont le maximum est fixé à 4,0 %, et à 25 % de l'IPC<sup>3</sup>;

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

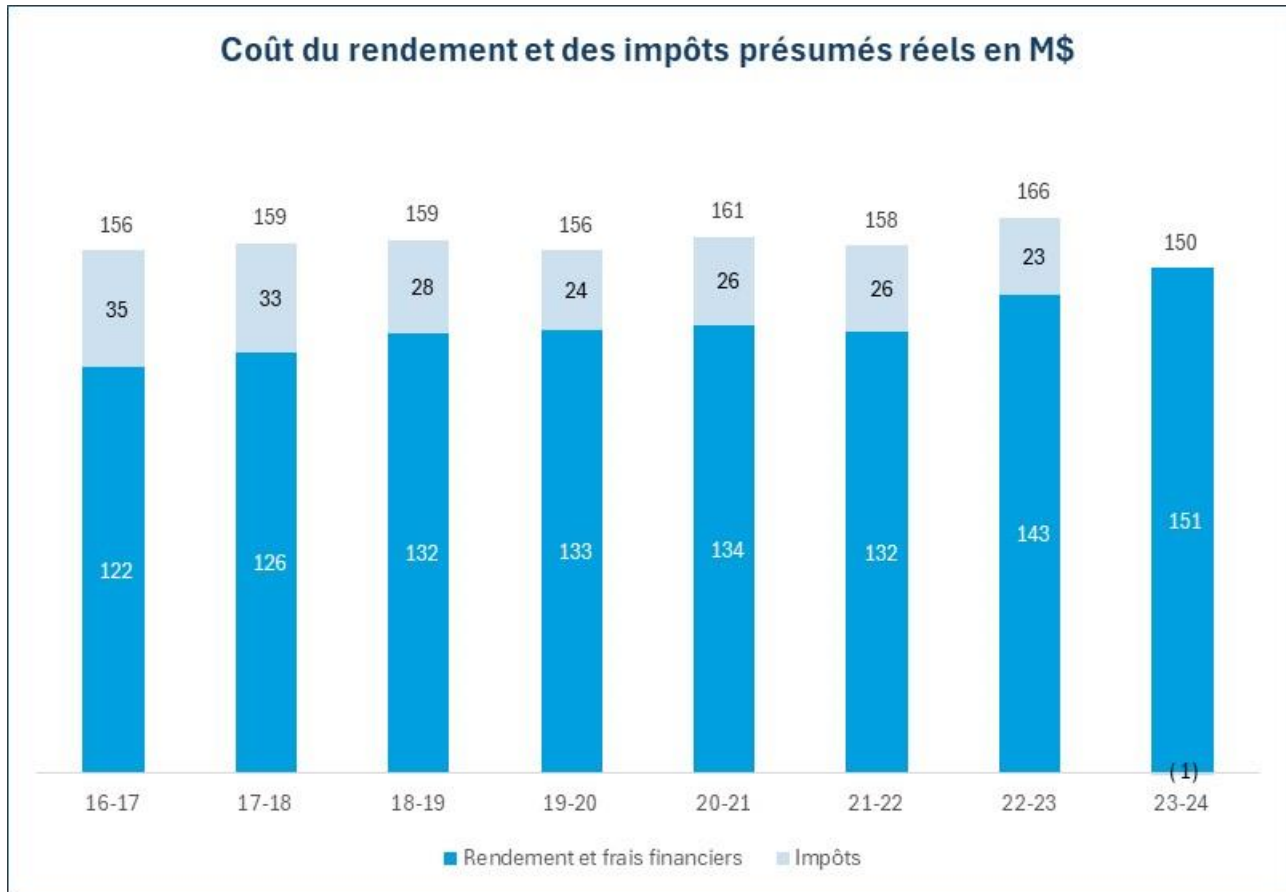
17 Le graphique suivant présente l'évolution du coût du rendement et des impôts :

---

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> 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

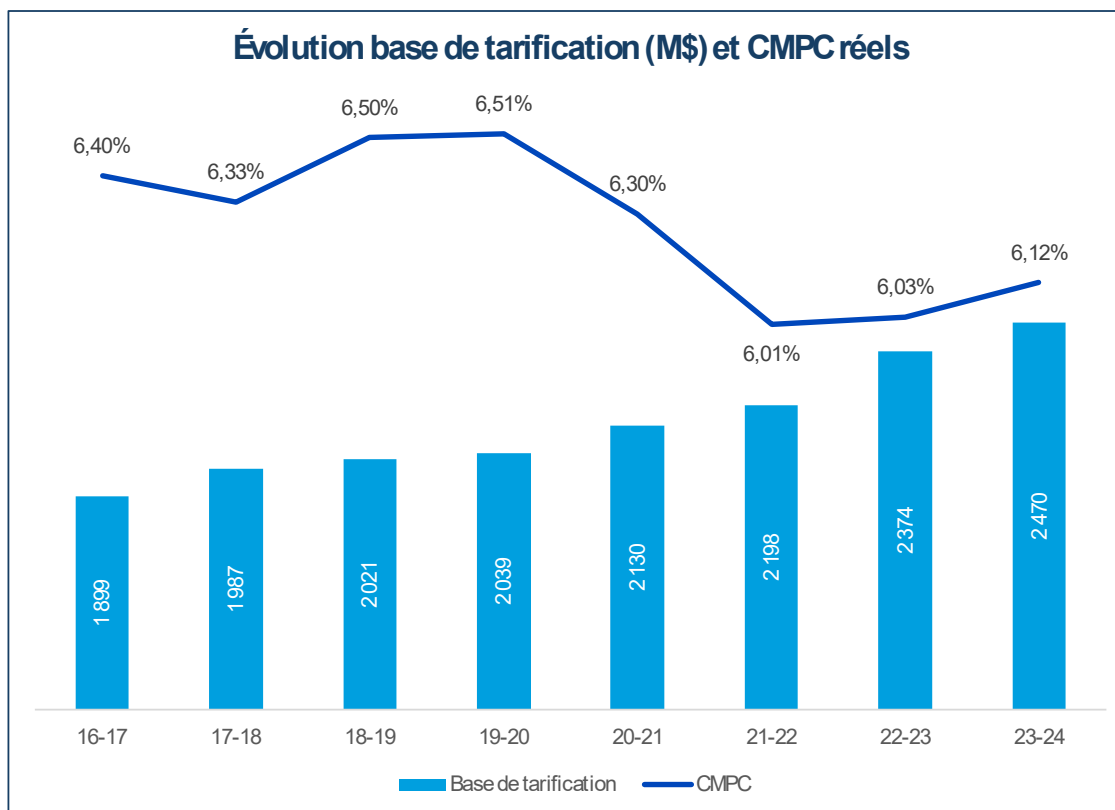


1 Énergir rappelle que le coût du rendement est directement influencé par le niveau de la  
2 BT ainsi que par le taux du coût moyen pondéré du capital (CMPC).

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.

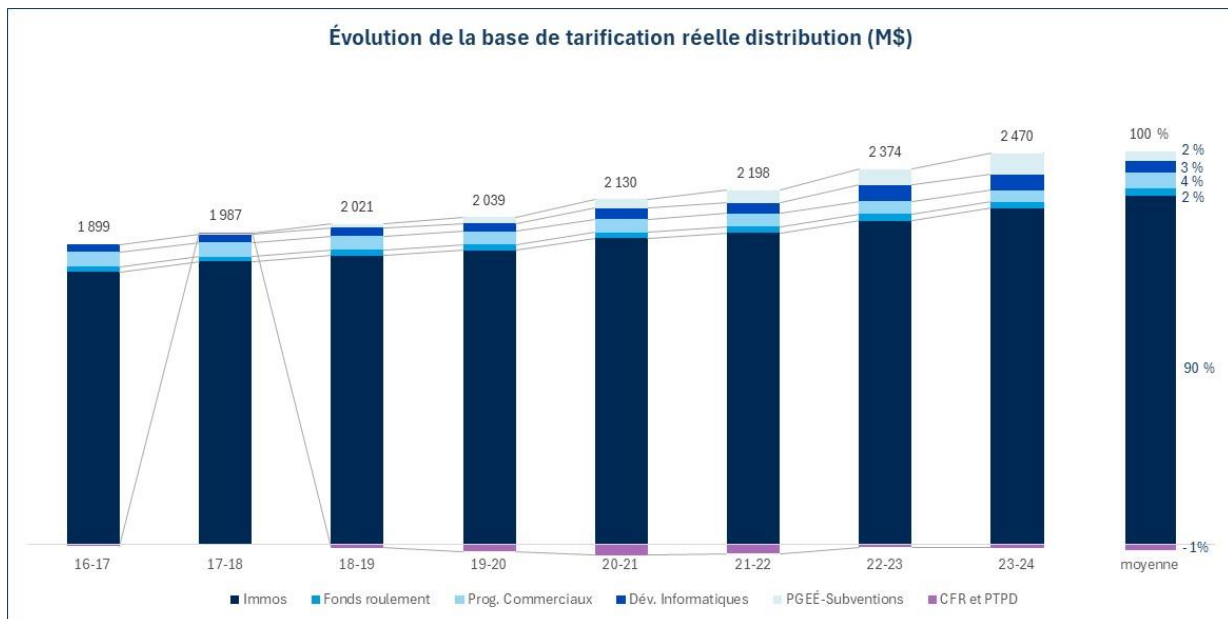
14 Ainsi, dans sa forme actuelle, la dépense d'impôts présumés – fondée sur les impôts  
15 exigibles – est difficilement prévisible, puisqu'aucune tendance ne peut être dégagée.

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

<sup>4</sup> Dossier R-4086-2019.

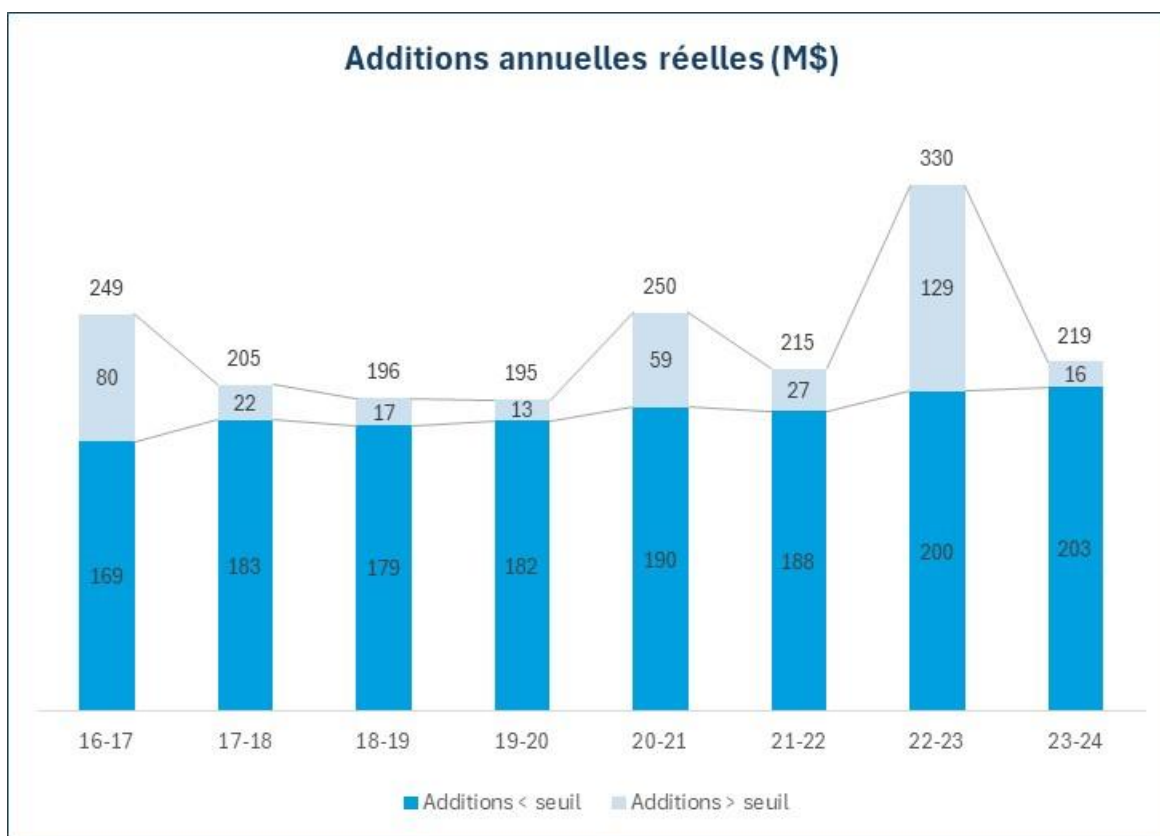
- 1           • La croissance plus soutenue des subventions du plan global en efficacité  
2           énergétique (PGEÉ) est occasionnée par l'effet incrémental de leur intégration  
3           à la BT depuis 2017-2018, ainsi que la hausse des subventions octroyées  
4           d'année en année;
- 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 PGEÉ 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

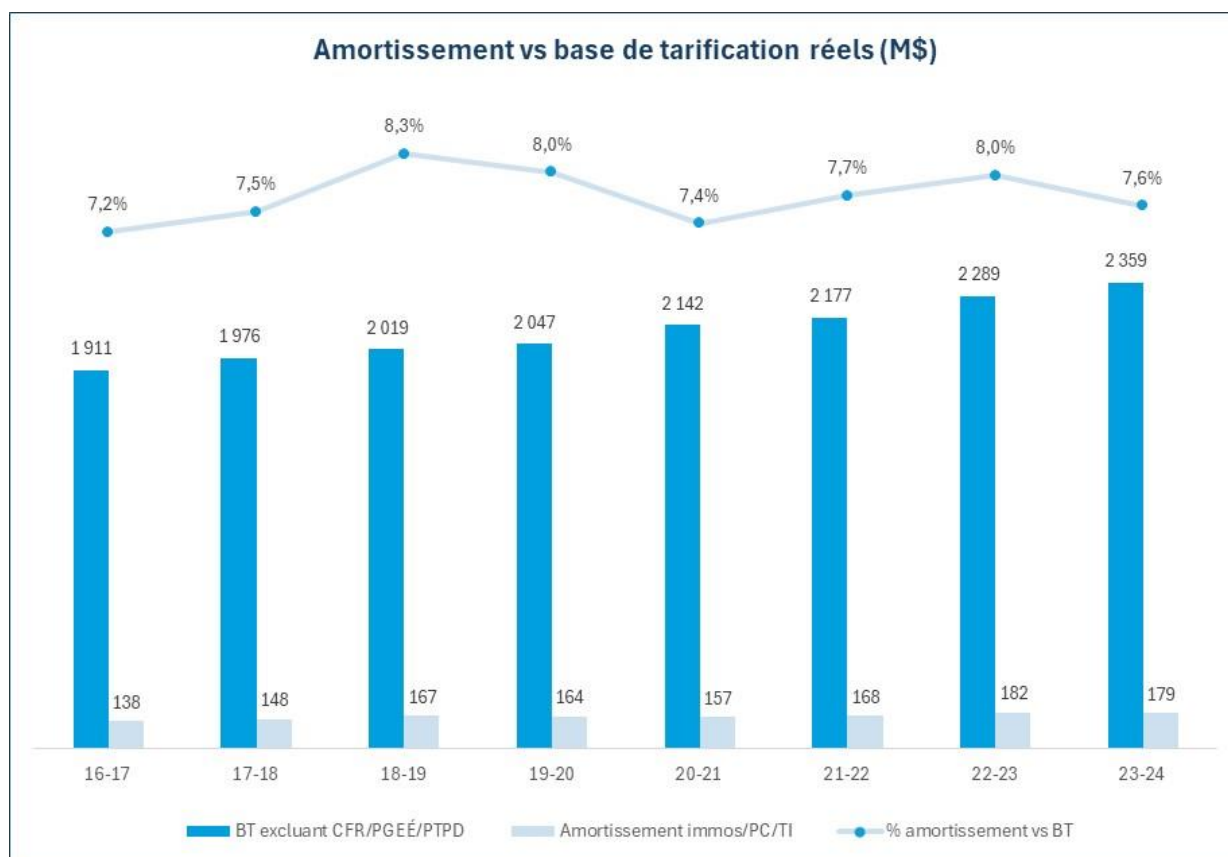


### 5.2.3 Amortissement

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.

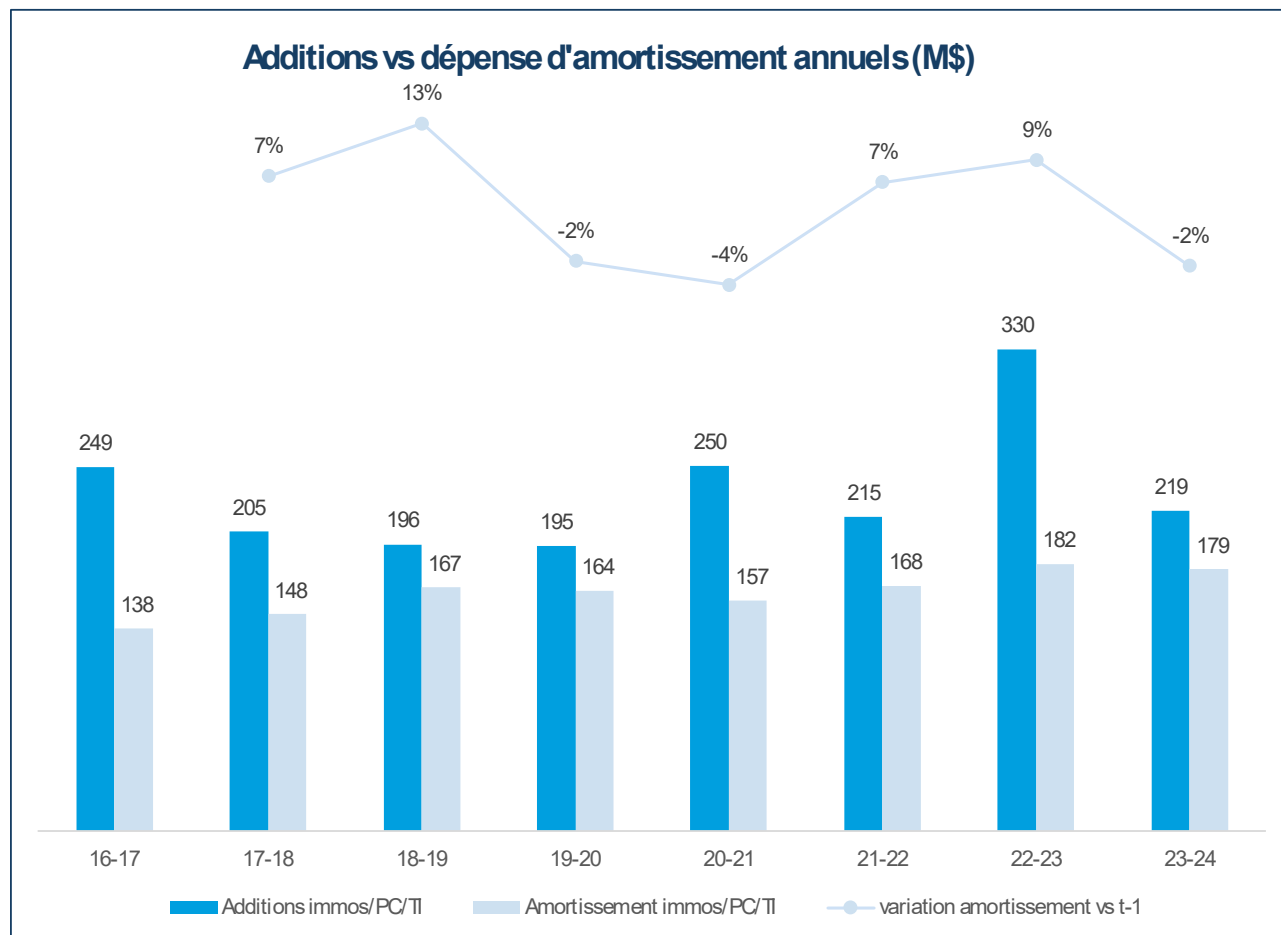
5 Bien que la dépense d'amortissement en dollars absolus fluctue d'un exercice à l'autre, le  
 6 ratio de l'amortissement par rapport à la BT demeure relativement stable. Cette stabilité  
 7 s'explique par le fait que la plus grande part de la dépense d'amortissement provient des  
 8 investissements 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;
- 4           • 2018-2019 et 2019-2020 : la croissance de 13 % en 2018-2019 par rapport à celle  
5           de 2017-2018, principalement occasionnée par l'amortissement ponctuel du projet  
6           de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des  
7           approvisionnements gaziers<sup>5</sup> 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)<sup>6</sup>;
- 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)<sup>7</sup> 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;

---

<sup>5</sup> Dossier R-3899-2014.

<sup>6</sup> Dossier R-4086-2019.

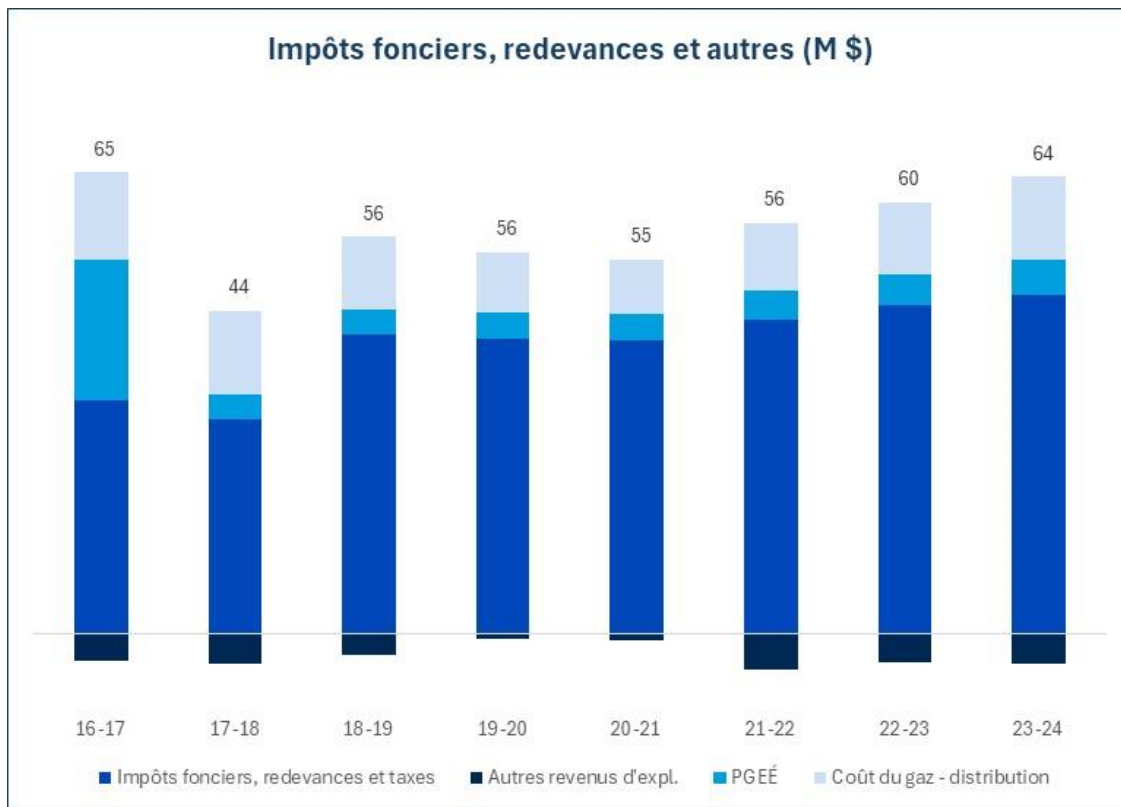
<sup>7</sup> Ibid.

- 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 gaziers<sup>8</sup> de  
18           13 M\$;
- 19           • 2022-2023 : amortissement ponctuel du volet OPEX du projet visant le  
20           programme de modernisation PRE (ERP)<sup>9</sup> 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 %.

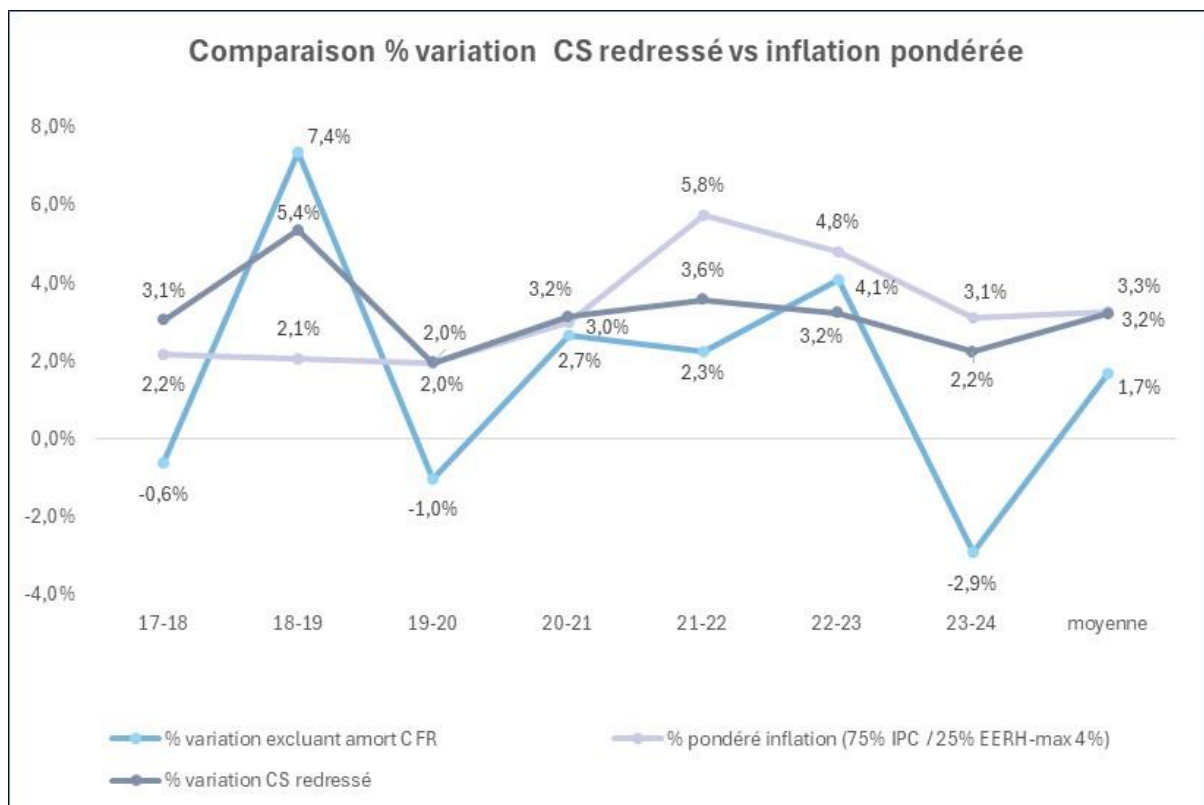
---

<sup>8</sup> Dossier R-3899-2014.

<sup>9</sup> 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 %<sup>10</sup>. 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

<sup>10</sup> 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 février précédant l'entrée en vigueur des tarifs.

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

22       Énergir propose de fixer cet indice selon la moyenne des 12 mois se terminant au mois  
23       de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs.

24 Il est à noter que ces deux indices ont été utilisés auparavant dans le cadre de l'allègement  
25 réglementaire, de 2019-2020 à 2024-2025, mais strictement aux fins de l'établissement de  
26 l'enveloppe des OPEX. Par le passé, Énergir procédait à une mise à jour de ces indices au cours  
27 de l'été précédant le début d'une année tarifaire, visant à réévaluer l'enveloppe des OPEX. Dans

1 un souci de simplicité et compte tenu de leur utilisation élargie à l'intérieur de la FVC, qui sera  
2 expliquée dans la prochaine section, Énergir propose de fixer les indices selon les modalités  
3 expliquées ci-haut, aux fins du dépôt de la cause tarifaire, sans procéder à leur mise à jour au  
4 cours de l'été suivant. Ainsi, les indices seront fixés au dépôt original et ne seront pas réévalués  
5 subséquemment.

## 6.2 COÛT DE SERVICE DE BASE

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

### 6.2.1 OPEX

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

$$11 \quad OPEX_{CTt} = OPEX_{CTt-1} \times (1 + I)$$

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

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

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

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

22 En effet, l'intégration de ce facteur dans la formule paramétrique passée reposait sur la  
23 reconnaissance du fait que « *la croissance du nombre de clients est un facteur explicatif  
24 plus significatif de la croissance des coûts d'un distributeur que la croissance des volumes*

1        *vendus*<sup>11</sup> ». Ce facteur, assorti d'un escompte de 75 %, a d'ailleurs été autorisé par la  
2 Régie dans les dossiers d'Enbridge Gaz Québec, anciennement Gazifère (dossier  
3 R-4032-2018)<sup>12</sup>, d'Hydro-Québec Distribution (dossier R-3776-2011)<sup>13</sup> et d'Énergir  
4 (dossier R-4076-2018)<sup>14</sup>.

5        À cet égard, une revue des différentes preuves, des analyses d'experts et des décisions  
6 rendues dans les dossiers R-3693-2009<sup>15</sup>, R-4076-2018<sup>16</sup> et R-4177-2021<sup>17</sup> révèle un  
7 consensus sur le lien entre la croissance des coûts d'exploitation d'un distributeur gazier  
8 et celle du nombre de clients. L'ensemble de ces documents s'appuie sur des hypothèses  
9 de croissance du nombre de clients. Or, il importe de s'interroger sur la réciprocité de  
10 cette corrélation dans un contexte de décroissance du nombre de clients, à savoir si une  
11 décroissance du nombre de clients induit nécessairement une baisse de coûts  
12 d'exploitation. D'ailleurs, les différentes études passées et les corrélations qui en  
13 découlent ont été élaborées dans une perspective de croissance du nombre de clients,  
14 sans qu'aucune analyse ne traite explicitement d'un contexte de décroissance du nombre  
15 de clients.

16        Dans le contexte actuel de transition énergétique et des cibles de réduction de GES du  
17 Gouvernement, Énergir est confrontée à une décroissance de sa clientèle, comme le  
18 reflètent les projections présentées dans une pièce<sup>18</sup> actuellement à l'étude. Cette  
19 tendance est d'ailleurs déjà amorcée, comme en témoigne le Rapport annuel 2024<sup>19</sup>.

20        Énergir est d'avis qu'une baisse du nombre de clients ne se traduit pas nécessairement  
21 par une réduction proportionnelle des coûts. Dans l'éventualité où Énergir desservira un  
22 moins grand nombre de clients, elle devra toujours assurer l'entretien et la sécurité de  
23 l'ensemble de son réseau. À cet égard, les leviers d'ajustements d'Énergir sont limités, en

---

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

<sup>12</sup> Décision D-2018-090, paragr. 76.

<sup>13</sup> Décision D-2012-024, paragr. 305.

<sup>14</sup> Décision D-2019-028, paragr. 33.

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

<sup>16</sup> Pièce B-0006, Énergir-E, Document 2, section 3.1.

<sup>17</sup> Décision D-2022-025, paragr. 76, phase 1.

<sup>18</sup> Pièce B-0232, Énergir-H, Document 2, tableau 17.

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

1           raison du fait qu'une grande proportion de sa main-d'œuvre est régie par des conventions  
2           collectives.

3           Considérant ce qui précède, Énergir a mandaté la firme d'expert NERA afin de produire  
4           un rapport à haut niveau sur la pertinence de maintenir le facteur de la croissance du  
5           nombre de clients dans un contexte de décroissance<sup>20</sup>. En plus de ses propres  
6           recherches, NERA a eu accès à de la documentation fournie par Énergir, incluant les  
7           preuves, les décisions et les rapports d'experts (dont ceux de la firme *Pacific Economics*  
8           *Group Research* (PEG)) ayant été utilisés dans le cadre de dossiers passés. Les  
9           principaux constats de ce rapport sont les suivants :

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

29           L'expert conclut par ailleurs que :

30           « *Neither of the PEG studies, for various reasons, are sufficiently robust to handle a*  
31           *situation where customer growth for gas distributors turns negative—or where the use of*  
32           *the 0.75 parameter is applied to a negative growth rate (implying falling O&M costs). The*  
33           *origin of the PEG productivity study and the Regie proceedings that established the*  
34           *parametric formula were predicated on reasonably stable growth in all parameters—they*  
35           *cannot reasonably be applied to project reductions in either the fixed or O&M costs for local*  
36           *distribution operations without much greater scrutiny on the nature of those costs and how*

---

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

1           *they could well increase even if customer densities thin or customer numbers drop. Such*  
2           *unprecedented output numbers, whether caused by the renewable energy transition or*  
3           *other idiosyncratic factors, would require new study. Such study would determine whether*  
4           *and how growth proxies would continue to apply when underlying customer growth is*  
5           *negative. »*

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

### **6.2.2 Rendement**

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

#### Maintien du CMPC pour l'année 2026-2027

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

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

23          Quant au taux moyen pondéré de la dette, celui-ci sera aussi maintenu pour l'année  
24          2026-2027. Par ailleurs, le mécanisme de nivellement des frais financiers liés à la dette  
25          déjà en place sera maintenu. Ainsi, les écarts découlant de l'évolution des taux d'intérêt  
26          réels par rapport à ceux projetés à la CT seront neutralisés et imputés dans le CFR prévu  
27          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'écarts 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 ans<sup>21</sup>, 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 distribution<sup>22</sup>, 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 2023-2024<sup>23</sup>, 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 :

---

<sup>21</sup> Dossier R-4177-2021, décision D-2022-123, paragr. 429.

<sup>22</sup> Dossier R-3867-2013, phase 4.

<sup>23</sup> 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](http://www.nera.com)

## Contents

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

## 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.<sup>1</sup> *RPI - X* regulation crossed to North America in the late 1980s as a means of injecting some competitive pressures into regulated price setting.<sup>2</sup> 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

---

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

<sup>2</sup> 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.<sup>3</sup> 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,<sup>4</sup> two years after setting the same formula for Gazifère.<sup>5</sup> 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.<sup>6</sup> The rulings justified the magnitude of the discount factor based on an assumption regarding the variable and fixed costs as shares of OPEX;

---

<sup>3</sup> 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.

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

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

<sup>6</sup> 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.<sup>7</sup>

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.

---

<sup>7</sup> 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**

<b>Jurisdiction</b>	<b>Decarbonization Target</b>	<b>Month Enacted</b>
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**

<b>Jurisdiction</b>	<b>Decarbonization Target</b>	<b>Month Enacted</b>
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.,

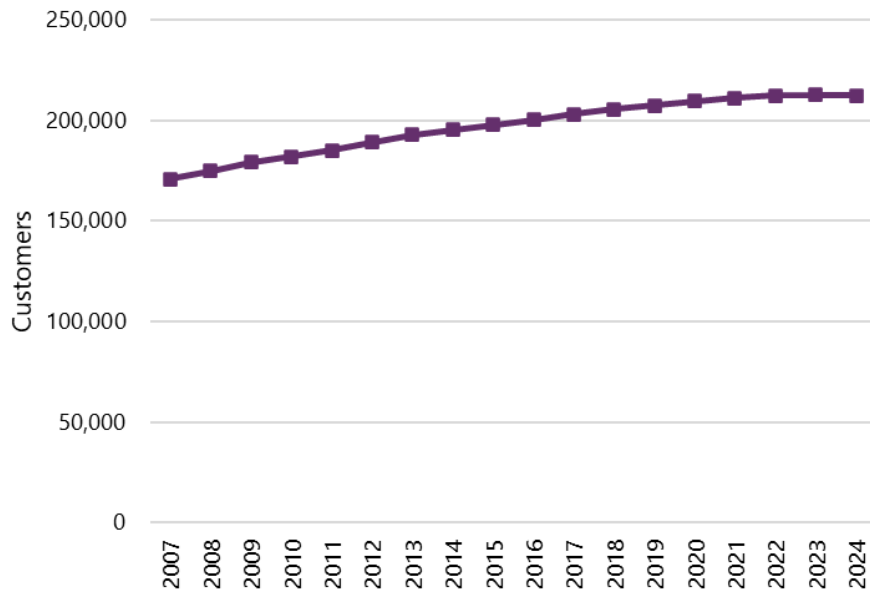
The Régie reiterates its view...that “[...] *growth* in the number of customers is a more significant explanatory factor of a distributor’s cost *growth* than *growth* in volumes sold.”<sup>8</sup> (emphasis added)

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.

---

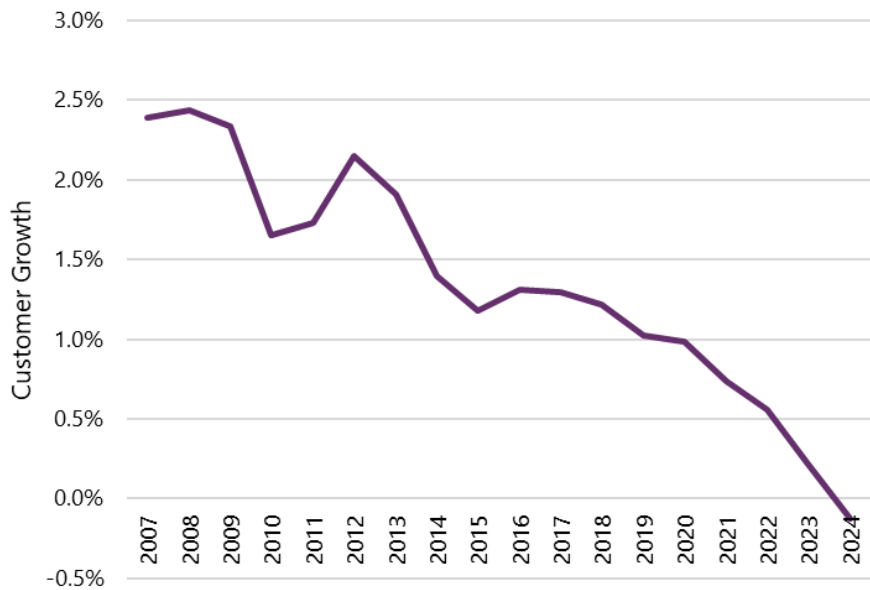
<sup>8</sup> D-2019-028, R-4076-2018 Phase 1, (8 March 2019), paragraph 33.

**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.<sup>9</sup>

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

---

<sup>9</sup> AUC Decision 2012-237, pp. 75-76