

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 3 DE LA FCEI**

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF
D'ÉNERGIR, S.E.C., À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2024**

DOSSIER R-4287-2024, PHASE 3 – VOLET A

DÉPENSES D'EXPLOITATION

Question 1 :

Références:

- (i) B-0317, p. 11, réponse 5.3
- (ii) B-0317, p. 11, tableau Q-5.3- a)
- (iii) B-0317, Annexe Q-11.1
- (iv) B-0317, p. 25, réponse 11.1
- (v) R-3867-2013, B-0144, annexe 1
- (vi) B-0318, p. 63, tableau 6
- (vii) R-4076-2018, B-0026
- (viii) R-4328-2025, B-0018, p. 3
- (ix) R-4328-2025, B-0018, p. 1, ligne 16

Préambule :

(i)
« Pour évaluer l'indice EERH, Énergir a calculé le taux de croissance annuel composé (TCAC) des salaires moyens réels par PMO, qu'elle a ensuite comparé au TCAC de l'indice EERH. Pour ce faire, Énergir a utilisé les salaires moyens bruts par PMO, c.-à-d. en excluant les allocations liées au CAPEX et aux activités non réglementés, afin d'éviter que des fluctuations ou distorsions liées à ces allocations n'affectent la croissance des dépenses. Le même principe a été appliqué aux autres dépenses, lesquelles ont également été considérées selon leurs montants bruts avant allocations, afin d'éviter toute distorsion liée aux mouvements d'allocation. » (Nous soulignons)

(vii)
« Néanmoins, en regard du facteur d'escompte de 0,75, Énergir tient à préciser qu'il représente un facteur de productivité X implicite à la formule paramétrique décrite plus loin, puisqu'il exige une baisse du coût par client. Cet élément a d'ailleurs été reconnu

par les experts qui ont témoigné dans le dossier du MRI d'Hydro-Québec Distribution (R-4011-2017)²⁰. » (Nous soulignons, notes omises)

(viii)

« E. L'écart favorable de 12,5 M\$ entre les dépenses d'exploitation réelles et l'enveloppe autorisée s'explique par la poursuite d'une saine gestion des coûts, notamment par une modulation stratégique des effectifs en fonction des besoins opérationnels, par le contrôle du temps supplémentaire et par une hausse de la proportion du temps consacré aux activités non réglementées. Énergir a consacré en 2024-2025 une proportion de temps importante au développement de ses filiales, et ce, avec la main-d'œuvre interne existante qui n'a pas été remplacée. De plus, cette saine gestion des coûts a contribué à une hausse des dépenses moins importante que l'inflation-IPC Québec incluse dans le calcul de la formule paramétrique, notamment en matière de services professionnels et externes, en matériaux, en dépenses de carburant, en téléphonie, en fournitures de bureau, ainsi qu'en dons et commandites. »

Questions :

1.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer quelles fluctuations ou distorsions entraîneraient la non-exclusion des allocations au CAPEX et aux activités réglementées? Veuillez présenter les TCAC des salaires moyens réels par PMO sans ces exclusions.

Réponse :

L'inclusion des allocations aux CAPEX et aux activités non réglementées dans le calcul du TCAC introduirait des fluctuations importantes et des distorsions, car ces éléments ne reflètent pas l'évolution normale et récurrente des dépenses d'exploitation. Les allocations aux CAPEX varient selon l'avancement et le calendrier des projets d'investissement, ce qui crée des mouvements ponctuels, parfois significatifs, d'une année à l'autre. Quant aux activités non réglementées, comme ces dernières ont fortement augmenté ces dernières années, inclure la recharge dans le calcul du TCAC biaiserait la croissance des dépenses d'exploitation propres aux activités réglementées.

Étant donné que les montants alloués aux CAPEX et aux activités non réglementées regroupent à la fois les salaires et avantages sociaux ainsi que les autres dépenses, Énergir ne dispose pas d'une ventilation suffisante pour en isoler distinctement les différentes composantes de coûts. Il n'est donc pas possible de calculer un TCAC des salaires moyens réels par PMO net de ces allocations.

- 1.2 Relativement à la référence (ii), présenter le calcul détaillé à partir des données brutes de Statistique Canada des % d'augmentation formule paramétrique pour les salaires (2,50%) et les autres dépenses (1,71%) en 2019-2020.

Réponse :

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.1.1 de la demande de renseignement n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3, pour obtenir la méthode de calcul des indices. Il s'agit de la même méthode de calcul pour chaque année financière.

- 1.3 Relativement à la référence (ii), veuillez présenter le calcul détaillé à partir des données brutes de Statistique Canada des % d'augmentation formule paramétrique pour les salaires (2,50%) et les autres dépenses (1,71%) en 2019-2020.

Réponse :

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.2, car il s'agit de la même question.

- 1.4 Relativement à la référence (iii), veuillez expliquer pourquoi, pour l'année 2020-2021, les lignes 6 à 8 de la colonne 9 de la page 1 diffèrent des mêmes lignes de la colonne 2 de la page 2.

Réponse :

Comme indiqué à la note 2 de la page 1 de la référence (iii), le coût de service de la Cause tarifaire 2020-2021 a été ajusté afin d'exclure l'effet de la modification des taux d'amortissement survenue en 2020-2021, de manière à permettre une comparaison cohérente avec les années 2018-2019 et 2019-2020.

Par ailleurs, le coût de service présenté à la page 2 de la référence (iii) correspond au coût du dépôt original, incluant l'effet de la modification des taux d'amortissement, afin d'être comparable aux années 2021-2022 et 2022-2023 qui ont été établies en fonction des nouveaux taux.

- 1.5 Relativement à la référence (iv), veuillez expliquer pourquoi Énergir a réalisé des simulations qui utilisent la dernière année d'un cycle comme point de départ du cycle suivant. Par exemple, pourquoi la deuxième simulation ne commence-t-elle pas en 2021-2022 plutôt qu'en 2020-2021.

Réponse :

L'objectif des simulations effectuées par Énergir n'était pas de réaliser des continuités, mais plutôt de tester l'application de la FVC sur un cycle triennal, comparativement aux données établies selon un dossier tarifaire en coût complet, et ce, pour trois scénarios différents. Le début d'un cycle triennal étant déterminé à partir de l'établissement d'un coût complet, il n'est donc pas tributaire des données obtenues à la fin du cycle précédent.

L'année 2018-2019 a été choisie comme point de départ des scénarios puisqu'il s'agit de l'année pour laquelle la présentation des ASF est harmonisée avec la méthodologie actuelle. Afin de permettre la réalisation de scénarios triennaux comparables entre eux, Énergir devait également se situer dans un cycle où les taux d'amortissement en vigueur étaient les mêmes ou pouvaient être facilement redressés, comme ce fut le cas pour l'année 2020-2021.

Énergir rappelle également que les travaux d'analyse liés à la FVC remontent à plusieurs mois et qu'au moment de cet exercice, les dernières données disponibles et approuvées par la Régie en matière tarifaire étaient celles de 2024-2025. Pour l'ensemble de ces raisons, Énergir a choisi les périodes suivantes pour ses simulations : 2018-2019 à 2020-2021, 2020-2021 à 2022-2023 et 2022-2023 à 2024-2025.

- 1.6** Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que, si la simulation avait débuté en 2021-2022, l'écart observé entre la simulation FVC 2022-2023 et l'année tarifaire 2022-2023 aurait été de l'ordre de 24 M\$.

Réponse :

Malheureusement, Énergir n'est pas en mesure d'identifier comment l'écart de 24 M\$ a été établi. Il est certain que la modification du point de départ d'un scénario peut faire varier les résultats, à la hausse ou à la baisse.

Toutefois, les trois analyses réalisées par Énergir indiquent qu'au terme du cycle de trois ans, ces variations demeureront relativement marginales.

Énergir souhaite rappeler que la FVC constitue une formule simple d'application qui, sur un horizon de trois ans, permet d'établir les coûts de service de manière allégée, tout en maintenant des tarifs globaux justes et équitables.

- 1.7** Veuillez mettre à jour les analyses de la référence (v). Pour chacun des items de coût, veuillez indiquer s'il demeure au même niveau, diminue ou devient nul

lorsqu'un compteur est fermé. Pour ceux qui diminuent, veuillez indiquer dans quelle proportion.

Réponse :

Le tableau de la référence (v) a été mis à jour dans la pièce B-0031 du dossier R-4175-2021. Veuillez s.v.p. vous référer à l'annexe 1 de ladite pièce.

À noter que le coût marginal de prestation de services à long terme (CMPSLT) représente une donnée utilisée dans le cadre de l'analyse de rentabilité des projets d'extension de réseau et doit être analysé dans ce contexte. L'étude et les discussions ayant mené à la mise en place du CMPSLT n'ont pas été faites dans le cadre d'une analyse d'impact d'une fermeture de compteur.

Sans faire une analyse exhaustive de chaque item, de manière générale, il peut être établi que les coûts qui apparaissent uniquement à la colonne « Année 1 » du CMPSLT ne subissent aucun impact lorsqu'un compteur se ferme, puisqu'il s'agit de coûts directs liés au raccordement initial. Quant aux coûts de la colonne « Année 2 et + », les plus significatifs sont obtenus en répartissant des enveloppes de coûts annuels historiques sur le nombre actuel de clients. Ainsi, la fermeture d'un compteur peut se traduire par un maintien ou une légère augmentation du coût par client, étant donné qu'il s'agit de coûts principalement fixes répartis sur un plus petit nombre de clients. Par ailleurs, quelques coûts peu significatifs peuvent diminuer ou devenir nuls lorsqu'un compteur est fermé (exemple : l'item « envoi d'une facture », qui correspond au coût du timbre-poste et de l'enveloppe de retour, devient nul si un client qui demandait ses factures par la poste se déconnecte du réseau).

- 1.8** Relativement à la référence (iv), veuillez confirmer que les clients perdus correspondent des branchements qui deviennent inactifs.

Réponse :

Énergir croit comprendre que la FCEI cite plutôt la référence vi).

Un client perdu ne correspond pas nécessairement à un branchement inactif. Trois conditions doivent être respectées pour qu'une installation soit considérée comme étant « perdue » :

- 1) Aucune facture émise à une installation durant une période consécutive de 12 mois;
- 2) Le statut de compte de contrat associé à l'installation ne doit plus être actif;
- 3) Une facture doit avoir été émise le mois précédant la période de 12 mois de non-facturation.

- 1.9** Relativement à la référence (vii), veuillez expliquer pourquoi Énergir considère qu'il n'y a plus lieu d'intégrer de facteur de productivité à la portion charges d'exploitation de la FVC alors qu'un tel facteur était implicitement présent dans la formule antérieure.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la section 6.2.1 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1 ainsi qu'à la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignement n° 1 de l'ACIG à la pièce Énergir-V, Document 3.

De plus, comme mentionné à la section 8 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1, l'ajout d'un facteur de productivité est généralement associé à des mécanismes incitatifs, ce qui n'est pas l'approche préconisée par Énergir dans le présent dossier.

- 1.10** Sur la base des références (viii) et (ix), la FCEI calcule que les mesures d'efficience mises en place depuis la dernière évaluation des charges sur la base du coût de service représentent environ 5% (12,5 M\$/256 M\$) des dépenses d'exploitation sur une période de six années, soit environ 0,6% par année. Veuillez confirmer que cette efficience est en sus de la productivité implicite liée au facteur de 0,75% appliqué paramètre de croissance.

Réponse :

Ces initiatives d'efficacité et de productivité s'ajoutent à la productivité implicite déjà intégrée dans la formule paramétrique, laquelle tient compte d'un facteur de 0,75 appliqué à la croissance du nombre de clients.

Autrement dit, les gains résultant de l'optimisation des processus, de la modulation stratégique des effectifs et des améliorations opérationnelles sont réalisés en plus de la productivité supposée par le mécanisme paramétrique. Les économies observées ne reflètent donc pas seulement l'effet du facteur de productivité présumé dans la formule, mais également les efforts supplémentaires déployés par Énergir pour gérer ses ressources de manière efficiente.

- 1.11** Veuillez élaborer sur les démarches réalisées ou planifiées par Énergir eu égard au déploiement de l'intelligence artificielle et aux impacts qu'elle anticipe sur ses dépenses d'exploitation dans les années à venir.

Réponse :

Énergir tient à préciser que l'utilisation de l'intelligence artificielle est un levier technologique exploratoire comme un autre pour soutenir des pistes d'amélioration de l'efficacité et pour générer des économies potentielles. L'intégration de l'intelligence artificielle en est encore à ses débuts dans les activités d'Énergir. Dans ce contexte, Énergir n'est pas en mesure de quantifier les impacts qui pourraient éventuellement découler de son utilisation sur ses dépenses d'exploitation.

BASE DE TARIFICATION ET AMORTISSEMENT

Question 2:

Références:

- (i) B-0318, pp. 20 et 21, graphique 10 et explications
- (ii) B-0317, p. 2, réponse 1.1
- (iii) B-0318, p. 38
- (iv) B-0318, p. 37, tableau 2

Préambule :

(ii)

« Au cours des années antérieures, certains nouveaux traitements fiscaux, notamment ceux liés aux développements informatiques, ont eu un impact sur la charge d'impôt réel, alors que ces traitements n'avaient pas été pris en compte lors de l'établissement du dossier tarifaire de ces mêmes années. »

(iii)

« Les éléments traités à la marge incluent les nouveaux projets majeurs (qui seront intégrés à la BT en 2026-2027), les ASF, les CFR, le PGEÉ ainsi que le PTPD. Le coût de service relié à ces éléments, comprenant le coût du rendement et de l'amortissement, sera actualisé en fonction des soldes connus au moment de la production de la CT 2026-2027. »
(Nous soulignons)

Questions :

2.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer la variation de la dépense d'amortissement attribuable au projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers en 2019- 2020.

Réponse :

Le projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers a généré, en 2018-2019, une charge d'amortissement ponctuelle de 13,1 M\$. Comme cet amortissement était non récurrent, la dépense d'amortissement pour l'année 2019-2020 a diminué d'un montant équivalent, soit 13,1 M\$.

- 2.2 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer la variation de la dépense d'amortissement attribuable au projet visant le programme de modernisation PRE en 2023-2024.

Réponse :

En 2022-2023, le projet lié au programme de modernisation PRE a généré une charge d'amortissement ponctuelle de 10,0 M\$, attribuable à la récupération du volet OPEX propre à cette année. Étant donné que cet amortissement était non récurrent, la dépense d'amortissement pour l'année 2023-2024 a diminué d'un montant équivalent, soit 10,0 M\$.

- 2.3 Veuillez présenter la dépense d'amortissement et la base de tarification prévisionnelles relatives aux *Actifs intangibles - Développements informatiques* pour les années 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028 en distinguant les projets majeurs des autres actifs. Veuillez indiquer la durée d'amortissement en vigueur pour cette classe d'actifs.

Réponse :

La base de tarification prévisionnelle relative aux *actifs incorporels - développements informatiques*, pour l'année 2025-2026 se trouve à la pièce B-0103 (Énergir-L, Document 1, page 1, ligne 13). La dépense d'amortissement prévue s'élève à 36,0 M\$ pour cet exercice.

Il n'est pas possible de fournir les données prévisionnelles détaillées pour l'année 2026-2027, puisqu'elles seront établies conformément à l'application de la FVC. En ce qui concerne l'année 2027-2028, il est également trop tôt pour produire une prévision. Celle-ci sera déposée dans le cadre du dossier tarifaire 2027-2028, à titre d'année en coût de service détaillé pour l'application du premier cycle triennal.

Les périodes d'amortissement applicables aux développements informatiques, comme indiqué à la pièce B-0131 (Énergir-N, Document 9, page 1, ligne 2, colonne 11), sont d'un an dans le cas du volet OPEX au CFR, de cinq ans pour les projets inférieurs au seuil, et jusqu'à 10 ans pour un projet majeur, selon sa durée d'utilisation.

Il n'est pas possible de présenter une base de tarification distinguant spécifiquement les projets majeurs des autres actifs. La continuité des développements informatiques ne s'effectue pas, dans SAP, selon que le projet soit inférieur ou supérieur au seuil, mais bien en fonction des exigences de suivi statutaire nécessaires à la production des états financiers.

Pour les fins statutaires, une segmentation est requise afin de distinguer les investissements comptabilisés en actifs incorporels, ceux classés parmi les autres actifs à long terme ainsi que ceux associés aux frais reportés.

- 2.4 Veuillez produire la même information pour toutes les classes d'actifs dont la durée d'amortissement est inférieure à quatre ans.

Réponse :

Énergir ne possède que trois catégories d'actifs dont la durée d'amortissement est inférieure à quatre ans, soit les catégories :

- Z2202 (2 ans);
- Z2203 (4 ans);
- Z2203_ (4 ans).

Veuillez s.v.p. vous référer à 1, pièce B-0136 (Énergir-N, Document 14, page 1, lignes 66 à 68), colonne *Amortissement prévisionnel 2025-2026*, pour identifier la valeur de l'amortissement prévu.

Énergir n'est pas en mesure de présenter une base de tarification distinguant les projets supérieurs au seuil de ceux inférieurs au seuil pour ces catégories d'actifs. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 9.2 de la demande de renseignement n° 9 de la Régie, à la pièce Énergir-V, Document 1.

Comme indiqué à la réponse à la question 2.3, les prévisions pour les années 2026-2027 et 2027-2028 ne seront pas fournies.

- 2.5 Relativement à la référence (iii), veuillez confirmer que la variation de la dépense d'amortissement associée à des projets majeurs déjà inclus à la base de tarification ne serait pas ajustée à la marge dans le cadre de la FVC. Le cas échéant, veuillez justifier.

Réponse :

Énergir souhaite apporter une précision quant au texte de la référence (iii) et, par conséquent, à l'interprétation qu'en a faite la FCEI. Pour la première année d'application d'un cycle pluriannuel, si un projet majeur est déjà inclus dans la base de tarification et qu'il est également en service, le coût de service établi à ce moment tient déjà compte des effets de rendement et d'amortissement propres à ce projet. Lorsque ces effets sont récurrents pour l'ensemble du cycle pluriannuel, aucun ajustement à la marge n'est requis aux années intermédiaires 1 et 2, puisqu'ils sont déjà captés dans le point de départ de la formule.

Cependant, si un projet majeur est intégré à la base de tarification à la première année du cycle, mais que sa mise en service survient à l'une ou l'autre des années intermédiaires, un ajustement à la marge doit être effectué afin de refléter la charge d'amortissement associée au projet aux années intermédiaires 1 et/ou 2, celle-ci n'ayant pas été prise en compte dans le point de départ.

De plus, il peut arriver qu'un projet majeur inclus à la première année ait un impact non récurrent au cours de ce cycle. Cette situation survient lorsqu'un projet de développement informatique supérieur au seuil comporte un volet OPEX amorti uniquement à la première année du cycle triennal. Comme indiqué aux réponses aux questions 2.1 et 2.2, cet amortissement peut représenter des montants considérables. Dans un tel cas, Énergir procédera à un ajustement à la marge aux années intermédiaires 1 et 2 afin de retirer l'effet non récurrent et éviter qu'il n'entraîne une croissance indue de la charge d'amortissement.

- 2.6** Dans la mesure où les projets majeurs sont définis en fonction de la taille de l'investissement, mais pas de la taille de la dépense d'amortissement, veuillez commenter le risque que la mise en service ou la fin de l'amortissement d'un projet inférieur au seuil ait un impact sensible sur la dépense d'amortissement.

Réponse :

Compte tenu des références énoncées en préambule ainsi que des questions 2.1 à 2.5, Énergir présume que la question aurait dû se lire comme suit : « *Veillez commenter le risque voulant que la mise en service ou la fin de l'amortissement d'un projet supérieur au seuil ait un impact significatif sur la dépense d'amortissement.* »

Énergir reconnaît qu'il existe un risque, tant de sous-évaluation que de surévaluation, et c'est pourquoi un ajustement à la marge est prévu, comme expliqué à la réponse à la question 2.5.

La charge d'amortissement d'un projet majeur dépend de la nature du projet ainsi que des durées d'amortissement en vigueur pour les catégories d'actifs qui y sont associées.

Bien que l'effet sur la charge d'amortissement puisse être relativement faible lorsqu'il s'agit de projets de développement ou d'amélioration du réseau, dont les actifs sont amortis sur des périodes avoisinant 40 ans, l'impact est plus important pour les projets liés aux installations générales, qui présentent des durées d'amortissement plus courtes. Cet effet est d'autant plus marqué dans le cas des projets de développement informatique, généralement amortis sur une période de 10 ans, et il devient encore plus significatif lorsque le projet comporte un volet OPEX qui est amorti ponctuellement sur une seule année. Les réponses aux

questions 2.1 et 2.2 démontrent les impacts potentiels de telles situations. En raison de la volatilité possible de la charge d'amortissement liée aux projets majeurs, des ajustements à la marge sont nécessaires.

Par ailleurs, il importe de préciser que, même si la valeur d'un projet supérieur au seuil n'est pas corrélée à la valeur de sa charge d'amortissement, le montant de l'investissement est étroitement lié au rendement. Ainsi, quelle que soit sa nature, la valeur d'un projet peut avoir un effet non négligeable sur le rendement inclus au coût de service.

Énergir estime donc essentiel d'effectuer des ajustements à la marge afin de refléter, tant pour la charge d'amortissement que pour le volet rendement, une prévision la plus juste et équitable possible.

2.7 Veuillez indiquer où se retrouvent les éléments traités à la marge à la référence (iv).

Réponse :

L'objectif du tableau 2 de la référence (iv) était de présenter la méthodologie d'application de la FVC pour l'année intermédiaire. Ainsi, la colonne 5 présente uniquement le coût de service de base estimé pour 2026-2027, établi à partir de l'application de la FVC. Comme l'objectif n'était pas de déposer la vue complète du coût de service prévu pour 2026-2027, les ajustements à la marge relatifs au CFR, au PGEÉ, aux ASF ainsi que ceux associés aux projets majeurs n'ont pas été inclus. Ils seront disponibles dans la Cause tarifaire 2026-2027, qui sera déposée au cours du mois de mai prochain.

ANALYSE RÉTROSPECTIVE

Question 3:

Références:

- (i) B-0318, p. 76, tableau 13
- (ii) B-0318, p. 16, graphique 7
- (iii) B-0318, p. 11, graphique 4

Préambule :

Selon la (iii), les OPEX excluant les ASF étaient de 196 M\$ en 2016-2017 et de 221 M\$ en 2023-2024 ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 1,7%.

Questions :

- 3.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer comment l'année de départ de l'analyse a été sélectionnée. Veuillez indiquer si Énergir a réalisé des analyses de sensibilité à cet égard.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignement n° 1 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-V, Document 5.

- 3.2 Veuillez présenter le détail du calcul des taux de la Croissance moyenne 2018 à 2025 (2e colonne) du tableau 13 et fournir les références aux données utilisées.

Réponse :

Pour calculer les taux de croissance moyens, Énergir a calculé le taux de croissance de chacune des années de 2017-2018 à 2023-2024 et a ensuite fait la moyenne des sept taux obtenus.

Voici un exemple pour l'élément *Coût de service excluant les CFR* :

Tableau Q-3.2

Année	COS excluant CFR (M\$)	Variation (%)
2016-2017	556	
2017-2018	552	-0,61
2018-2019	593	-7,37
2019-2020	587	-1,00
2020-2021	603	2,67
2021-2022	616	2,27
2022-2023	642	4,10
2023-2024	623	-2,92
2024-2025	680	9,14
Moyenne		2,63

- 3.3 Veuillez refaire le tableau 13 en utilisant la dernière année en coût de service, soit l'année 2018-2019 comme point d'ancrage.

Réponse :

Énergir ne juge pas nécessaire de reproduire le tableau 13 en utilisant l'année 2018-2019 comme point d'ancrage. Historiquement, l'allègement réglementaire visait uniquement les dépenses d'exploitation et n'avait donc aucun effet sur les autres composantes du coût de service présentées au tableau 13. De plus, cet allègement s'appliquait uniquement au processus d'établissement des enveloppes budgétaires dans le cadre de la cause tarifaire.

Le tableau 13 présente la croissance moyenne des composantes du coût de service réel pour les années 2017-2018 à 2024-2025. Ainsi, peu importe la méthodologie utilisée pour établir les OPEX lors des causes tarifaires, les coûts réels, eux, demeurent évalués de manière uniforme. Cela permet de démontrer la croissance réelle moyenne, indépendamment de la méthodologie d'établissement utilisée dans les causes tarifaires.

- 3.4 Relativement à la référence (ii), veuillez produire les données sous-jacentes au graphique 7.

Réponse :

Tableau Q-3.4

Base de tarification réelle – distribution (M\$)

Composantes	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Immobilisations	1 737	1 803	1 841	1 874	1 950	1 984	2 063	2 141	2 194
Fonds de roulement	32	31	36	36	37	40	42	43	48
Programmes commerciaux	93	90	87	85	86	85	80	72	64
Développement informatique	48	51	55	52	70	68	104	102	122
PGEEÉ-Subventions	0	7	23	38	57	80	103	131	160
CFR et PTPD	-12	4	-21	-46	-69	-59	-19	-21	-38
	1 899	1 987	2 021	2 039	2 130	2 198	2 374	2 470	2 549

3.5 Veuillez réconcilier le taux de 1,7% en préambule et le taux de 4,01% se trouvant au tableau 13 (i).

Réponse :

Le taux de 1,7 % en préambule considère la croissance annuelle moyenne de 2016-2017 à 2023-2024, alors que le taux de 4,01 % considère la croissance annuelle moyenne de 2016-2017 à 2023-2025, soit une année financière additionnelle. De plus, dans le calcul du taux de 1,7 %, les dépenses d'exploitation réelles des années 2016-2017 et 2017-2018 incluent les ASF, alors que ces derniers sont exclus pour l'ensemble des années dans le calcul du taux du 4,01 % (référence au graphique 4B dans l'annexe 2 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1).